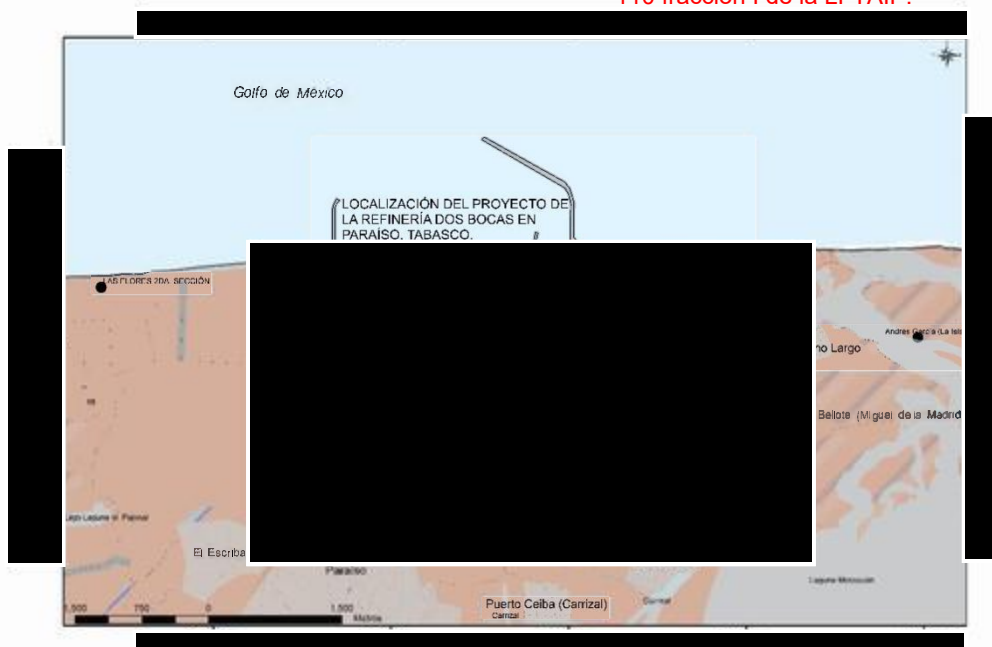




ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO

Coordenadas del proyecto Art.
113 fracción I de la LGTAIP y
110 fracción I de la LFTAIP.

Ubicación del proyecto Art. 113 fracción I de la LGTAIP y
110 fracción I de la LFTAIP.



REFINERÍA DOS BOCAS PARAISO, TABASCO

2019



Capítulo I

CONTENIDO

I.	ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.....	6
I.1.	BASES DE DISEÑO.....	6
I.1.1	Proyecto civil.....	77
I.1.2	Proyecto mecánico.....	78
I.1.3	Proyecto sistema contra-incendio.....	78
I.2	DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.....	83
I.2.1.	Hojas de seguridad.....	141
I.2.2.	Almacenamiento.....	142
I.2.3.	Equipos de proceso y auxiliares.....	144
I.2.4.	Pruebas de verificación.....	337
I.3	CONDICIONES DE OPERACIÓN.....	344
I.3.1.	Especificación del cuarto de control.....	520
I.3.2.	Sistemas de aislamiento.....	520
I.4	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS.....	523
I.4.1	Antecedentes de accidentes e incidentes.....	523
I.4.2	Metodologías de identificación y jerarquización.....	533

Índice de figuras

Figura I. 1	Localización general de la Refinería Dos Bocas.....	7
Figura I. 2	Ubicación del proyecto en el municipio de Paraíso, Tabasco.....	8
Figura I. 3	Localización de Instalaciones.....	11
Figura I. 4	Proceso de refinación.....	13
Figura I. 5	Principales productos del esquema de refinación.....	20
Figura I. 6	Fallas y fracturas en el área del proyecto y alrededores.....	25
Figura I. 7	Zonas sísmicas de México.....	26
Figura I. 8	Peligro por actividad volcánica.....	28
Figura I. 9	Clima en el área del proyecto.....	29
Figura I. 10	Probabilidad de formación de los ciclones tropicales en el Golfo de México y Mar Caribe.....	31
Figura I. 11	Frecuencia de ocurrencia de los ciclones tropicales en el Golfo de México y Mar Caribe.....	32
Figura I. 12	Hidrología superficial en el entorno del Proyecto.....	35
Figura I. 13	Índice de vulnerabilidad costera del litoral de Tabasco.....	37
Figura I. 14	Sectorización de la costa del Estado de Tabasco.....	38
Figura I. 6	Tasa anual de avance por ganancia de terreno y/o retroceso por sector.....	40
Figura I. 16	Dinámica por modificaciones antropogénicas en el lado nor-oeste del	



proyecto. Fuente: IMP	41
Figura I. 17 Sistemas de la Refinería Dos Bocas.....	82
Figura I. 18 Planta de Destilación Combinada (UDC)	86
Figura I. 19 Planta Hidrotratadora de Naftas (HDN)	88
Figura I. 20 Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos (PNX)	90
Figura I. 21 Planta Reformadora de Naftas (REF)	92
Figura I. 22 Planta Hidrotratadora de Destilados Intermedios (HDDI)	94
Figura I. 23 Planta Hidrotratadora de Gasoleos (HDTGO)	97
Figura I. 24 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC)	101
Figura I. 25 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	106
Figura I. 26 Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas (PAA)	110
Figura I. 27 Plantas de Regeneración de Amina (URA)	115
Figura I. 26 Planta Isomerizadora de Butanos (IC-4)	117
Figura I. 29 Planta de Alquilación (ALKY)	119
Figura I. 30 Planta de Coquización Retardada (PCR)	122
Figura I. 31 Planta Productora de Hidrogeno (PH)	125
Figura I. 32 Principales equipos con antecedentes de incidentes o accidentes	523
Figura I. 33 Matriz de Jerarquización de Riesgos	545
Figura I. 34 Porcentaje de Niveles de Riesgo de escenarios identificados	554

Indice de figuras

Tabla I. 1 Plantas de Proceso	9
Tabla I. 2 Infraestructura de Servicios	10
Tabla I. 3 Capacidad de diseño de plantas de proceso	14
Tabla I. 4 Capacidad de almacenamiento de productos	15
Tabla I. 5 Dispositivos de seguridad en tanques de almacenamiento atmosféricos y sujetos a presión para los productos manejados	16
Tabla I. 6 Protección contra incendio a tanques de almacenamiento de acuerdo al producto almacenado	17
Tabla I. 7 Aplicación de cámaras de espuma dependiendo de la capacidad del tanque	18
Tabla I. 8 Aplicación de Inyección subsuperficial dependiendo de la capacidad del tanque	19
Tabla I. 9 Propiedades del crudo maya	21
Tabla I. 10 Normatividad Aplicable	42
Tabla I. 11 Producción estimada de plantas de proceso	139
Tabla I. 12 Capacidad máxima de almacenamiento de sustancias	140
Tabla I. 13 Tanques de Almacenamiento	143
Tabla I. 14. UDC	145
Tabla I. 15 HDN	156



Tabla I. 16. HDN.....	163
Tabla I. 17 PNX.....	169
Tabla I. 18. REF.....	179
Tabla I. 19. HDDI.....	195
Tabla I. 20. HDDI.....	208
Tabla I. 21 HDTGO.....	220
Tabla I. 22. FCC.....	234
Tabla I. 23 PARA.....	236
Tabla I. 24. PARA.....	241
Tabla I. 25. PARA.....	246
Tabla I. 26. PAA.....	247
Tabla I. 27. PAA.....	252
Tabla I. 28. URA.....	257
Tabla I. 29. URA.....	264
Tabla I. 30 I-C4.....	271
Tabla I. 31. ALKY.....	279
Tabla I. 32 PCR.....	282
Tabla I. 33. PTRG.....	286
Tabla I. 34 PH.....	289
Tabla I. 35. Planta de Cogeneración.....	294
Tabla I. 36 Planta Suministro de Agua.....	297
Tabla I. 37 Planta Pretratamiento de Agua.....	298
Tabla I. 38 Planta Desmineralizadora.....	301
Tabla I. 39 Suministro de gas combustible y gas natural.....	304
Tabla I. 40 Mezclado en línea.....	305
Tabla I. 41 Casas de Bombas.....	306
Tabla I. 42 Tanques de Almacenamiento.....	307
Tabla I. 43 Trampas de Diablos.....	312
Tabla I. 44 Desfogues.....	313
Tabla I. 45 Contraincendio.....	316
Tabla I. 46 Planta de Aire de Instrumentos y Plantas.....	320
Tabla I. 47 Torres de Enfriamiento.....	324
Tabla I. 48 Planta Recuperación y Tratamiento de Condensado.....	329
Tabla I. 49 Almacenamiento y Recibo de Ácido Sulfúrico y Sosa Cáustica.....	332
Tabla I. 50 Planta de Tratamiento de Efluentes.....	333
Tabla I. 51 Características de Corrientes Aguas Amargas Fenólicas.....	434
Tabla I. 52 Características de Corrientes Aguas Amargas No Fenólicas.....	438
Tabla I. 53 Características de Corrientes de Regeneración de Amina sin CO ₂	443
Tabla I. 54 Características de Corrientes de Regeneración de Amina con CO ₂	448
Tabla I. 55 Condiciones de operación de envío de turbosina amarga y recibo de nafta amarga a/de refinería.....	496



Tabla I. 56 Bombeo de gasolinas terminadas y diésel UBA a refinería.....	496
Tabla I. 57 Bombeo de gasolinas terminadas y diésel UBA.....	497
Tabla I. 58 Condiciones de operacion de almacenamiento de hidrocarburos	498
Tabla I. 59 Incidentes moderados y mayores presentados en las refinerías de México en el periodo 2012-2109.....	524
Tabla I. 60 Accidentes e incidentes ocurridos en refinerías y plantas químicas a nivel mundial en el periodo de 1970 a 1997	531
Tabla I. 61 Principales causas de accidentes en refinerías y plantas químicas.....	532
Tabla I. 62 Accidentes e incidentes de acuerdo a la sustancia almacenada.....	532
Tabla I. 63 Tipo de accidentes en tanques de almacenamiento.....	532
Tabla I. 64 Causa de accidentes en tanques de almacenamiento.....	532
Tabla I. 65 Lista de Verificación.....	536
Tabla I. 66 Categorías de Frecuencia de Ocurrencia.....	543
Tabla I. 67 Categorías de Consecuencias.....	544
Tabla I. 68 Niveles de Riesgo Identificados en Listas de Verificación	545
Tabla I. 69 Formato de Listas de Verificación y Nivel de Riesgo	548
Tabla I. 70 Identificación de peligros con Lista de Verificación y Jerarquización de Riesgos.....	549
Tabla I. 71 Resumen de identificación de peligrosy Jerarquización de riesgos.	554



I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO.

I.1. Bases de diseño.

Descripción general del proyecto.

El Plan Nacional de Refinación, considera la rehabilitación de las seis refinerías del país y la construcción de una más en Dos Bocas, Municipio de Paraíso, Tabasco, con lo que se planea alcanzar la soberanía energética de la Nación a través del incremento de la producción de combustibles de alto valor, la mejora de los procesos de refinación y la renovación de la infraestructura instalada incorporando tecnología de punta.

La reducción presupuestal para el desarrollo de proyectos de inversión y el mantenimiento, en los últimos años, han llevado a Petróleos Mexicanos a reducir el proceso de crudo que trae como consecuencia la disminución de la producción de combustibles y la necesidad de incrementar las importaciones para el suministro de la demanda de petrolíferos en el país.

En este sentido, con la construcción de la Refinería Dos Bocas en Paraíso, Tabasco, se estima que será posible incrementar la oferta de producción nacional de gasolina y diésel con 172.2 Mbd de gasolinas terminadas, 125.41 Mbd de diésel ultra bajo azufre, 9.38 Mbd de propileno, 9.25 Mbd de propano y 8.40 Mtd de coque, pudiendo disminuir proporcionalmente la importación de gasolinas y diésel. El esquema preliminar contempla el proceso de 340 Mbd de crudo tipo Maya, en una configuración de coquización para convertir los residuales en productos de mayor valor.

El alcance preliminar para la Refinería Dos Bocas, incluye 17 plantas de proceso, así como servicios auxiliares y la infraestructura de almacenamiento e integraciones necesarias.

La Refinería Dos Bocas se ubicará en el municipio de Paraíso, Tabasco, colindando al norte con el Golfo de México y la Terminal Marítima "Dos Bocas"; al sur con las localidades urbanas de Paraíso y Puerto Ceiba, al oriente con la localidad de Nuevo Torno Largo y terrenos agrícolas y al poniente con terrenos agrícolas, como se muestra en la Figura I.1.

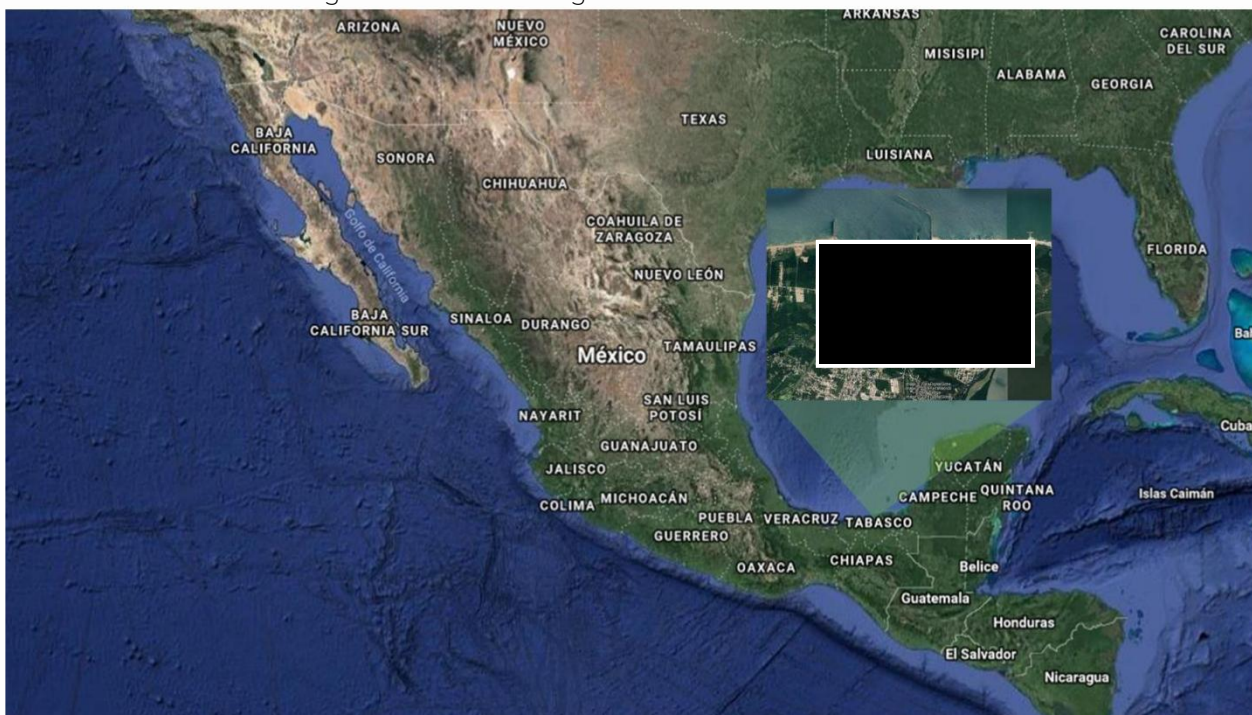


ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Ubicación del proyecto Art. 113 fracción I de la
LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Refinería Dos Bocas

Figura I.1 Localización general de la Refinería Dos Bocas



El domicilio de la Refinería Dos Bocas es Carretera Federal No. 187, Paraíso – Villa, Km 179+500, sección Suroeste del predio de la Terminal Marítima Dos Bocas, en el municipio de Paraíso, en el Estado de Tabasco, Código Postal 86610. Este domicilio está sujeto a la realización del trámite de lineación y número oficial correspondiente.

El polígono se integra principalmente por tres predios, con una superficie total de 704.34 hectáreas, siendo su localización geográfica con las siguientes coordenadas de acuerdo a la Figura I.2

- Latitud: [REDACTED]
- Longitud: [REDACTED]

Coordenadas del proyecto Art. 113 fracción I de la
LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

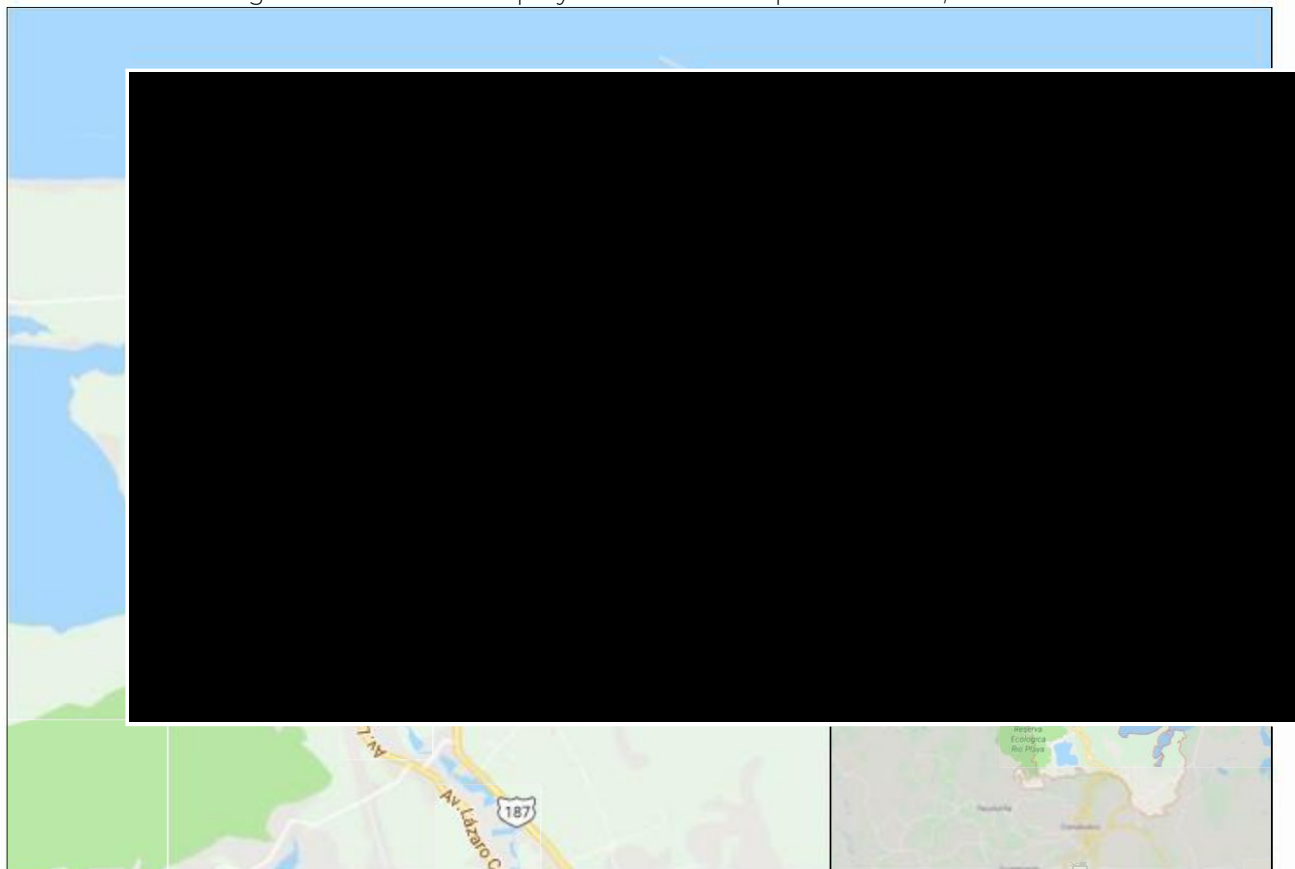


Ubicación del proyecto Art. 113 fracción I
de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Figura I. 2 Ubicación del proyecto en el municipio de Paraíso, Tabasco



La construcción de las instalaciones temporales así como el espacio requerido para esta actividad durante la etapa de construcción, se localizará dentro del mismo predio designado para el proyecto, por lo cual no será afectado un terreno adicional.

Se considera que las etapas de preparación del sitio y construcción serán realizadas en un tiempo aproximado de 3 años. El tiempo de vida útil del proyecto será de 20 años; sin embargo, éste podrá incrementarse al realizar programas de inspección y mantenimiento adecuados a todas las instalaciones, de acuerdo con los programas que se establezcan.

Si por razones de estrategia productiva, económica, ambiental o alguna otra se decide acortar o alargar el tiempo de la vida útil del proyecto, se podrá tomar la decisión de sacar de operación las obras o alguno de sus componentes sin abandono del sitio, para lo cual se realizará una planeación detallada y específica de las actividades a realizar, dando cumplimiento a la normatividad ambiental y de seguridad vigente y se notificará por escrito dicha situación a la autoridad competente, previo a la aplicación de dichos cambios.



La Refinería Dos Bocas constará de las siguientes plantas de proceso e infraestructura de servicios de acuerdo a las Tablas I.1, I.2 y Figura I.3.

Tabla I.1 Plantas de Proceso

Num	Planta de proceso
1	Planta de Destilación Combinada (UDC)
2	Planta Hidrotratadora de Naftas (HDN)*
3	Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos (PNX)
4	Planta Reformadora de Naftas (REF)
5	Planta Hidrotratadora de Diésel (HDDI) *
6	Planta Hidrotratadora de Gasóleos (HDTGO) *
7	Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada(FCC)
8	Planta de Recuperación de Azufre (PARA) *
9	Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (PAA) *
10	Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (PAA) *
11	Planta de Regeneradora de Amina sin CO ₂ (URA) *
12	Planta de Regeneradora de Amina con CO ₂ (URA) *
13	Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)
14	Planta de Alquilación (ALKY)
15	Planta de Coquización Retardada (PCR)
16	Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases (PTRG)
17	Planta Productora de Hidrógeno (PH)

Nota. * Plantas con dos trenes de proceso.



Tabla I. 2 Infraestructura de Servicios

Num	Infraestructura de Servicios
18	Planta de Cogeneración
19	Planta de Suministro de agua
20	Planta de Pretratamiento de agua
21	Planta Desmineralización de agua
22	Suministro de gas combustible y gas natural
23	Mezclado en línea
24	Casas de bombas
25	Tanques de Almacenamiento
26	Trampas de Diablos
27	Desfogues
28	Sistema Contraincendio
29	Aire de instrumentos y de planta
30	Torres de agua de enfriamiento
31	Recuperación y tratamiento de condensado
32	Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa caustica
33	Tratamiento de efluentes
34	Edificaciones



Figura I. 3 Localización de Instalaciones





En el **Anexo 1** se puede ver el Plano de Localización General de la Refinería Dos Bocas (PLG-V-8) y los planos de Localización general por instalación.

En el proceso de refinación propuesto el crudo tipo maya se alimentará a la planta de destilación combinada (destilación/vacío), obteniéndose como productos intermedios gas seco, gas licuado, naftas, queroseno, diésel, gasóleo pesado atmosférico, gasóleos ligero y pesado de vacío y residuo de vacío; el gas obtenido se enviará a la planta de tratamiento con metil dietanolamina y posteriormente a la sección de fraccionamiento para obtener gas combustible, gas ácido y gas licuado (LPG).

Las naftas primarias se enviarán a las plantas de hidrotratamiento de naftas y al eliminar el azufre se enviarán al “pool” de naftas para reformación.

De manera similar, el diésel se enviará a la planta hidrotratadora de diésel para remover el azufre y producir diésel UBA.

El gasóleo pesado atmosférico y los gasóleos de vacío se enviarán a la planta hidrotratadora de gasóleos y posteriormente a la planta de desintegración catalítica fluidizada para producir gasolina UBA.

Los residuos de vacío, a diferencia del esquema en configuración FCC en el que se utilizan para la producción de combustóleo, se enviarán a la planta de coquización retardada en donde se producirán naftas, gasóleos y coque.

En este proceso propuesto, las naftas de coquización se hidrotratarán en plantas hidrotratadoras con capacidad para procesar una mezcla de nafta de la planta de coquización retarda y de la planta primaria correspondiente a la planta combinada. El tratamiento de naftas de coquización, la cuales tienen alto contenido de sílice y olefinas, no pueden ser procesadas en las hidrotratadoras de naftas convencionales ya que requieren guardas de sílice y saturador de olefinas.

Los gasóleos procedentes de coquización se enviarán a la planta hidrotratadora de gasóleos para su endulzamiento; de esta planta también se obtendrá una corriente para el mezclado de diésel.

Posteriormente, estos gasóleos se cargarán como complemento con gasóleo pesado atmosférico, ligero y pesado de vacío a la planta de desintegración catalítica fluidizada de las que se obtendrán gasolinas catalíticas de alto octano, olefinas, aceites cíclico ligero y aceite decantado.

Las olefinas, mezclas de propano-propileno y butanos-butilenos, se enviarán a las áreas de fraccionamiento y a la planta de alquilación; el alquilado producido se enviarán al “pool” de gasolinas para mejorar las especificaciones de las mismas.

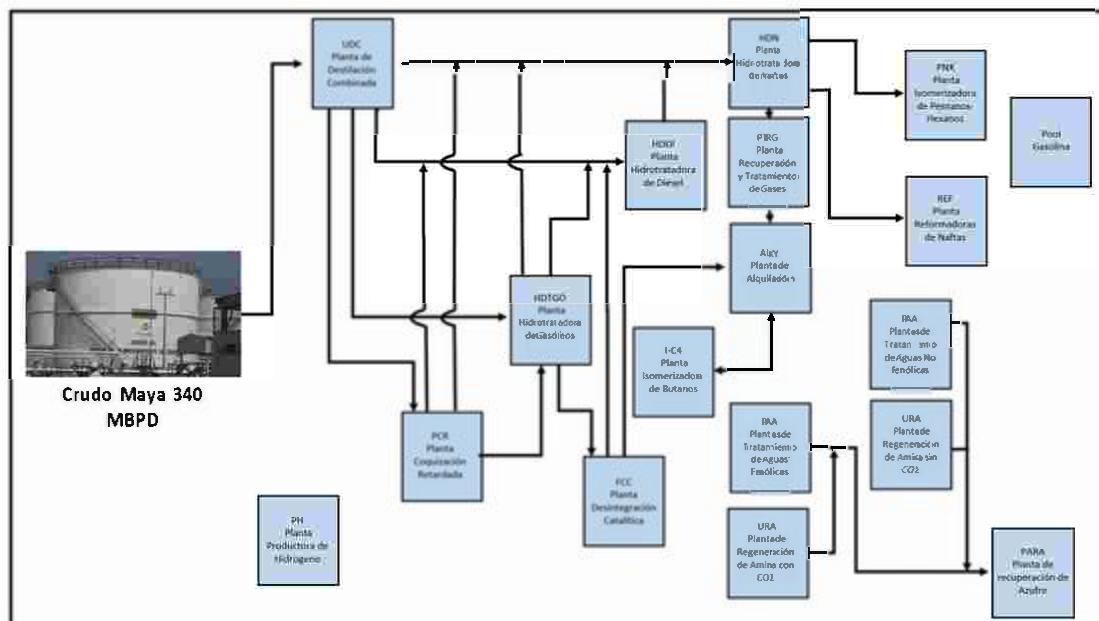
El aceite cíclico ligero será hidrotratado y se empleará en la elaboración de diésel; y el aceite decantado se enviará a la planta de coquización retardada.

Las plantas hidrotratadoras de diésel obtenidos de la destilación atmosférica, procesarán diésel y cumplirán con las especificaciones en contenido de azufre del diésel 10 ppm.

El coque producido se retirará para su almacenamiento y disposición posterior.

El proceso de refinación propuesto es el siguiente de acuerdo a la Figura I.4.

Figura I. 4 Proceso de refinación





Capacidad de operación de la Refinería Dos Bocas.

La capacidad de diseño de las diversas plantas de proceso para la obtención de productos se muestra en la Tabla I.3.

Tabla I. 3 Capacidad de diseño de plantas de proceso

Num	Planta de proceso	Capacidad de diseño
1	Planta de Destilación Combinada (UDC)	340.0 MBPD
2	Planta Hidrotratadora de Naftas (HDN) Tren I y Tren II	52.0 MBPD por cada tren
3	Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos (PNX)	21.0 MBPD
4	Planta Reformadora de Naftas (REF)	82.0 MBPD
5	Planta Hidrotratadora de Diésel (HDDI) Tren I y Tren II	68.0 MBPD por cada tren
6	Planta Hidrotratadora de Gasóleos (HDTGO)	105.0 MBPD
7	Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC)	94.0 MBPD
8	Planta de Recuperación de Azufre (PARA) Tren I y Tren II	640 TPD por cada tren
9	Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (PAA) Tren I y Tren II	--
10	Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (PAA) Tren I y Tren II	--
11	Planta de Regeneradora de Amina sin CO ₂ (URA) Tren I y Tren II	--
12	Planta de Regeneradora de Amina con CO ₂ (URA) Tren I y Tren II	--
13	Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)	8.9 MBPD
14	Planta de Alquilación (ALKY)	20.0 MBPD
15	Planta de Coquización Retardada (PCR)	130.0 MBPD
16	Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases (PTRG)	--
17	Planta Productora de Hidrógeno (PH)	120 MMSCFD

Capacidad de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.

La capacidad total de almacenamiento para cada uno de los productos obtenidos de las diversas plantas de proceso se muestra en la Tabla I.4.



Tabla I. 4 Capacidad de almacenamiento de productos

Tanques de almacenamiento	Capacidad (BLS)
Crudo	3,000,000
Nafta Amarga de Coquer	300,000
Nafta Amarga Virgen	300,000
Reformado	400,000
Turbosina Amarga	110,000
Nafta Desulfurada	450,000
Gasóleos Amargos Craqueados	1, 000, 000
Gasóleos Amargo Virgen	400,000
Gasóleos Desulfurados	700,000
Gasolina Catalítica	400,000
MTBE	110,000
Aceite Ciclico Ligero	20,000
Alquilado	110,000
Residuos de Vacío	450,000
Slop Seco	30,000
Slop Humedo	30,000
Gasolina Magna ZMVM	400,000
Gasolina Premium ZMVM	200,000
Gasolina Magna resto del país	450,000
Gasolina Premium resto del país	300,000
Diesel Ultra Bajo Azufre	800,000
Slurry FCC	20,000
Diesel Amargo Virgen	400,000
Diesel Amargo Craqueado	400,000
Sosas Gastadas	10,000
Azufre Liquido	110,000
Isobutano	40,000
Butano Butileno de FCC	60,000
Isómeros	120,000
LPG	60,000
Propileno	80,000
Butanos	20,000
Mezcla de Butanos	40,000
Mezcla de propano-propileno de Coquer y FCC	80,000
Butano Butileno de Coquer	80,000
Pentanos Hexanos	100,000
Butano Butileno de FCC	20,000



Características de tanques de almacenamiento.

Las características de capacidad, dimensiones y equipos de seguridad en tanques de almacenamiento se indican en las Tablas I.5, I.6, I.7 y I.8.

Tabla I. 5 Dispositivos de seguridad en tanques de almacenamiento atmosféricos y sujetos a presión para los productos manejados

Producto	Capacidad (bls)	Diámetro, altura y perímetro (m)	Cámaras de espuma	Sistema de aspersión	F&G
Tanques atmosféricos (API-650)					
Crudo	500,000	D=85.34 H=14.63 P=268.12	12	si	si
MTBE	55,000	D=30.48 H=12.192 P=95.75	3	si	si
Gasolina Magna ZM	100,000	D=40.843 H=14.62 P=128.31	3	si	si
Gasolina Premium ZM	100,000	D=40.843 H=14.63 P=128.31	3	si	si
Gasolina Magna RP	100,000	D=40.843 H=14.62 P=128.31	3	si	si
Gasolina Premium RP	100,000	D=40.843 H=14.63 P=128.31	3	si	si
Diésel producto	200,000	D=54.864 H=14.63 P=172.35	6	si	si
Residuo de vacío caliente	150,000	D=45.72 H=14.63 P=143.63	4	si	si
Aceite decantado (Slurry FCC)	10,000	D=12.95 H=12.192 P=40.69	1	si	si
Diésel amargo	200,000	D=54.864 H=14.63 P=172.35	6	si	si
Gasóleo amargo	200,000	D=54.864 H=14.63 P=172.35	6	si	si
Gasóleo hidrodesulfurado	200,000	D=54.864 H=14.63 P=172.35	6	si	si
Nafta amarga	150,000	D=45.72 H=14.63 P=143.63	4	si	si
Nafta HDS a Reformadora	150,000	D=45.72 H=14.63 P=143.63	4	si	si
Alquilado	55,000	D=30.48 H=12.192 P=95.75	3	si	si
Nafta reformada	200,000	D=54.864 H=14.63 P=172.35	6	si	si
Nafta catalítica	200,000	D=54.864 H=14.63 P=172.35	6	si	si



Tanques sujetos a presión (Asme Secc. VIII Div. 1 y API 620) (Esferas con sistema de enfriamiento automatico, válvulas de aislamiento remoto y válvulas a pie de tanque)					
isobutano	20,000	18.44	si	si	si
Mezcla de butanos	20,000	18.44	si	si	si
Propileno	20,000	18.44	si	si	si
Gas LP	20,000	18.44	si	si	si
C ₅ -C ₆ Carga a isomerizadora	20,000	18.44	si	si	si
Propano	20,000	18.44	si	si	si
Butano butileno	20,000	18.44	si	si	si
Isomero	20,000	18.44	si	si	si

Tabla I. 6 Protección contraincendio a tanques de almacenamiento de acuerdo al producto almacenado

Producto (entre otros)	Líquidos Inflamable		Líquidos Combustible	
	Gasolina Crudo Recuperado de trampas	Polares	Diésel Diáfano Turbosina	Combustóleo Asfalto Residuos Pesados calientes
Tipo de Tanque	Atmosférico Vertical de techo Fijo con Membrana interna Flotante		Atmosférico Vertical de techo Fijo con o sin Membrana Interna Flotante	Atmosférico Vertical de techo Fijo
	Atmosférico Vertical Techo Extremo Flotante		Atmosférico Vertical Techo Extremo Flotante	
Inyección Superficial	Sí	Sí	Si	Sí
Inyección Superficial	SI para Atmosférico Vertical de Techo Fijo con o sin Membrana interna flotante de aluminio. NO para Atmosférico Vertical de Techo Extremo Flotante	No	SI para Atmosférico Vertical de Techo Fijo con o sin Membrana interna flotante de aluminio. NO para Atmosférico Vertical de Techo Extremo Flotante	No



Tabla I. 7 Aplicación de cámaras de espuma dependiendo de la capacidad del tanque

Capacidad del Tanque	Cámaras de espuma Tipo II	Gasto total de solución espumante requerido (Nota 1)	Gasto total de solución espumante requerido por cada cámara de espuma	Capacidad nominal de la cámara de espuma seleccionada	Diámetro de la placa de orificio u orificio integrado
bls (m ³)	Cantidad	lpm (gpm)	lpm (gpm)	lpm(gpm)	mm(in)
500 000 (79 500)	12	23,304.20 (6,157.33)	1,942.02 (513.11)	2,81.64 (550)	53.09 (2.09)
200 000 (31 800)	6	9,631.14 (2 544.69)	1,605.19 (424.09)	2,081.64 (550)	48.26 (1.90)
150 000 (23 850)	4	6,688.30 (1 767.15)	1,672.07 (441.78)	2,081.64 (550)	49.28 (1.94)
100 000 (15 900)	3	5,337.55 (1,410.26)	1,779.18 (470.08)	2,081.64 (550)	50.80 (2.00)
80 000 (12 720)	4	4,280.49 (1,130.97)	1,070.12 (282.74)	1,248.98 (330)	39.37 (1.55)
55 000 (8 745)	3	2,972.58 (785.40)	990.86 (261.80)	1,248.98 (330)	37.85 (1.49)
30 000 (4 770)	2	1,598.43 (422.33)	799.22 (211.17)	1,248.98 (330)	33.78 (1.33)
20 000 (3 180)	2	1,070.11 (281.74)	478.51 (141.37)	643.41 (170)	27.69 (1.09)
15 000 (2 385)	1	1 000.00 (264.20)	1,000.00 (264.20)	1,248.98 (330)	38.10 (1.50)
10 000 (1 590)	1	536.91 (141.86)	539.91 (141.86)	643.41 (170)	27.94 (1.10)
5 000 (795)	1	297.93 (78.72)	297.93 (78.72)	340.63 (90)	20.83 (0.82)
3 000 (477)	1	267.59 (70.69)	267.59 (70.69)	340.63 (90)	19.81 (0.78)

Nota 1: Gasto calculado en base a una densidad de aplicación de espuma de 4,10 lpm/m² (0,1 gpm/ft²) de superficie total de líquido almacenado.



Tabla I. 8 Aplicación de Inyección subsuperficial dependiendo de la capacidad del tanque

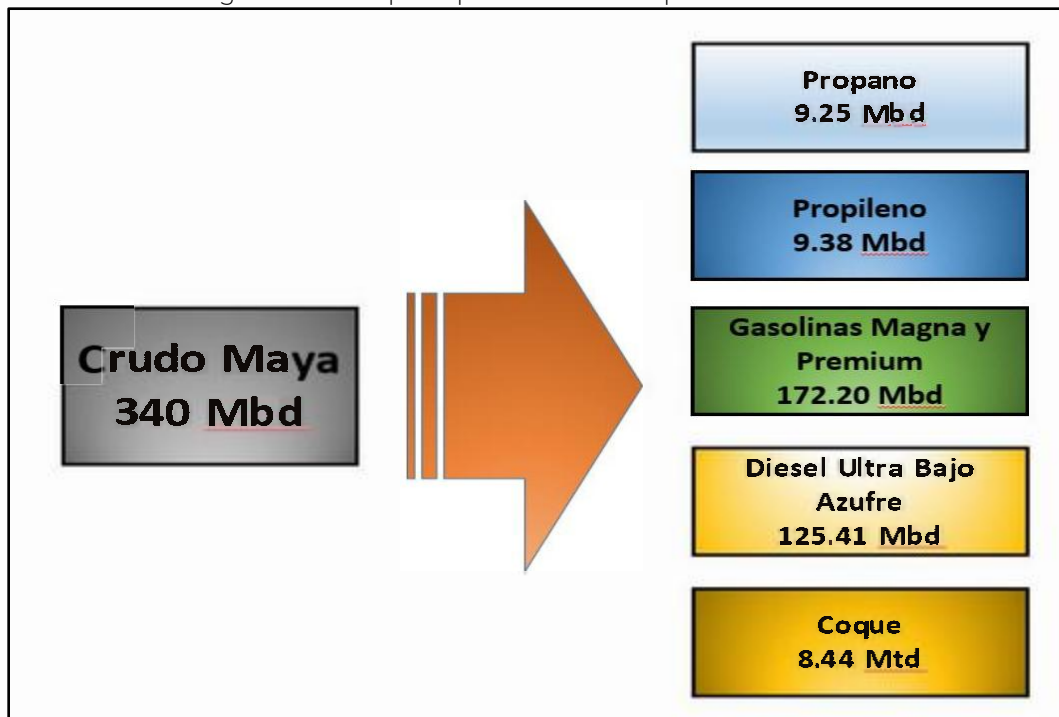
Capacidad del Tanque	Número de puntos de Inyección	Gasto total de solución espumante requerido	Gasto total de solución espumante requerido por cada punto de inyección	Gasto de espuma por cada punto de inyección en base a una expansión de 4:1	Diámetro de la tubería ampliada para la conducción de espuma en cada punto de inyección
bls (m³)	Cantidad	lpm (gpm)	lpm (gpm)	lpm(gpm)	mm(in)
500 000 (79 500)	12	23,304.20 (6,157.33)	1,942.02 (513.11)	7,768.08 (2,052.44)	254.00 (10.00)
200 000 (31 800)	5	9,631.14 (2,544.69)	1,926.22 (508.93)	7,704.88 (2 035.72)	254.00 (10.00)
150 000 (23 850)	4	6,688.30 (1,767.15)	1,672.07 (441.78)	6,688.28 (1,767.12)	203.20 (8.00)
100 000 (15 900)	3	5,337.55 (1,410.26)	1,779.18 (470.08)	7,116.72 (1,880.32)	254.00 (10.00)
80 000 (12 720)	2	4,280.49 (1,130.97)	2,140.24 (565.48)	8,560.96 (2,261.92)	254.00 (10.00)
55 000 (8 745)	2	2,972.58 (785.40)	1,486.29 (392.70)	5,945.16 (1 570.80)	203.20 (8.00)
30 000 (4 770)	1	1,598.43 (422.33)	1,598.43 (422.33)	6,393.72 (1,689.32)	203.20 (8.00)
20 000 (3 180)	1	1 070.11 (281.74)	1070.11 (282.74)	4 280.44 (1 130.96)	203.20 (8.00)
15 000 (2 385)	1	1,000.00 (264.20)	1,000.00 (264.20)	4,000.00 (1,056.80)	152.40 (6.00)
10 000 (1 590)	1	536.91 (141.86)	536.91 (141.86)	2,147.64 (567.44)	152.40 (6.00)
5 000 (795)	1	297.93 (78.72)	297.93 (78.72)	1,191.72 (314.88)	101.60 (4.00)
3 000 (477)	1	267.59 (70.69)	267.59 (70.69)	1,070.36 (282.76)	101.60 (4.00)

Productos principales.

De acuerdo con el esquema de producción de la Refinería Dos Bocas, los principales productos para su distribución y venta se muestran en la Figura I.5.



Figura I. 5 Principales productos del esquema de refinación



Características del crudo maya.

Las características y propiedades de crudo maya son las siguientes de acuerdo a la Tabla I.9.



Tabla I. 9 Propiedades del crudo maya

Propiedades de crudo maya			
Propiedad	Unidades	Método	Valor
Gravedad específica @ 15.6°C/15.6°C	--	ASTM D-1298	0.9253
Gravedad API	°API	ASTM D-287	Aprox 21.4
Presión Vapor Reid	kg/cm ² (psi)	ASTM D-323	0.323 (4.6)
Viscosidad@15.6°C/21.1°C/25.0°C	cSt	ASTM D-445	359/249/199
Factor Caracterización (UOP K)	--	UOP-375	11.8
Punto escurrimiento	°C	ASTM D-97	-39
Sulfuros totales	wt (%)	ASTM D-4294	3.55
Mercaptanos	ppmw	UOP-163	61
Nitrogeno total	ppmw	UOP-4629	3710
Nitrogeno base	ppmw	UOP-313	784
Carbón Ramsbottom	wt (%)	ASTM D-524	10.4
Carbón Conradson	wt (%)	ASTM D-189	12.7
Agua en crudo	Vol (%)	ASTM D-4006	1.00
Agua y sedimento	Vol (%)	ASTM-4007	0.75
Sedimento extraído	Wt (%)	ASTM D-473	0.11
Número de acidez total (TAN)	mg KOH/g	ASTM D-664	0.48
Número de basicidad total (TBN)	mg KOH/g	ASTM D-2896	3.73
Metales Cu/Fe Ni/V Ca/Si Na	ppmw	IMP-QA-007	0.23/8.56 71.81/253.32 22.10/31.90 36.06
Contenido sal	kg/1000 bls	ASTM D-3230	26
Contenido H ₂ S	ppmw	UOP-163	90
Insolubles nC ₅	Wt (%)	ASTM D-2007	17.3
Insolubles nC ₇	Wt (%)	ASTM D-3279	10.5
Poder calorífico neto/bruto	kcal/kg	ASTM D-240	9570/10081
Contenido cenizas	Wt (%)	ASTM D-482	0.0642
Flash point	°C	ASTM D-56	<0
Parafinas	Wt (%)	UOP-46	2.65
TBP LV (%)			
1	°C		32
5	°C		79
10	°C		129
50	°C		428
60	°C		505
66.7	°C		560



Características del sitio, susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos y áreas vulnerables.

- **Geología y Geomorfología regional.**

En la porción nor-noroeste del estado de Tabasco que comprende principalmente el municipio de Paraíso y sus alrededores como los municipios de Cárdenas, Comalcalco y Centla, de la "Síntesis de Información Geográfica del Estado de Tabasco, 2001", el área donde se ubicará la Refinería Dos Bocas se encuentra inmersa en la zona costera donde la geología estructural está conformada principalmente por rocas sedimentarias como calizas, areniscas y depósitos evaporíticos, las cuales fueron sometidos a severos esfuerzos de compresión, provocando que las rocas más plásticas se plegaran y las más tenaces se fracturaran, generando estructuras positivas semejantes a pilares y estructuras negativas semejantes a una fosa delimitadas por dos fallas normales que dieron lugar a la formación de trampas donde se fueron acumulando hidrocarburos y gas natural.

Estas estructuras del subsuelo están asociadas a diferentes etapas tectónicas cuya evolución se resume en tres grandes eventos o etapas:

- ✓ Primera etapa de esfuerzos compresivos que plegó las rocas sedimentarias depositadas durante el Jurásico, lo que dio lugar a las geoformas representadas por anticlinales y sinclinales alargadas con rumbo noroeste-sureste en altitudes que varían entre 200 y 900 msnm.
- ✓ Segunda etapa de intrusión de masas salinas hacia las capas superiores a través de planos de falla y ejes de anticlinales generando deformación tipo cómica.
- ✓ Tercera etapa de relajamiento tectónico durante el Mioceno Superior-Pleistoceno, esta tectónica distensiva afectó a las geoformas preexistentes y generó desplazamientos laterales asociados al sistema Polochic-Motagua de edad Mioceno-Plioceno, lo que dio origen a un relieve en forma de bloques y que superficialmente definen los valles tectónicos. Lo anterior originó la formación de las cuencas de Macuspana y Comalcalco donde se depositaron grandes espesores de sedimentos terrígenos.

En la zona marina por el lado norte con la que colindará la Refinería Dos Bocas, la presencia de estas fosas y pilares originó que las cuencas se desarrollaran aisladas unas de otras, con características particulares, en alguna de ellas existieron condiciones de mares someros con abundante materia orgánica, que a la postre formarán las rocas generadoras de hidrocarburos y otras cuencas con tirantes de



agua más someros que permitieron la formación de cuencas evaporíticas, donde se depositaron grandes espesores de yeso y sales que actualmente se conocen como domos.

- **Estratigrafía.**

La Refinería Dos Bocas estará ubicada dentro de la provincia fisiográfica “Llanura Costera del Golfo Sur” y la Subprovincia “Llanuras y Pantanos Tabasqueños” que bordea la porción sur del Golfo de México.

Esta llanura es una planicie de composición sedimentaria cuyo origen está relacionado con la regresión del Océano Atlántico iniciada desde el Terciario Inferior; así como el relleno gradual de la Cuenca Oceánica en la parte marina de este Sistema Ambiental donde hasta nuestros días se acumulan grandes volúmenes de material detrítico arrastrados por los cuerpos de agua epicontinentales hasta su desembocadura en el Golfo de México en todo el litoral de Tabasco.

El rejuvenecimiento continuo de la plataforma costera ha permitido la erosión subsecuente de los depósitos marinos y continentales de edad Terciaria, los cuales se manifiestan con escasos lomeríos de baja elevación constituidos de calizas y areniscas, lo que representa un relieve casi plano a medida que se acerca al Golfo de México en los alrededores del municipio de Paraíso.

Dentro de la Subprovincia “Llanuras y Pantanos Tabasqueños”, los ríos han tenido cursos inestables, lo cual se debe a la acumulación de material aluvial reciente que cubre gran parte de la llanura principalmente del lado Oriente del municipio de Paraíso hacia Centla y en menor proporción al Occidente de este hacia los municipios de Comalcalco y Cárdenas.

Los suelos en estas zonas están formados por acumulación de arena retrabajada por el oleaje y distribuida a lo largo de la línea de costa. Por el lado Sur de las nuevas instalaciones y colindante con la línea de costa, los suelos del litoral son de tipo Lacustre y Palustre conformados por sedimentos limosos, arcillosos y cuerpos lenticulares característicos de estas planicies inundables.

En estas zonas las rocas más antiguas son también de origen sedimentario y fueron depositadas en ambientes marinos, lagunares y deltaicos, donde se formaron calizas, evaporitas y conglomerados respectivamente, de estas las más antiguas son de edad cretácica.

El tectonismo es uno de los factores geológicos que han influido en el depósito de las unidades litoestratigráficas, principalmente manifestado en el área por el relleno de cuencas marinas y lacustres con aportes de materiales terrestres, transportados



por una compleja red de corrientes superficiales, lo cual constituye la respuesta a un evento de carácter distensivo más joven desarrollado en la región, que se caracteriza por la ocurrencia de grandes fallas de posible edad Mioceno Tardío y Plioceno-Pleistoceno.

La columna litoestratigráfica del área está constituida principalmente por secuencias de suelos y rocas consolidados y no consolidados de edad Cuaternario y/o Reciente, la litología que caracteriza a esta secuencia, está representada predominantemente por arenas, con algunas gravas y arcillas, acumuladas dentro de los últimos 10 000 años, y cuyo origen se relaciona con procesos principalmente de carácter fluvial.

Hacia la parte basal se tienen depósitos de edad Pleistoceno, que litológicamente, se caracteriza como una secuencia de areniscas, dispuestas conformando cuerpos lenticulares, y de lutitas, con ocasionales cuerpos de conglomerados, gravillas y arenas, los cuales se asocian desarrollados dentro de ambientes transicionales de tipo deltaico y paludal, y aún esporádicamente de carácter continental, bajo condiciones fluviales.

- **Morfología y relieve.**

La región donde se ubicará la Refinería Dos Bocas, está comprendida dentro de la “Llanura Costera del Golfo Sur”, específicamente en la subprovincia denominada “Llanuras y pantanos tabasqueños” que comprende el municipio de Paraíso y sus alrededores como: Cárdenas, Comalcalco, y Centla en la zona costera por el lado Este; así como otros municipios comprendidos dentro ésta Llanura, limitado al Norte con el Golfo de México y hacia el Sur con la provincia “Sierras de Chiapas y Guatemala”.

En esta llanura costera, los cauces de los ríos han sido inestables, lo cual hace que la zona se encuentre cubierta en forma regular por material aluvial reciente en la mayor parte de la llanura.

Geomorfológicamente en esta porción de la subprovincia predomina la llanura costera, con muy bajos y escasos lomeríos, donde los sistemas de topoformas lo constituyen las barras, las cuales separan las aguas marinas de las aguas de los sistemas lagunares; así como también constituidos por sistemas de dunas localizadas entre la laguna el Cocal y Mecoacán. Dentro de estas características geomorfológicas, también se destacan las llanuras de barreras constituidas por playas que abarcan desde la laguna Mecoacán, hasta los límites con el estado de Campeche hacia el Oriente del proyecto.

- **Fallas y Fracturas.**

En cuanto a la geología estructural donde se ubicarán las instalaciones de la refinería, las estructuras están asociadas a diferentes etapas tectónicas cuya evolución se resume en tres grandes eventos: una primera etapa de esfuerzos compresivos que plegó las rocas sedimentarias depositadas durante el Jurásico, lo que dio lugar a la formación de geoformas representadas por anticlinales y sinclinales alargadas con rumbo Noroeste Sureste; posteriormente se dio la intrusión de masas salinas hacia las capas superiores a través de planos de falla y ejes de anticlinales generando deformación tipo dómica distribuida de forma irregular; finalmente vino una etapa de relajamiento tectónico durante el Mioceno superior y Pleistoceno, cuya tectónica distensiva afectó a las geoformas preexistentes y generó desplazamientos laterales que dieron origen a las fallas y cuencas de Macuspana y Comalcalco que son las que rigen a la provincia fisiográfica actual (Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A. C., marzo, 2006), como se muestra en la Figura I.6.

Figura I. 6 Fallas y fracturas en el área del proyecto y alrededores

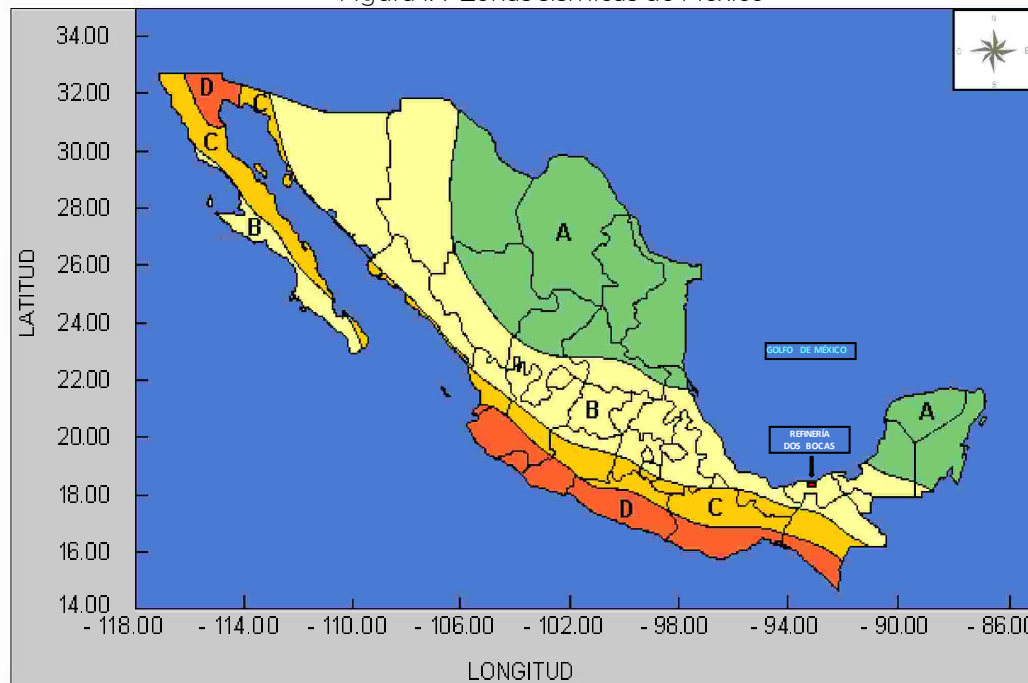


Fuente: Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, A. C., marzo, 2006

- **Sismicidad.**

Históricamente el estado de Tabasco se ha visto afectado por los temblores que tienen su origen por lo general en el estado de Chiapas y Oaxaca. Para fines de diseño antisísmico de las instalaciones industriales, se tomará como referencia el Manual de Diseño de Obras Civiles de la Comisión Federal de Electricidad, el cual para su elaboración utilizó los catálogos de sismos de la República Mexicana desde inicios de siglo, donde existen registros históricos de aceleraciones del suelo que incluyen los grandes temblores ocurridos en muchas décadas. En la Figura I.7. se presenta un mapa donde se indican las Regiones Sísmicas de la República Mexicana.

Figura I. 7 Zonas sísmicas de México



Fuente: Servicio Meteorológico Nacional, Manual de diseño de Obras Civiles por Sismo de la CFE.

De acuerdo con el mapa de regiones sísmicas del Servicio Sismológico Nacional, el área donde se ubicarán las instalaciones de la Refinería Dos Bocas y sus alrededores está clasificado de acuerdo al Manual de Diseño de Obras Civiles por Sismo de la Comisión Federal de Electricidad como zona sísmica B, la cual significa que es una zona intermedia en donde se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.

Las cuatro zonas sísmicas en que fue dividida La República Mexicana fue realizada con fines de diseño antisísmico, para el cual se utilizaron los catálogos de los grandes



sismos y registros de aceleración del suelo de algunos de los grandes temblores ocurridos en la República Mexicana desde inicios de siglo. Dichas zonas son un reflejo de que tan frecuentes son los sismos en las diversas regiones y la máxima aceleración del suelo a esperar durante un siglo.

En la zona de interés, los movimientos telúricos que se han sentido hasta ahora tienen su epicentro en los estados de Chiapas y Oaxaca.

- **Deslizamientos y Derrumbes.**

El área de interés donde se ubicará la Refinería Dos Bocas pertenece a la Provincia fisiográfica denominada “Llanura Costera del Golfo Sur” constituida por muy escasos lomeríos con pendiente suaves, por lo que no existen riesgos por derrumbes, deslizamientos u otros fenómenos similares tanto en el área y sus alrededores.

- **Posible actividad volcánica.**

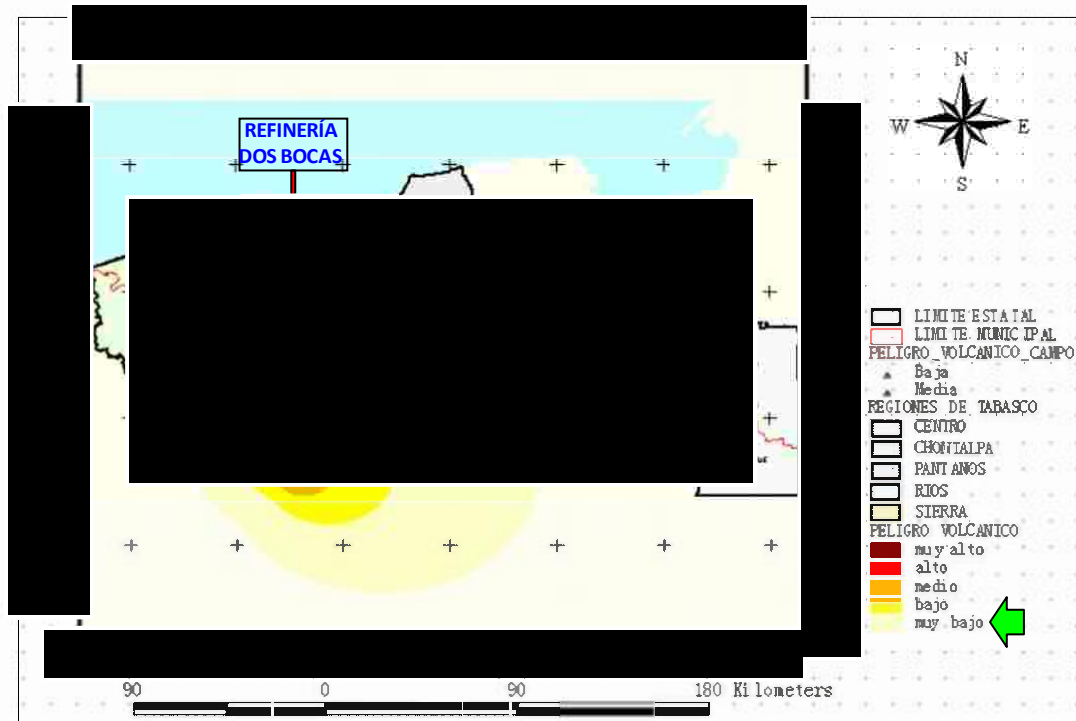
En el área del proyecto y sus alrededores, no existe posibilidad de actividad volcánica ya que el volcán más próximo se encuentra a 120 km de donde se ubicará la refinería y es conocido como Chichón o Chichonal, éste se localiza al Sureste de Ostuacán y al Suroeste de Ixtacomitán en el estado de Chiapas que tiene una altitud de 1260 msnm, se eleva sobre rocas sedimentarias del Terciario.

Luego de manifestarse con incipientes fumarolas durante los primeros meses de 1982, el Chichón entró en actividad violenta a partir del 28 de marzo, 3 y 4 de abril del mismo año.

Las columnas eruptivas se elevaron a más de 17 km, generando una gran dispersión de partículas ligeras, y las más pesadas generaron una capa de cenizas que alcanzó hasta 15 km a la redonda. Las partículas más ligeras formaron una nube espesa que llegó a permanecer en la atmósfera hasta por varias semanas.

Del Atlas de Peligros por Fenómenos Naturales del estado de Tabasco, el nivel de peligro por actividad volcánica es muy bajo en la zona de Paraíso y sus alrededores, el cual solo se debe principalmente a la caída de ceniza de materiales piroclásticos sólo cuando se tengan vientos hacia el Norte, bajo estas condiciones, la caída de material volcánico sería de alrededor de 4 cm de espesor de acuerdo a la Figura I.8.

Coordenada y
Ubicación del
proyecto Art. 113
fracción I de la
LGTAIP y 110
fracción I de la
LFTAIP.



Fuente: CENAPRED, "Atlas de Peligros por Fenómenos Naturales del Estado de Tabasco".

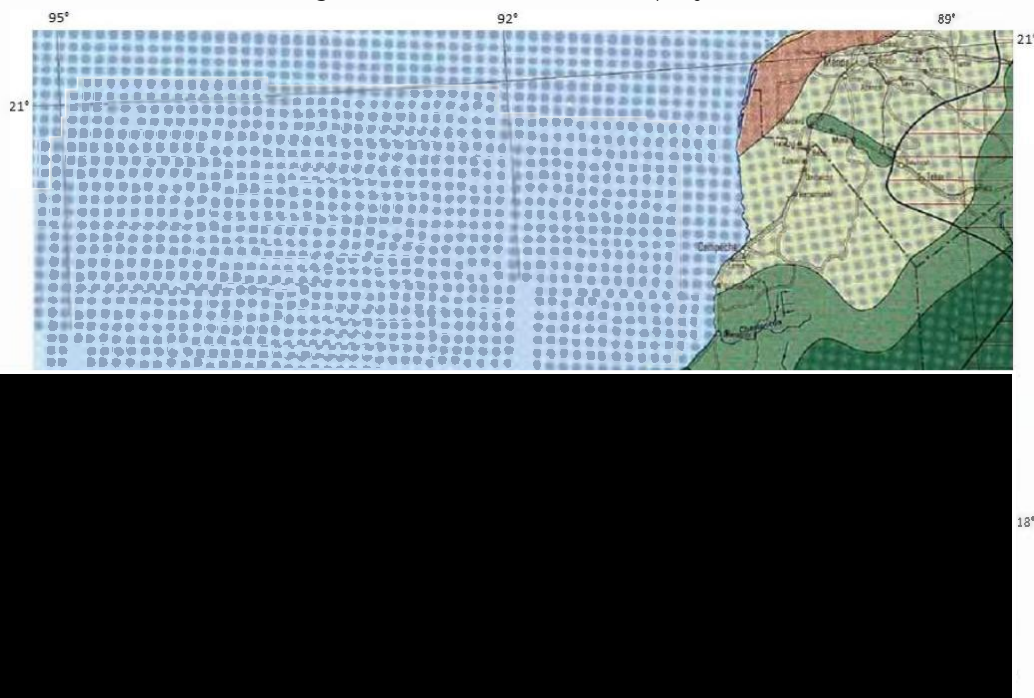
- Clima. y Temperatura.**

El clima de Tabasco es cálido con influencia marítima, ya que se encuentra en la zona tropical con escasa elevación respecto al nivel medio del mar, por lo que su influencia es importante por encontrarse en el margen sur del Golfo de México y pocas diferencias de relieve, permitiendo un flujo directo del viento proveniente del mar (INEGI, 2001).

En particular, en la región de Paraíso, Tabasco el clima es cálido-húmedo, con abundantes lluvias en verano. (Am), según la clasificación de Koppen. modificada por E. García (Ver Figura I.9). Este clima se caracteriza por un régimen térmico que oscila entre 25.8 y 27.8° C (Síntesis de Información Geográfica del estado de Tabasco, 2001), siendo la temperatura media más alta de 29.4° C en mayo, mientras que la mínima es de 24.1° C en enero), por lo que se puede definir que las condiciones representativas de la meteorológica para la dispersión atmosférica de emisiones contaminantes en los momentos adversos o críticos, y con mayor impacto en materia de evaluación de riesgo ambiental, se considera el valor la temperatura representativa de 27°C en el sitio del proyecto.



Figura I. 9 Clima en el área del proyecto



Ubicación del
proyecto Art. 113
fracción I de la
LGTAIP y 110
fracción I de la
LFTAIP.

Fuente: Mapa de climas, clasificación de Koppen-Enriqueta Gracia, Instituto de Geografía -Unam, abril de 1989.

- **Dirección y velocidad de vientos.**

De acuerdo con datos meteorológicos de la Comisión Nacional del Agua para el municipio de Paraíso, el promedio anual de los vientos provienen del Noreste con rumbo hacia el Suroeste con velocidades que van de 3.4 a 5.5 m/s, una descripción más completa de la dirección y velocidad de vientos se encuentra en el capítulo IV de la MIA Regional.

- **Precipitación.**

De la Estación climatológica 27034 Paraíso Tabasco del Servicio Meteorológico Nacional (CONAGUA), datos 1981-2010, la precipitación promedio anual en el municipio de Paraíso es de 1 684.4 mm.

El viento marítimo provoca una alta pluviosidad principalmente en temporada de lluvias con dos máximos promedios mensuales en junio y octubre de 220.5 y 371.6 mm al mes. En meses posteriores se presentan lloviznas de los frentes fríos de la región con una ocurrencia en promedio de 20 a 25 veces por año.



El SMN indica que la precipitación promedio anual máxima en los últimos 5 años (7 mm/d) fue en 2013 y en 2010 se estimó el valor promedio anual más bajo (4 mm/d), mientras que el valor máximo medio de precipitación mensual fue en octubre con 10.8 mm/d.

Para el área de estudio se considera una pluviosidad promedio anual estimada entre 4 y 7 mm/d y el promedio mensual estimado máximo de 11.0 mm/d en octubre, mientras que el promedio estimado inferior de 1.0 mm/d en abril.

- **Humedad relativa.**

De acuerdo al análisis estadístico de la información meteorológica histórica de la región, la humedad específica representativa para la dispersión atmosférica de emisiones contaminantes en momentos desfavorables, y por ende de mayor impacto en materia de evaluación del riesgo ambiental es de 77%.

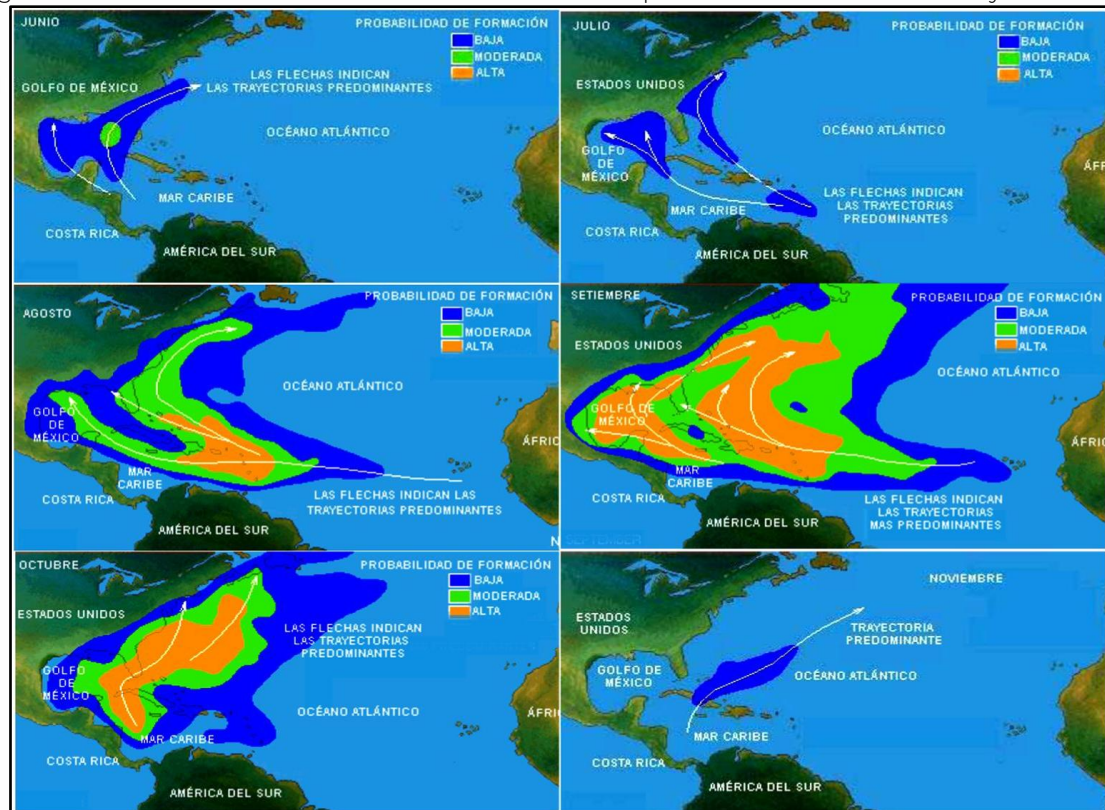
- **Ciclones tropicales y huracanes.**

Los fenómenos climatológicos obtenidos de la clasificación de Köppen, modificado por E. García, los más característicos que se presentan en estas zonas son: vientos alisios con ondas del Este (ondas tropicales) provenientes del Atlántico y ciclones tropicales en verano y otoño, Nortes en invierno con temperaturas elevadas y uniformes cuya media oscila entre los 24° y 28° C; las cuales influyen fuertemente a estos fenómenos climatológicos.

Estos fenómenos meteorológicos conocidos como ciclones tropicales son sistemas de baja presión con abundante lluvia y actividad eléctrica cuyos vientos rotan antihorariamente en el hemisferio norte. Un ciclón tropical con vientos menores o iguales a 62 km/h es llamado depresión tropical, cuando estos alcanzan velocidades de 63 a 117 km/h se le conoce como tormenta tropical y, al sobrepasar los 118 km/h, la tormenta tropical se convierte en huracán.

Los mapas de probabilidades de formación de los ciclones tropicales (Depresión tropical, tormenta tropical o huracán) y sus trayectorias predominantes en el Golfo de México y Mar Caribe desde junio a noviembre se muestran en la Figura I.10.

Figura I.10 Probabilidad de formación de los ciclones tropicales en el Golfo de México y Mar Caribe.

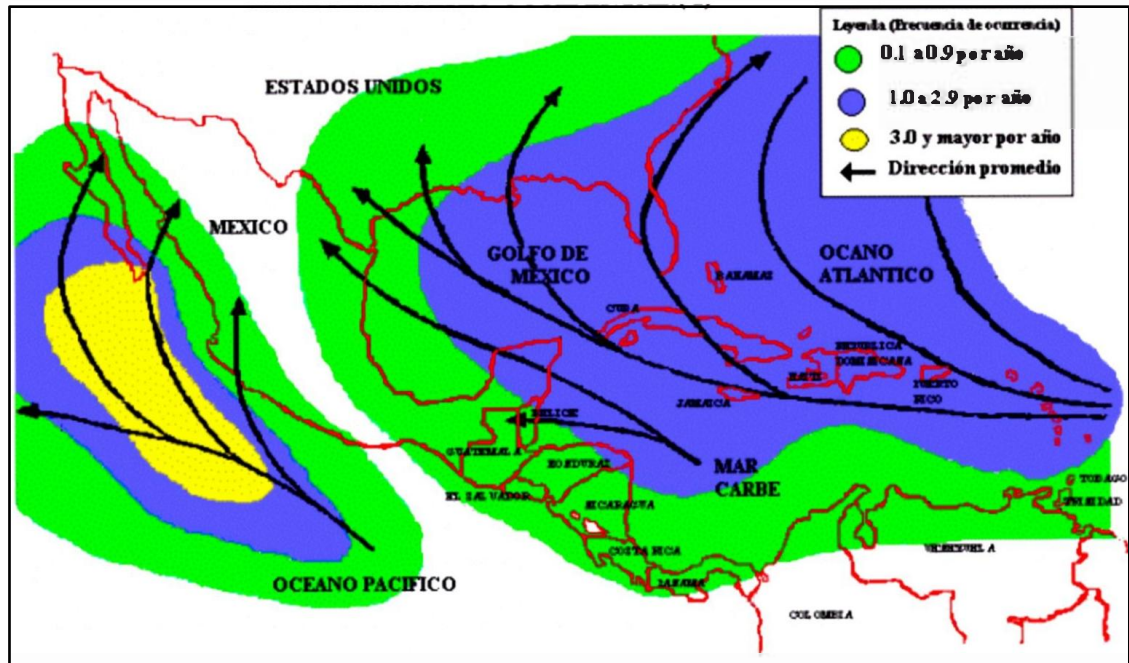


Fuente: National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA)

Del Mapa de Probabilidad de formación de huracanes de National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA), la probabilidad de formación de los ciclones tropicales en el Océano Atlántico y Golfo de México inicia desde el mes de junio, alcanzando un punto crítico en el área donde se ubicará el proyecto en el mes de septiembre y disminuyendo en octubre hasta disiparse en el mes de noviembre.

Sin embargo, aunque en el área donde se ubicarán las instalaciones la probabilidad de formación es nula en los meses de junio y julio, y baja en el mes de septiembre a noviembre, las trayectorias de los ciclones tropicales que se forman en el Mar Caribe tienen tendencia hacia la planicies costera del Golfo de México, por lo que existe la posibilidad de que la zona se vea afectada por dicho fenómeno meteorológico, como se puede apreciar en el mapa de frecuencia de ocurrencia por año siguiente, así como la dirección promedio que podrían seguir dichos meteoros en el Golfo de México, como se muestra en la Figura I.11.

Figura I. 11 Frecuencia de ocurrencia de los ciclones tropicales en el Golfo de México y Mar Caribe.



Fuente: Munchener Ruckversicherungs, "Mapa Mundial de Riesgos de la Naturaleza" Munich, Rep. Fed. de Alemania, 1988.

La frecuencia de ocurrencia de los ciclones en el litoral de Tabasco va de 0.1 a 0.9 por año, provenientes del Mar Caribe con rumbo hacia el Noroeste. Estas perturbaciones, depresiones, tormentas y/o huracanes cuando inciden, pueden presentarse desde los meses de junio a octubre e inclusive hasta noviembre y los efectos de mayor consideración son las inundaciones que pueden ocurrir en la zona donde se ubicarán las instalaciones y en la región.

- **Suelo.**

En la Costa Tabasqueña se desarrolla un suelo arenoso clasificado como Arenosol. Estos son suelos llamados "de playa" o "tierras arenosas", los cuales se localizan en la zona de cordones litorales a lo largo de la línea de playa.

El material que conforma los tipos de suelos son principalmente sedimentos gruesos de origen marino, de edades recientes. Según la clasificación de la FAO y de acuerdo a la Carta Edafológica, Escala 1:250 000 emitida por INEGI Serie II, el tipo de suelo dominante corresponde a Vertisoles y Arenosoles, cuya clase textural es de fina a granular.



Vertisoles. Son suelos que después de mezclados los primeros 18 cm, tienen 30% o más de arcilla al menos hasta una profundidad de 50 cm; poseen grietas que se forman debajo de la superficie en alguna época del año (a menos de que estén irrigados), y que tienen por lo menos 1 cm de ancho a la profundidad de 50 cm; tienen caras de deslizamiento (o de frotamiento) con intersecciones (recortes), o agregados estructurales en forma de cuña o paralelepípedo a una profundidad entre 25 a 100 cm, con o sin gilgai (microrrelieve en forma de pequeños promontorios producidos por los fenómenos de expansión y contracción del suelo). Localmente estos suelos son denominados "barriales", "barro negro", "suelo chicloso" o "suelo arcilloso".

Los vertisoles son suelos con un gran potencial productivo y de fertilidad potencial alta, siendo su mayor limitante la disponibilidad de agua para lograr provecho de ellos. Se caracterizan por su alto contenido de arcillas que se expanden con la humedad y se contraen con la sequía, lo que puede ocasionar grietas en esta última temporada. Esta propiedad hace que aunque son muy fértiles, también sean difíciles de trabajar debido a su dureza durante el estiaje y a que son muy pegajosos en las lluvias. Se caracterizan por su estructura masiva y su alto contenido de arcilla, la cual es expandible en húmedo formando superficies de deslizamiento llamadas facetas y que por ser colapsables en seco pueden formar grietas en la superficie o a determinada profundidad.

Arenosoles. Son suelos que contienen menos del 8 % de arcilla y cuya textura es más gruesa que la francoarenosa hasta una profundidad de al menos 100 cm de la superficie; aparecen desarrollados sobre materiales aluviales gruesos, por lo que son muy ligeros y sueltos, pobres en bases (por su escasa capacidad de intercambio catiónico) y muy susceptibles a la sequía. Son suelos originados sobre materiales arenosos, poco desarrollados, muy permeables y con escasa capacidad para retener agua y nutrientes (FAO, 2008). Anteriormente la clasificación de la FAO los denominada como Regosoles (Palma, et al. 1985).

- **Hidrografía.**

En general en cuanto a hidrología superficial, en el área del proyecto y sus alrededores en la zona costera del municipio de Paraíso, las instalaciones estarán inmersas en las regiones hidrológicas conocidas como: Región Hidrológica 29 denominada "Coatzacoalcos" (RH29) por el lado oeste y por el lado este la Región Hidrológica 30 "Grijalva-Usumacinta" (RH 30).



Cabe hacer notar que las instalaciones se ubicarán dentro de la Cuenca A “Río Tonalá y Lagunas del Coatzacoalcos”; así como en la parte Nor-Oeste en los límites de la subcuenca a “Lagunas el Carmen y Machona”, pertenecientes a la Región Hidrológica RH29.

En su mayor proporción, se ubicará dentro de la Cuenca D “Río Grijalva-Villahermosa” subcuenca Z “Río Caxcuchapa” en las colindancias con la Laguna Mecoacán de acuerdo a la Figura I.12.

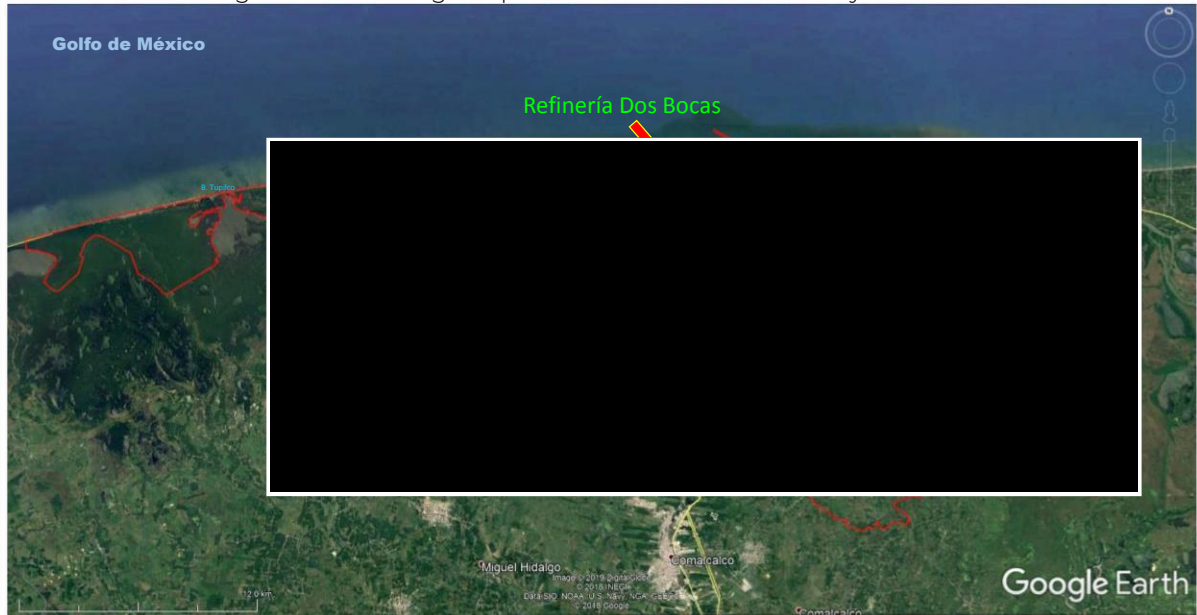
- **Hidrología superficial costera.**

De la Síntesis de Información Geográfica del estado de Tabasco [2001], específicamente, la hidrología superficial con la que el proyecto podría influir sería con el Río Seco por el lado Este, el cual a su vez interactúa con la laguna Mecoacán hasta su desembocadura por el lado Noreste con el Golfo de México.

El sistema lagunar de Mecoacán también se ve influenciado por la entrada de las corrientes marinas por la misma desembocadura del Río Seco. La laguna Mecoacán presenta un ambiente de transición entre el medio marino y el limnético, caracterizado por su alta productividad biológica. Las condiciones hidrológicas anuales se ven influenciadas por la variación estacional de las condiciones atmosféricas y presenta una salinidad menor al de mar abierto, lo cual señala un comportamiento estuarino provocado por los aportes continuos de agua dulce de los escurrimientos del continente a régimen intenso de lluvias, por lo que el aporte de numerosos nutrientes son producto del bosque de mangle que lo rodea, así como de la vegetación secundaria del entorno de este sistema lagunar.

Ubicación del
proyecto Art.
113 fracción I de
la LGTAIP y 110
fracción I de la
LFTAIP.

Figura I. 12 Hidrología superficial en el entorno del Proyecto



La topografía en la zona de estudio es casi plana con escasas depresiones donde la altitud varía hasta 4 metros sobre el nivel del mar, en la parte central del área del proyecto, con un gradiente de incremento de dirección de norte a sur.

- **Hidrología subterránea.**

Solo una pequeña porción del proyecto por el lado noroeste tocará el acuífero 2702 conocido como “La Chontalpa” del cual podría interactuar con este acuífero ya sea para posible explotación, uso y aprovechamiento como agua de servicios para estas instalaciones o por posible afectación en caso de derrame de hidrocarburos.

De la Síntesis de Información Geográfica del Estado de Tabasco del INEGI [2001], la geohidrología muestra condiciones geológicas climáticas favorables en el área de estudio, donde el dinamismo del ciclo hidrológico es de altas precipitaciones y de alta frecuencia en toda la región. Aunado a lo anterior, la llanura costera está conformada por material de granulometría areno-arcillosa con características de muy buena permeabilidad, lo que hace que la dinámica de dicho ciclo geohidrológico favorezca las recargas del acuífero. De hecho, en toda la región el acuífero presenta niveles de saturación bastante someros que se reflejan con la presencia de lagos y lagunas que conforman la superficie.

El comportamiento hidráulico de este acuífero indica que los niveles estáticos se



encuentran en profundidades que varían de 5.0 a 1.0 m, registrándose los más profundos en la parte sur del acuífero, ascendiendo gradualmente hacia la línea de costa donde se hacen más someros alcanzando alrededor de un metro de profundidad.

El proyecto se encontrará casi en su totalidad sobre el acuífero 2704 “Centla”, este acuífero se ubica en la porción norte del estado de Tabasco con fisiografía casi plana, colinda con el Golfo de México conformada por vastas zonas susceptibles de inundación el material que constituye las zonas y las planicies de inundación así como de los acuíferos son sedimentos de edad cuaternaria, de granulometría arenosa e intercalaciones arcillosas conformados por una mezcla de gravas, arenas y arcillas de edad terciaria.

En esta parte del estado, los acuíferos son de tipo libre y semiconfinados por lentes o capas arcillosas, los cuales son explotados por pozos y norias destinados para el uso público e industrial, el cual aún cuenta con disponibilidad del recurso.

El comportamiento hidráulico de este acuífero es similar al acuífero La Chontalpa, su profundidad de sur a norte hacia la línea de costa va de 14 m a 4 m conforme se aproxima al Golfo de México. La dirección de flujo regional de este acuífero va de Sur a Norte hacia la línea de costa del Golfo de México.

La Disponibilidad Media Anual de Agua Subterránea de acuerdo con las publicaciones vigentes en el Diario Oficial de la Federación (DOF: lunes 20 de abril de 2015) es la siguiente:

En el acuífero La Chontalpa (2702) se tiene una disponibilidad de 1580.863690 millones de metros cúbicos anuales y en el acuífero Centla (2704) se tiene una disponibilidad de 829.236336 millones de metros cúbicos anuales para otorgar concesiones o asignaciones para mantenerlo en condiciones sustentables y no existe déficit del recurso.

- **Inundaciones y vulnerabilidad ante el cambio climático.**

El Índice de vulnerabilidad costera del litoral de Tabasco (Investigaciones Geográficas, Boletín del Instituto de Geografía, Issue 91, December 2016), indica que el incremento del nivel del mar es un evento extremo que impactará gravemente las zonas costeras bajas, como es el caso de la región costera de Tabasco.

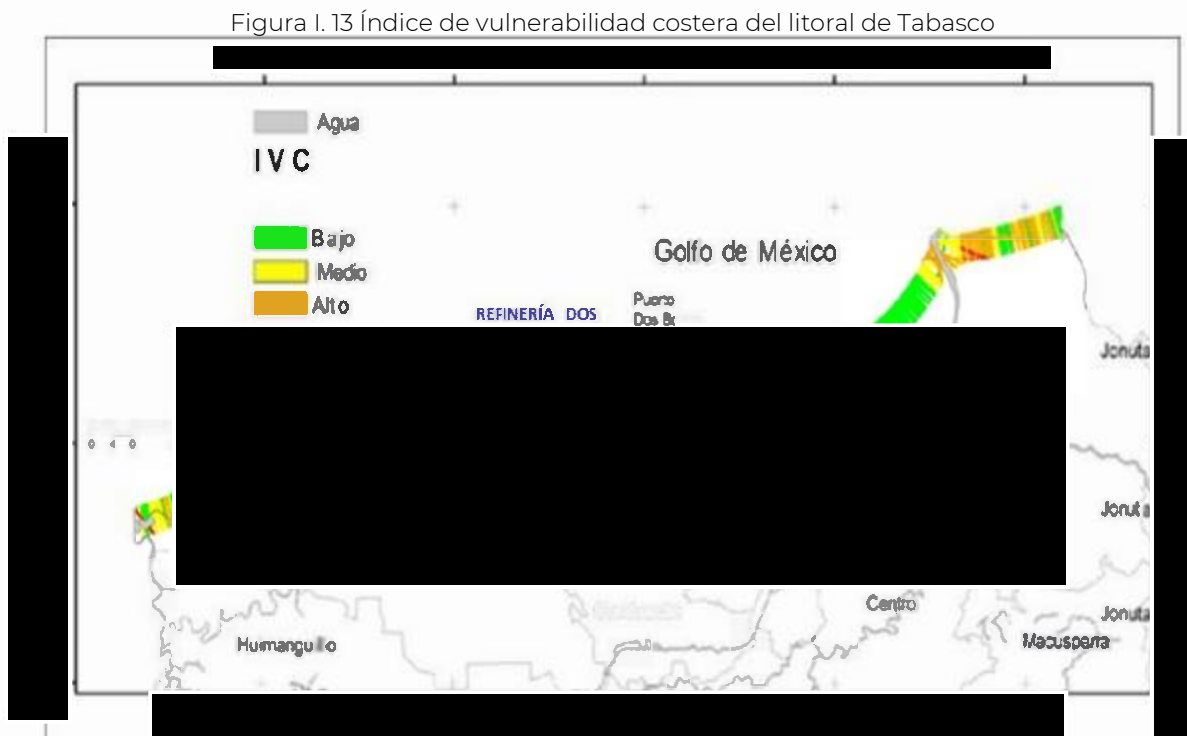
A nivel nacional la costa tabasqueña es de los sitios más vulnerables ante tal evento, por lo que los índices reportados son producto de estudios realizados por el Instituto de Investigaciones Geográficas de la UNAM, donde considera que para este índice local se emplea el uso de la metodología del Índice de Vulnerabilidad Costera

utilizando Sistemas de Información Geográfica.

Este modelo fue ajustado a las condiciones locales de la costa tabasqueña sobre las variables que integran su metodología (olas, mareas, nivel del mar, pendiente costera, tasas de erosión y geomorfología) disponibles y con datos locales del grado de vulnerabilidad de la costa encontrados.

De lo anterior se indica que los sectores con mayor vulnerabilidad se encuentran justamente frente a los sistemas lagunares costeros más importantes del estado, dentro de ellos el sistema lagunar Mecoacán como se muestra en la Figura I.13.

Coordenadas
del proyecto
Art. 113
fracción I de la
LGTAIP y 110
fracción I de la
LFTAIP.



Fuente: Instituto de Investigaciones Geográficas, Boletín del Instituto de Geografía, Volume 2016, Issue 91, December 2016

Ubicación del proyecto Art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.

Específicamente el área donde se ubicará la Refinería Dos Bocas, el índice de vulnerabilidad costera está clasificado como medio y bajo. Considerando el índice de dichos estudios, en el área donde se construirán las instalaciones de la refinería se tendrán que tomar previsiones ante posibles incrementos del nivel del mar durante el tiempo de vida útil del proyecto, tales como elevación de la topografía del área donde se ubicarán las instalaciones, colocación de barreras que eviten el incremento de la erosión causada por el oleaje y el viento costero por el lado norte del predio entre otras.

Estabilidad de línea de costa al cambio climático.

Para el análisis de estabilidad de la línea de costa y medir las tasas de retroceso y avance de la línea de costa que permita conocer la velocidad de erosión y de acumulación rápida como consecuencia del ascenso del nivel medio del mar, el Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Tabasco, dividió en sectores la costa deltaica, en función de la homogeneidad de su fisonomía como se indica en la Figura I.14.

Figura I.14 Sectorización de la costa del Estado de Tabasco



Ubicación del proyecto
Art. 113 fracción I de la
LGTAIP y 110 fracción I
de la LFTAIP.

Fuente: Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Tabasco, SERNAPAM, 2011



- ✓ Sector 1. Boca del Río Tonalá a Boca Santa Ana Bocana de la laguna del Carmen” Sánchez Magallanes”.
- ✓ Sector 2. Boca Santa Ana a -Boca Panteones (isla barrera de las Lagunas Carmen y Machona).
- ✓ Sector 3. Boca Panteones a la boca de la Barra Tupilco.
- ✓ Sector 4. Barra Tupilco a Puerto Dos Bocas (al espigón occidental).
- ✓ Sector 5. Trecho del Puerto Dos Bocas (comprende desde el espigón occidental hasta el último espigón oriental del puerto).
- ✓ Sector 6. Desde el espigón oriental del puerto dos bocas - al estuario del río González (Barra Chiltepec).
- ✓ Sector 7. Estuario del río González (Barra Chiltepec) hasta el brazo occidental del delta del Río Grijalva.

Para el caso del proyecto de la Refinería Dos Bocas le corresponde el Sector 5 denominado “Trecho del Puerto Dos Bocas”, que se extiende a lo largo de la línea de costa frente el puerto mencionado.

El Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Tabasco elaborado por la Secretaría de Energía, Recursos Naturales y Protección Ambiental de Tabasco (SERNAPAM 2011), concluye que para dicho Sector 5, que comprende una distancia de cinco kilómetros de costa frontal, están reservados a las instalaciones del Puerto de Dos Bocas. Es difícil estimar claramente los cambios de la línea de costa de esta zona, debido a las continuas modificaciones que se han realizado desde que se inició la construcción del puerto que incluyen la destrucción de espigones y escolleras vueltas a construir con edificaciones más extensas que incluyen siempre un gran movimiento de tierras, rellenos en muchos puntos, dragados de dársenas, infraestructura y equipamiento que ha modificado de forma total el terreno, por lo que los escenarios con relación a erosión son difíciles de establecer, aunque no descartables, mismos que se aumentarán al incrementarse el nivel del mar de acuerdo a la Figura I.15.

Figura I. 15 Tasa anual de avance por ganancia de terreno y/o retroceso por sector



Fuente: Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Tabasco, SERNAPAM, 2011

El análisis de imágenes satelitales desde el año 2004 al 2018, permite inferir que en la parte Noroeste del área donde se ubicará la refinería que colinda con el Golfo de México, existen áreas de playa ganadas al mar, lo cual podría deberse a la influencia de las escolleras, las cuales en forma local influyen en la dinámica del oleaje y corrientes marinas y de este modo los sedimentos son depositados encubiertos por estas modificaciones antropogénicas. Lo contrario sucede en la desembocadura de la laguna Mecoaacán y del río Seco donde la dinámica natural del oleaje y corrientes marinas son más inestables de acuerdo a la Figura I.16.

Figura I. 16 Dinámica por modificaciones antropogénicas en el lado nor-oeste del proyecto. Fuente: IMP

Ubicación del
proyecto Art. 113
fracción I de la
LGTAIP y 110
fracción I de la
LFTAIP.



De las imágenes anteriores, se concluye que, en esta zona de colindancia del proyecto con el Golfo de México, el efecto podría ser más significativo por posible incremento del nivel del mar a través de los años, por lo que las medidas preventivas tendrían que tomarse para evitar posibles inundaciones de las partes más bajas del área de las futuras instalaciones.

- **Elevación del nivel del mar.**

Del mismo Programa Estatal de Acción ante el Cambio Climático de Tabasco (SERNAPAM, 2011), indica que los pronósticos posibles de elevación del nivel del mar que ahí se presenten como últimos escenarios globales, se estima una posible elevación por arriba de los 0.60 m pudiendo alcanzar hasta 1.30 m para el año 2100, por lo que el proyecto de la Refinería Dos Bocas tendrá que implementar medidas que mitiguen los posibles cambios sobre todo en las partes más bajas del terreno y en las proximidades colindantes a la playa en la parte Nor-Noroeste de las futuras instalaciones, donde la erosión debido al oleaje y el viento presentan una dinámica constante.



Normatividad.

Con base en la Ley Federal sobre Metrología y Normalización en México, para el proyecto de la Refinería Dos Bocas se utilizará la revisión vigente de documentos nacionales y/o internacionales, tales como:

- Normas Oficiales Mexicanas (NOM).
- Normas Mexicanas (NMX).
- Especificaciones de PEMEX.
- Normas Internacionales y Extranjeras (Ejemplo ISO, ASME, API, entre otras).
- Guías de PEMEX, entre otros.

La normatividad incluida a continuación en la Tabla I.10 es enunciativa y no limitativa, y puede ser adicionada y/o modificada de acuerdo con los requerimientos específicos de Pemex.

Tabla I.10 Normatividad Aplicable

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
Normatividad de aplicación general			
NOM-002-SEMARNAT-1996	Límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales a los sistemas de alcantarillado urbano o municipal.	✓	
NOM-004-SEMARNAT-2002	Protección ambiental-lodos y biosólidos - Especificaciones y Límites máximos permisibles de contaminantes para su aprovechamiento y disposición final.	✓	
NOM-008-SCFI-2002	Sistema General de Unidades de Medida.	✓	
NOM-085-SEMARNAT-2011	Contaminación atmosférica - Fuentes fijas - Para fuente fijas que utilizan combustibles fósiles, sólidos, líquidos o gaseoso o cualquiera de sus combinaciones, que establece los niveles máximos permisibles de emisión a la atmósfera de humos, 2011 partículas suspendidas totales, bióxido de azufre y óxidos de nitrógeno y los requisitos y condiciones para la operación de los equipos de calentamiento indirecto por combustión, así como los niveles máximos permisibles de emisión de bióxido de azufre en los equipos de calentamiento directo por combustión	✓	
NOM-001-ASEA-2019	Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
	los elementos para la formulación y gestión de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos. DOF:16/04/2019		
ASEA	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la gestión integral de los Residuos de Manejo Especial del Sector Hidrocarburos. DOF:02-05-18	✓	
ASEA	Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen las reglas para el requerimiento mínimo de seguros a los Regulados que lleven a cabo obras o actividades de exploración y extracción de hidrocarburos, tratamiento y refinación de petróleo y procesamiento de gas natural. DOF: 23-06-16	✓	
ASEA	Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican. DOF: 13-05-16	✓	
NMX-EC-17020-IMNC-2014	Evaluación de la Conformidad - Requisitos para el funcionamiento de diferentes tipos de unidades (organismos) que realizan la verificación (inspección).	✓	
NMX-CC-9000-IMNC-2015	Sistemas de gestión de la calidad - Fundamentos y vocabulario.	✓	
NMX-CC-9001-IMNC-2015	Sistemas de gestión de la calidad - Requisitos.	✓	
ISO 9000:2015	Quality management systems - Fundamentals and vocabulary	✓	
ISO 9001:2015	Quality management systems - Requirements	✓	
ISO/IEC 17025:2017	General requirements for the competence of testing and calibration laboratories	✓	
API RP 580	Risk based inspection	✓	
API RP 581	Risk-based inspection methodology	✓	
API RP 934	Materials and fabrication of 2 ¼ Cr – 1 Mo and 3Cr – 1 Mo steel heavy wall pressure vessels for high temperature, high pressure hydrogen service	✓	
API RP 934A	Materials and fabrication of 2 ¼ Cr – 1 Mo, 2 ¼ Cr – 1 Mo – ½ V, 3Cr – 1 Mo and 3 Cr – 1 Mo – ¼ V, steel heavy wall pressure vessels for high temperature, high pressure hydrogen service	✓	
API RP 934C	Materials and fabrication of 1 ¼ Cr – ½ Mo, steel heavy wall pressure vessels for high pressure hydrogen service operating at or below 825°F (441°C)	✓	
API RP 941-2016	Steel hydrogen service at elevated temperatures and pressures in petroleum refineries and petrochemical plants	✓	
NBIMS-US	National BIM Standard-United States	✓	
P.1.0000.06:2000	Estructuración de planos y documentos técnicos de ingeniería.	✓	
Normatividad de la Disciplina Mecánica			
NOM-020-STPS-2011	Recipientes sujetos a presión, recipientes criogénicos y generadores de vapor o calderas – Funcionamiento – Condiciones de seguridad.	✓	
NMX-AA-09-1993-SCFI	Apéndice A: Localización de plataformas y puertos de muestreo.	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ISO 9001:2015	Quality management systems -- Requirements	✓	
ISO 148-1-2009	Metallic materials - Charpy pendulum impact test—Part 1: Test method.	✓	
ISO 148-2-2008	Metallic materials—Charpy pendulum impact test—Part 2: Verification of test machines.	✓	
ISO 148-3-2008	Metallic materials—Charpy pendulum impact test—Part 3: Preparation and characterization of Charpy V – notch test pieces for indirect verification of pendulum impact machines.	✓	
ISO 15609-1/Cor1-2005	Specification and qualification of welding procedure metallic materials—Welding procedure specification—Part 1: Arc welding.	✓	
ISO 15609-2-2001	Specification and qualification of welding procedure metallic materials—Welding procedure specification—Part 2: Gas welding.	✓	
ISO 18436-1/Cor1-2006	Condition monitoring and diagnostics of machines—Requirements for training and certification of personnel—Part 1: Requirements for certifying bodies and the certification process.	✓	
ISO 18436-2-2003	Condition monitoring and diagnostics of machines—Requirements for training and certification of personnel—Part 2: Vibration condition monitoring and diagnostics.	✓	
ISO 13705-2012	Fired heaters for general refinery services.	✓	
ISO 13706-2011	Air-cooled heat exchangers third edition	✓	
ISO 13707-2000 1st Edition	Petroleum and natural gas industries-Reciprocating compressors	✓	
ISO 13709-2009	Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries second edition	✓	
ISO 13710-2004	Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Reciprocating positive displacement pumps.	✓	
ISO 15547:2005 (API STD 662, 1st Edition).	Plate Heat Exchangers for General Refinery Services.	✓	
ISO 16812-2007	Petroleum and natural gas industries. shell and tube heat exchangers	✓	
ISO 21940-11	Mechanical vibration — Rotor balancing — Part 11: Procedures and tolerances for rotors with rigid behaviour	✓	
ISO 21940-14	Mechanical vibration — Rotor balancing — Part 14: Procedures for assessing balance errors	✓	
ISO 21049:2004	Pumps shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps.	✓	
ISO 28300 (API Std 2000, 6th Edition).	Venting Atmospheric and Low-pressure Storage Tanks.	✓	
ISO 2954-2012	Mechanical vibration of rotating and reciprocating machinery - Requirements for instruments for measuring vibration severity, second edition	✓	
ISO 3740-2000	Acoustics - Determination of sound power levels of noise sources - Guidelines for the use of basic standards	✓	
ISO 7183-2007	Compressed Air Dryers - Specification and Testing.	✓	
ISO 7919-1-1996	Mechanical vibration of non-reciprocating machines-Measurements on rotating shafts. Part 1: General guidelines	✓	
ISO 7919-3-2009	Mechanical vibration – Evaluation of machine vibration by measurements on rotating shafts and evaluation criteria. Part 3: Coupled industrial machines.	✓	
ISO 8573-1-2010	Compressed air-Part 1: Contaminants and purity classes. Third edition	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ISO 10438-1-2007	Petroleum, petrochemical and natural gas industries - Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries – Part 1: General requirements.	✓	
ISO 10438-2-2007	Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries — Part 2: Special-purpose oil systems	✓	
ISO 10438-3-2007	Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries — Part 3: General-purpose oil systems	✓	
ISO 10438-4-2007	Petroleum, petrochemical and natural gas industries — Lubrication, shaft-sealing and control-oil systems and auxiliaries — Part 4: Self-acting gas seal support systems	✓	
ISO 10439-1:2015	Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Axial and centrifugal compressors and expander-compressors -- Part 1: General requirements	✓	
ISO 10439-2:2015	Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Axial and centrifugal compressors and expander-compressors -- Part 2: Non-integrally geared centrifugal and axial compressors	✓	
ISO 10439-3:2015	Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Axial and centrifugal compressors and expander-compressors -- Part 3: integrally geared centrifugal compressors	✓	
ISO 10439-4:2015	Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Axial and centrifugal compressors and expander-compressors -- Part 4: Expander-compressors	✓	
ISO 10440-1 (API Std 619, 5th Edition)	Rotary-type positive displacement compressors for Petroleum, petrochemical and Natural Gas Industries.	✓	
ISO 10816-1/Amd1-2009	Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non- rotating parts - Part 1: General guidelines - Amendment 1 Mechanical vibration - Evaluation of machine vibration by measurements on non- rotating parts - Part 1: General guidelines - Amendment 1	✓	
ISO 22899	Determination of the resistance to jet fires of passive fire protection materials Part 1: General requirements. 1ª Ed. 2007	✓	
ASME SEC. I (2017)	Boiler and Pressure Vessel Code - Rules for construction of power boilers	✓	
ASME SEC. II A-1-2017	Materials Part A - Ferrous material specifications	✓	
ASME SEC. II B-2017	Materials Part B - Nonferrous material specifications	✓	
ASME SEC. II C-2017	Materials Part C - Specifications for welding rods, electrodes, and filler metals	✓	
ASME SEC. II D-2017	Materials Part D Properties (Customary)	✓	
ASME SEC. V (2017)	Boiler and Pressure Vessel Code, Nondestructive examination	✓	
ASME SEC. VIII DIV.1-2017	Boiler and Pressure Vessel Code, Rules for construction of pressure vessels.	✓	
ASME SEC. VIII DIV.2-2017	Boiler and Pressure Vessel Code, Alternative rules.	✓	
ASME SEC. VIII DIV.3-2017	Boiler and Pressure Vessel Code, Alternative rules for construction of high-pressure vessels.	✓	
ASME SEC. IX-2017	Welding and Brazing Qualifications	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ASME PCC-1 2013	Guidelines for Pressure Boundary Bolted Flange Joint Assembly	✓	
EJMA	Resistant metallic materials for oil field equipment - Expansion joint manufacturers association, Inc.	✓	
ASTM A240-18a	Standard specification for chromium and chromium-nickel stainless steel plate, sheet, and strip for pressure vessels and for general applications	✓	
ASTM A27--17	Standard specification for steel castings, carbon, for general application	✓	
ASTM A123-17	Standard specification for zinc (hot-dip galvanized) coatings on iron and steel products	✓	
ASTM A143-07 (2014)	Standard practice for safeguarding against embrittlement of hot-dip galvanized structural steel products and procedure for detecting embrittlement.	✓	
ASTM A153-16	Standard specification for zinc coating (hot-dip) on iron and steel hardware	✓	
ASTM A516-17	Standard specification for pressure vessel plates, carbon steel, for moderate -and lower-temperature service	✓	
ASTM A536-84 (2014)	Standard specification for ductile iron castings	✓	
ASTM A578/A578M-17	Especificación estándar para el examen ultrasónico de haz recto de placas de acero simples y recubiertas para aplicaciones especiales.	✓	
ASTM A123-17	Standard specification for zinc (hot-dip galvanized) coatings on iron and steel products	✓	
ASTM B117-18	Standard practice for operating salt spray (fog) testing apparatus.	✓	
API RP 505-1997	Recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as Class I, Zone 0, and Zone 2. 1a. Ed.	✓	
API 510-2014 Addendum 1, MAY 2017 Addendum 2, MARCH 2018	Pressure Vessel Inspection Code: Maintenance inspection, rating, repair and alteration. 10a. Ed.	✓	
API Std 530-2015	Calculation of heater-tube thickness in petroleum refineries 7ª Ed.	✓	
API RP 535-2014	Burners for Fired Heaters in General Refinery Services. 3a Ed.	✓	
API Std 560 -2016	Fired heaters for general refinery services 5a Ed.	✓	
ANSI/API RP 576-2017	Inspection of pressure relieving devices. 4a. Ed.	✓	
ISO 22899	Determination of the resistance to jet fires of passive fire protection materials Part 1: General requirements. 1ª Ed. 2007	✓	
API 579-1/ASME FFS-1	Fitness-For-Service. June, 2016	✓	
API RP 582	Welding guidelines for the chemical, oil, and gas industries	✓	
API Std 610-2011	Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries. 11a. Ed.	✓	
API Std 611-2008	General-purpose steam turbines for petroleum, chemical, and gas industry services. 5a. Ed.	✓	
API Std 612-2014	Petroleum, petrochemical and natural gas industries-steam turbines- special-purpose applications. 7a. Ed.	✓	
API Std 614-2008	Lubrication, shaft-sealing, and control oil systems and auxiliaries for petroleum, chemical and gas industry services. 5a Ed.	✓	
API Std 616-2011	Gas turbines for the petroleum, chemical, and gas industry services. 5a. Ed.	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
API Std 617-2014	Axial and centrifugal compressors and expander-compressors for petroleum, chemical and gas industry services. 8a. Ed.	✓	
API Std 618-2008	Reciprocating compressors for petroleum, chemical, and gas industry services. 5a. Ed. Reafirmado 2016.	✓	
API Std 619-2010	Rotary-type Positive Displacement Compressors for Petroleum, Petrochemical and Natural Gas Industries. 5a Ed.	✓	
API Std 620-2013	Design and construction of large, welded, low-pressure storage tanks. 12a. Ed.	✓	
API Std 650-2013	Welded tanks for oil storage. 12a. Ed.	✓	
API Std 653-2018	Tank Inspection, Repair, Alteration, and Reconstruction. 5a Ed.	✓	
API Std 660-2015	Shell and tube heat exchangers, 9a. Ed.	✓	
ANSI/API Std 661-2015	Petroleum, Petrochemical, and Natural Gas Industries—Air-cooled Heat Exchangers. 7a. Ed.	✓	
API Std 670-2014	Machinery protection systems. 5a Ed.	✓	
API Std 671-2007	Special purpose couplings for petroleum, chemical and gas industry services. 4a Ed.	✓	
API Std 672-2010	Packaged, integrally geared centrifugal air compressors for petroleum, chemical, and gas industry services. 4a Ed.	✓	
API Std 673-2002	Centrifugal fans for petroleum, chemical and gas industry services. 2a Ed.	✓	
API Std 674-2010	Positive displacement pumps-reciprocating. 3a Ed.	✓	
API Std 675-2012	Positive displacement pumps-controlled volume for petroleum, chemical, and gas industry services. 3a Ed.	✓	
API Std 676-2009	Positive displacement pumps - rotary. 3a Ed.	✓	
API Std 677	General-Purpose Gear Units for Petroleum, Chemical and Gas Industry Services. 3a Ed.	✓	
API Std 682-2014	Pumps - Shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps. 4a Ed.	✓	
API Std 685-2011	Sealless centrifugal pumps for petroleum, heavy duty chemical, and gas industry services. 2a Ed.	✓	
API RP 686-2009	Recommended practice for machinery installation and installation design. 2a Ed.	✓	
API RP 934	Materials and fabrication of 2 ¼ Cr – 1 Mo and 3Cr – 1 Mo steel heavy wall pressure vessels for high temperature, high pressure hydrogen service	✓	
API RP 945-2003	Avoiding Environmental Cracking in Amine Units. a Ed.	✓	
API Std 2000-2014	Venting Atmospheric and Low-Pressure Storage Tanks	✓	
API RP 2210-2000	Flame Arresters for Vents of Tanks Storing Petroleum Products	✓	
NACE RP 0193-2016	Application of cathodic protection to control external corrosion of carbon steel on-grade storage tank bottoms	✓	
NACE SP 0575-2007	Standard practice internal cathodic protection (CP) systems in oil-treating vessels	✓	
NACE RP0198	The control of corrosion under thermal insulation and fireproofing materials	✓	
NACE RP0296	Guidelines for detection, repair and mitigation of cracking of existing petroleum refinery pressure vessels in wet H ₂ S environments	✓	
NACE TM0284	Evaluation of pipeline and pressure vessels steels for resistance to hydrogen – Induced cracking	✓	
NACE SP 472 (2010)	Standard recommended practice methods and controls to prevent in-service environmental	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
	cracking of carbon steel weldments in corrosive petroleum refining environments		
NACE 8X194	Materials and fabrication practices for new pressure vessels used in wet H ₂ S refinery services	✓	
TEMA - 2007	Tubular exchanger manufacturers association. 9a. Ed.	✓	
ANSI/AGMA 9002 B04	Bores and Keyways for Flexible Couplings (Inch Series).	✓	
PIP VESAC001	Air-Cooled Heat Exchanger Specification (Supplement to API 661)	✓	
PIP RFIA1000	Refractory Anchor and Accessory Installation Details	✓	
PIP RFSA1000	Requirements for Refractory Anchors and Accessories	✓	
PIP RFTA1000	Refractory Anchor and Accessory Installation Qualification, Inspection, and Testing	✓	
PIP VEETA001	Tank Selection Guide	✓	
PIP VEFTA100	Tank Miscellaneous Details	✓	
PIP VESTA002	Atmospheric Storage Tank Specification (Supplement to API Standard 650)	✓	
PIP VECST001	Supplemental Design Criteria and Purchasing Requirements for Shell and Tube Heat Exchangers	✓	
PIP VEDST003	Documentation Requirements for Shell and Tube Heat Exchangers	✓	
PIP VESST002	Supplemental Design and Fabrication Specification for Shell and Tube Heat Exchangers	✓	
PIP VECQ1001	Pressure Vessel Shop Qualification Procedure	✓	
PIP VECV1001	Design Criteria and Purchasing Requirements for Vessels	✓	
PIP VEDV1003	Documentation Requirements for Vessels	✓	
PIP VESV1002	Design and Fabrication Specification for Vessels	✓	
PIP VESV1003	Special Fabrication Requirements for Welded Vessels and Tanks to Be Lined	✓	
PIP RFSB2000	Brick Refractory Installation Specification	✓	
PIP RFTB1000	Brick Refractory Installation Qualification, Inspection, and Testing	✓	
PIP VECBI001	Selection and Purchase of Bulk Solids Product Containers	✓	
PIP VEDBI003	Documentation Requirements for Bulk Solids Product Containers	✓	
PIP VESBI002	Design and Fabrication of Bulk Solids Product Containers	✓	
PIP RFSF1000	Ceramic Fiber Refractory Material Specification	✓	
PIP RFSF2000	Ceramic Fiber Refractory Installation Specification	✓	
PIP RFTF1000	Ceramic Fiber Refractory Installation Qualification, Inspection, and Testing	✓	
PIP CTSC1000	Application of Coatings to Concrete	✓	
PIP CTSE1000	Application of External Coatings	✓	
PIP CTSL1000	Application of Internal Linings	✓	
PIP CTSU1000	Application of Underground Coatings	✓	
PIP CTEG1000	Guidelines for Use of Coatings Practices	✓	
PIP CTCE1000	External Coating System Selection Criteria	✓	
PIP REEC001	Compressor Selection Guidelines	✓	
PIP RFEG1000	Guidelines for Use of Refractory Practices	✓	
PIP RECE002	Design of Piping Loads on Rotating Machinery Nozzles	✓	
PIP REEE002	Reliability Indicators for Rotating Machinery	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
PIP REEE003	Guidelines for General Purpose Non-Lubricated Flexible Couplings	✓	
PIP REEE005	Spare Parts Management Guidelines	✓	
PIP REIE686	Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design, Second Edition	✓	
PIP REIE686A	Recommended Practice for Machinery Installation and Installation Design (Supplement to PIP REIE686/API RP686)	✓	
PIP RESE001	General Purpose Skid-Mounted Packaged Equipment Specification	✓	
PIP VESIN001	Design and Fabrication Specification for Pressure Vessels Internals	✓	
PIP INSA1000	Acoustic Insulation Systems Specification	✓	
PIP INIC1000	Cold Insulation Installation Details	✓	
PIP INSC1000	Cold Service Insulation Materials and Installation Specification	✓	
PIP INEG1000	Insulation Design Guide	✓	
PIP INEG2000	Guidelines for Use of Insulation Practices	✓	
PIP INTG1000	Insulation Inspection Checklist	✓	
PIP INIH1000	Hot Insulation Installation Details	✓	
PIP INSH1000	Hot Service Insulation Materials and Installation Specification	✓	
PIP INSR1000	Installation of Flexible, Removable/Reusable Insulation Covers for Hot Insulation Service	✓	
PIP VESLP001	Low-Pressure, Welded Vessel Specification	✓	
PIP RESM003	Specification for Mixers and Agitators	✓	
PIP RFSM1000	Monolithic Refractory Material Specification	✓	
PIP RFSM2000	Installation of Monolithic Refractories	✓	
PIP RFTM1000	Monolithic Refractory Installation Qualification, Inspection, and Testing	✓	
PIP VESPMI01	Positive Material Identification Specification	✓	
PIP REDP003	Documentation Requirements for High Power Centrifugal Pumps for Water Service	✓	
PIP REEP005	Guidelines for Selection of General Rotating Equipment Bearing Lubrication Methods	✓	
PIP REEP006	Pump Selection Guidelines	✓	
PIP REEP007	Guidelines for Minimum and Maximum Flow Rates for Centrifugal Pumps	✓	
PIP RESP002	Design of ASME B73.1 and General Purpose Pump Baseplates	✓	
PIP RESP003H	Specification for High Power Horizontal Centrifugal Pumps for Water Service	✓	
PIP RESP003S	Specification for High Power Vertical Submerged Motor Centrifugal Pumps for Water Service	✓	
PIP RESP003V	Specification for High Power Vertical Centrifugal Pumps for Water Service	✓	
PIP RESP004	Liquid Ring Vacuum Pumps and Compressors Specification	✓	
PIP RESP005D	Data Sheet for Sealless Centrifugal Pumps	✓	
PIP RESP73H	Application of ASME B73.1 - 2012 Specification for Horizontal End Suction Centrifugal Pumps for Chemical Process	✓	
PIP RESP73V	Application of ASME B73.2 - 2003-R2008 Specification for Vertical In-Line Centrifugal Pumps for Chemical Process	✓	
PIP RESR001	Packaged, Skid-Mounted Industrial Process Refrigeration Systems Specification	✓	
PIP VECSP001	Supplemental Design Criteria for Shell and Plate Heat Exchangers	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
PIP VEDSP003	Documentation Requirements for Shell and Plate Heat Exchangers	✓	
PIP VESSP002	Supplemental Purchase and Fabrication Specification for Shell and Plate Heat Exchangers	✓	
PIP VEEVJ001	Gasket Guidelines	✓	
PIP VESSM001	Specification for Small Pressure Vessels and Heat Exchangers with Limited Design Conditions	✓	
PIP VEFV1100	Vessel/S&T Heat Exchanger Standard Details (U.S. Customary Units)	✓	
PIP VEFV1100M	Vessel/S&T Heat Exchanger Standard Details (Metric Units)	✓	
PIP VEFV6100	Vessels/S&T Heat Exchangers Internals Details	✓	
PIP VEFV7100	Vessels/S&T Heat Exchangers Details	✓	
NRF-170-PEMEX-2014	Turbinas de Vapor para Servicios Especiales	✓	
NRF-189-PEMEX-2014	Centrifugadora Diésel	✓	
NRF-190-PEMEX-2014	Bombas recíprocas	✓	
NRF-193-PEMEX-2014	Cambiadores de calor tipo placas	✓	
NRF-203-PEMEX-2014	Arrestadores de Flama	✓	
NRF-209-PEMEX-2014	Bombas rotatorias	✓	
NRF-306-PEMEX-2014	Quemadores de alta eficiencia y bajos NOX	✓	
Normatividad de la Disciplina Tuberías			
NOM-026-STPS-2008	Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías	✓	
NOM-027-STPS-2008	Actividades de soldadura y corte-condiciones de seguridad e higiene.	✓	
NMX-H-077-CANACERO-2017	Industria siderúrgica - Electrodo de acero al carbono para soldadura de arco metálico protegido - Especificaciones.	✓	
NMX-H-086-CANACERO-2011	Industria siderúrgica-Electrodos de acero de baja aleación recubiertos para soldadura por arco eléctrico-Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-H-097-CANACERO-2012	Industria siderúrgica - Electrodo y varillas de acero al carbono para soldadura por arco eléctrico protegido con gas - Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-H-099-CANACERO-2016	Industria siderúrgica-Electrodos de acero al carbono para el proceso de soldadura por arco con electrodo tubular continuo con núcleo de fundente-Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-B-124-CANACERO-2011	Industria siderúrgica – Guía para la inspección con partículas magnéticas – Especificaciones	✓	
NMX-B-133-CANACERO-2009	Industria siderúrgica – Inspección con líquidos penetrantes – Especificaciones	✓	
NMX-B-172-CANACERO-2013	Industria siderúrgica - Métodos de prueba mecánicos para productos de acero	✓	
NMX-B-220-CANACERO-2012	Industria siderúrgica – Ferrocromo – Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-B-248-CANACERO-2006	Industria siderúrgica – Acero al carbono, alta resistencia baja aleación y alta resistencia baja aleación con formabilidad mejorada laminado en caliente, en calidad comercial, troquelado y estructural, en rollo – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
ISO 5208	Industrial valves-Pressure testing of metallic valves	✓	
ISO 7005-1	Pipe flanges part 1: Steel flanges for industrial and general service piping systems	✓	
ISO 5251:1981	Stainless steel butt-welding fittings.	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ISO 6708:1995	Pipework components.	✓	
ISO 10434	Bolted bonnet steel gate valves for the petroleum, petrochemical and allied industries	✓	
ISO 15761	Steel gate, globe and check valves for sizes DN 100 and smaller, for the petroleum and natural gas industries	✓	
ISO/TR-17671-1-2002	Welding—Recommendations for welding of materials—Part 1: General guidance for arc welding.	✓	
ISO 10497-2010	Testing valves- Fire type testing requirements.	✓	
ISO 10631:1994	Metallic butterfly valves for General purposes.	✓	
ISO 1127:1992	Stainless steel tubes.	✓	
API 6D	Specification for pipeline and piping valves	✓	
API STD 594	Check valves: Flanged, lug, wafer, and butt-welding	✓	
API STD 599	Metal plug valves – Flanged, threaded, and welding ends	✓	
API STD 603	Corrosion resistant, bolted bonnet gate valves – Flanged and butt-welding ends	✓	
API STD 623	Steel globe valves – Flanged and butt welding ends, bolted bonnets	✓	
API RP 934-A	Materials and fabrication of 2 ¼ Cr – 1 Mo, 2 ¼ Cr – 1 Mo – ½ V, 3Cr – 1 Mo and 3 Cr – 1 Mo – ¼ V, steel heavy wall pressure vessels for high temperature, high pressure hydrogen service	✓	
API RP 934-C	Materials and fabrication of 1 ¼ Cr – ½ Mo, steel heavy wall pressure vessels for high pressure hydrogen service operating at or below 825°F (441°C)	✓	
API RP 941-2017	Steels for hydrogen service at elevated temperatures and pressures in petroleum refineries and petrochemical plants	✓	
API RP 2201	Safe hot tapping practices in the petroleum and petrochemical industries	✓	
ASME SEC. II	Materiales	✓	
ASME SEC. V (2013)	Examen no destructivo.	✓	
ASME SEC. IX 2013	Welding and brazing qualifications	✓	
UL-203-2015	Standard for pipe hanger equipment for fire protection service	✓	
ASTM A27--17	Standard specification for steel castings, carbon, for general application	✓	
ASTM A53M/A53-18	Standard specifications for pipe, steel black and hot dipped, zinc-coated, welded and seamless.	✓	
ASTM A74-17	Standard specification for cast iron soil pipe and fittings.	✓	
ASTM A105/A105M -18	Standard specification for carbon steel forgings for piping applications	✓	
ASTM A106/A106M -18	Standard specification for seamless carbon steel pipe for high-temperature service	✓	
ASTM A123-17	Standard specification for zinc (hot-dip galvanized) coatings on iron and steel products.	✓	
ASTM A135/A135M	Standard specification for electric-resistance-welded steel pipe	✓	
ASTM A139/A139M -16	Standard specification for electric-fusion (arc)-welded steel pipe (NPS 4 and over)	✓	
ASTM A153-16a	Standard specification for zinc coating (hot-dip) on iron and steel hardware.	✓	
ASTM A176-99 (2009)	Standard specification for stainless and heat-resisting chromium steel plate, sheet, and strip	✓	
ASTM A182-18a	Standard specification for forged or rolled alloy and stainless steel pipe flanges, forged fittings, and valves and parts for high-temperature service.	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ASTM A193/A193M -17	Alloy-steel and stainless steel bolting materials for high temperature or high pressure service and other special purpose applications	✓	
ASTM A194/A194M -18	Carbon and alloy steel nuts for bolts for high pressure or high temperature service, or both	✓	
ASTM A216/A216M -18	Steel castings, carbon, suitable for fusion welding, for high-temperature service	✓	
ASTM A217-14	Standard specification for steel castings, martensitic stainless and alloy, for pressure - containing parts, suitable for high-temperature service.	✓	
ASTM A234/A234M -18a	Standard specification for piping fittings of wrought carbon steel and alloy steel for moderate and high temperature service	✓	
ASTM A240-18a	Standard specification for chromium and chromium-nickel stainless steel plate, sheet, and strip for pressure vessels and for general applications	✓	
ASTM A307-14e1	Standard specification for carbon steel bolts and studs, 60 000 psi tensile strength	✓	
ASTM A312/A312M -18a	Standard specification for seamless, welded, and heavily cold worked austenitic stainless steel pipes	✓	
ASTM A320/A320M-18	Standard specification for alloy-steel and stainless steel bolting materials for low-temperature service	✓	
ASTM A325-14	standard specification for structure bolts, steel, heat treated,120/105 KSI minimum tensile strength	✓	
ASTM A333/A333M	Standard specification for seamless and welded steel pipe for low-temperature service	✓	
ASTM A335/A335M -18b	Standard specification for seamless ferritic alloy-steel pipe for high-temperature service	✓	
ASTM A336-18a	Standard specification for alloy steel forgings for pressure and high-temperatura parts	✓	
ASTM A351-18	Standard specification for castings, austenitic, for pressure-containing parts	✓	
ASTM A358-15	Standard specification for electric-fusion-welded austenitic chromium-nickel stainless steel pipe for high-temperature service and general applications	✓	
ASTM A370-18	Standard test methods and definitions for mechanical testing of steel products	✓	
ASTM A377-18	Standard index of specifications for ductile-iron pressure pipe	✓	
ASTM A387-17	Standard specification for pressure vessel plates, alloy steel, chromium-molybdenum	✓	
ASTM A403-18a	Standard specification for wrought austenitic stainless steel piping fittings	✓	
ASTM A409-15	Standard specification for welded large diameter austenitic steel pipe for corrosive or high-temperature service	✓	
ASTM A47-99 (2018)e1	Standard specification for ferritic malleable iron castings	✓	
ASTM A500-18	Standard specification for cold-formed welded and seamless carbon steel structural tubing in rounds and shapes	✓	
ASTM A563-15	Standard specification for carbon and alloy steel nuts	✓	
ASTM A578/A578M-17	Especificación estándar para el examen ultrasónico de haz recto de placas de acero simples y recubiertas para aplicaciones especiales.	✓	
ASTM B62-17	Standard specification for composition bronze or ounce metal castings.	✓	
ASTM B407-2008a (2014)	Standard specification for nickel -iron - chromium alloy seamless pipe and tube	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ASME B1.1	Unified inch screw threads	✓	
ASME B1.20.1	Pipe threads, general purpose	✓	
ASME B16.5	Pipe flanges and flanged fittings	✓	
ASME B16.9	Factory-made wrought butt welding fittings	✓	
ASME B16.10	Face-to-face and end-to-end dimensions of valves	✓	
ASME B16.11	Forged fittings, socket-welding and threaded	✓	
ASME B16.20	Metallic gaskets for pipe flanges	✓	
ASME B16.25	Butt welding ends	✓	
ASME B16.34	Valves—Flanged, threaded, and welding end	✓	
ASME B16.36	Orifice flanges	✓	
ASME B16.47	Large diameter steel flanges	✓	
ASME B16.48	Line blanks	✓	
ASME B18.2.1	Square, hex, heavy hex, and askew head bolts and hex, heavy hex, hex flange, lobed head, and lag screws (inch series)	✓	
ASME B18.2.2	Nuts for general applications: machine screw nuts, hex, square, hex flange, and coupling nuts (inch series)	✓	
ASME B31.1-2014	Power piping	✓	
ASME B31.3-2016	Tubería de proceso	✓	
ASME B31.12-2011	Hydrogen piping and pipelines	✓	
ASME B31G	Manual for determining the remaining strength of corroded pipelines	✓	
ASME B36.10M	Welded and seamless wrought steel pipe	✓	
ASME B36.19M	Stainless steel pipe	✓	
ASME PCC-1	Guidelines for pressure boundary bolted flange joint assembly	✓	
ANSI/NACE MR0175/ISO 15156-1:2015	"Petroleum, petrochemical, and natural gas industries — Materials for use in H ₂ S-containing environments in oil and gas production"	✓	
MSS SP-97	Integrally reinforced forged branch outlet fittings – Socket welding, threaded, and butt welding ends	✓	
AWS D1.1/D1.1M:2015	Structural Welding Code - Steel	✓	
Normatividad de la Disciplina Eléctrica			
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones eléctricas (utilización)	✓	
NOM-002-SEDE/ENER-2014	Requisitos de seguridad y eficiencia energética para transformadores de distribución	✓	
NOM-003-SCFI-2014	Productos eléctricos – Especificaciones de seguridad.	✓	
NOM-005-CONAGUA-1996	Fluxómetros - Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NOM-007-ENER-2014	Eficiencia energética para sistemas de alumbrado en edificios no residenciales. (nota: aplicar sólo para sistemas de control de alumbrado)	✓	
NOM-014-ENER-2010	Eficiencia energética de motores de corriente alterna, monofásicos, de inducción, tipo jaula de ardilla, enfriados con aire, en potencia nominal de 0.180 a 1,500 kw. Límites, método de prueba y marcado	✓	
NOM-016-ENER-2016	Eficiencia energética de motores de corriente alterna trifásicos de inducción, tipo jaula de ardilla, en potencia nominal de 0.746 a 373 kw. Límites, métodos de prueba y marcado.	✓	
NOM-017-ENER/SCFI-2012	Eficiencia energética y requerimientos de seguridad de lámparas fluorescentes compactas – Límites y métodos de prueba.	✓	
NOM-022-STPS-2016	Electricidad estática en los centros de trabajo – Condiciones de seguridad e higiene	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
NOM-025-STPS-2008	Condiciones de iluminación en los centros de trabajo	✓	
NOM-030-ENER-2012	Eficacia luminosa de lámparas de diodos emisores de luz (led) integradas para iluminación general. límites y métodos de prueba	✓	
NOM-031-ENER-2012	Eficiencia energética para luminarios con diodos emisores de luz (leds) destinados a vialidades y áreas exteriores públicas. Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NOM-063-SCFI-2001	Conductores – Requisitos de seguridad.	✓	
NOM-064-SCFI-2000	Luminarias para uso en interiores y exteriores – Especificaciones de seguridad y métodos de prueba.	✓	
NOM-114-ECOL-1998	Protección ambiental para la planeación, diseño, construcción, operación y mantenimiento de líneas de transmisión.	✓	
PEC-NOM-001-SEDE-2012	Procedimiento para evaluación de la conformidad de la norma oficial mexicana NOM-001-SEDE-2012, publicada en el diario oficial de la federación.	✓	
NMX-E-012-SCFI-1999	Tubos y conexiones de policloruro de vinilo (pvc) sin plastificante para instalaciones eléctricas.	✓	
NMX-J-010-ANCE-2011	Conductores con aislamiento termoplástico, para instalaciones hasta 600 volts – Especificaciones.	✓	
NMX-J-019-ANCE-2011	Lámparas incandescentes de filamento metálico para alumbrado general- especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-023/1-ANCE-2007	Cajas registro metálicas y sus accesorios parte 1: Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-030-ANCE-2014	Conductores – Determinación de descargas parciales en cables de energía de media y alta tensión – método de prueba.	✓	
NMX-J-035-ANCE-2001	Conductores – Alambres de cobre semiduro para usos eléctricos – especificaciones.	✓	
NMX-J-061-ANCE-2015	Cables multiconductores para distribución aérea o subterránea a baja tensión – Especificaciones.	✓	
NMX-J-068-ANCE-1981	Tableros de alta tension	✓	
NMX-J-075/1-ANCE-1994	Motores de inducción de corriente alterna del tipo rotor en cortocircuito, en potencias de 0.062 a 373 kw. – Especificaciones.	✓	
NMX-J-075/2-ANCE-1994	Motores de inducción de corriente alterna del tipo rotor en cortocircuito, en potencias grandes – Especificaciones.	✓	
NMX-J-075/3-ANCE-1994	Métodos de prueba para motores de inducción decorriente alterna del tipo de rotor encortocircuito, en potencias desde 0.062 kw.	✓	
NMX-J-098-ANCE-2014	Sistemas eléctricos – Tensiones eléctricas normalizadas.	✓	
NMX-J-109-ANCE-2010	Transformadores de corriente - Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-118/1-ANCE-2000	Tableros de alumbrado y distribución en baja tensión – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-118/2-ANCE-2007	Tableros de distribución de fuerza en baja tensión – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-123-ANCE-2008	Aceites minerales aislantes para transformadores – Especificaciones, muestreo y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-136-ANCE-2007	Abreviaturas y símbolos para diagramas, planos y equipos eléctricos	✓	
NMX-J-141-ANCE-2005	Productos eléctricos, motores eléctricos verticales - Especificaciones y métodos de prueba (cancela a la nmx-j-141-1981)	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
NMX-J-142/1-ANCE-2011	Cables de energía de pantalla metálica aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno, para tensiones de 5 kv a 35 kv. Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-142/2-ANCE-2011	Cables de energía de pantalla metálica aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno, para tensiones de 69 kv hasta 115kv. Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-142-ANCE-2000	Cables de energía de pantalla metálica aislados con polietileno de cadena cruzada o a base de etileno-propileno, para tensiones de 5 a 115kv. Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-148-ANCE-2016	Electroductos-especificaciones y método de prueba.	✓	
NMX-J-149-1-ANCE-2014	Fusibles de alta tensión-parte 1: Cortacircuitos-fusibles limitadores de corriente	✓	
NMX-J-158-ANCE-2002	Empalmes-empalmes para cables de media y alta tensión-especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-169-ANCE-2015	Transformadores y autotransformadores de distribución y potencia – Métodos de prueba.	✓	
NMX-J-170-ANCE-2002	Conectores de tipo compresión para líneas aéreas – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-177-ANCE-2018	Conductores-determinación de espesores de pantallas semiconductoras, aislamientos, cubiertas o cualquier otro elemento de un conductor eléctrico-método de prueba	✓	
NMX-J-192-ANCE-2009	Conductores-resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos-métodos de prueba	✓	
NMX-J-199-ANCE-2002	Terminales para cable aislado con pantalla para uso interior y exterior, 2.5 kv a 230 kv en corriente alterna – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-203/1-ANCE-2012	Capacitores parte 1: capacitores de potencia en conexión en paralelo – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-203/2-ANCE-2014	Capacitores parte 2: bancos de capacitores de potencia en conexión paralelo-Especificaciones y guía para instalación y operación	✓	
NMX-J-234-ANCE-2008	Aisladores-boquillas de extra-alta, alta y media tensión de corriente alterna-Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-235/1-ANCE-2008	Envolventes (gabinetes) para uso en equipo eléctrico parte 1. Consideraciones no ambientales-especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-235/2-ANCE-2014	Envolventes (gabinetes) para uso en equipo eléctrico parte 2 consideraciones ambientales-Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-246-ANCE-2000	Productos eléctricos-aisladores-aisladores de porcelana tipo alfiler-especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-250/1-ANCE-2004	Aisladores-aisladores soporte tipo columna de porcelana o vidrio templado para servicio exterior para tensiones nominales mayores que 1000 v-especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-250/2-ANCE-2015	Aisladores-aisladores polímeros soporte tipo columna para subestaciones con tensiones de c.a. mayores que 1 kv a 245 kv. Definiciones, especificaciones, métodos de prueba y criterios de aceptación	✓	
NMX-J-263-1997	Métodos de prueba para transformadores de corriente.	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
NMX-J-265-1977	Determinación de capacidad interruptiva para interruptores termomagnéticos.	✓	
NMX-J-266-ANCE-2014	Interruptores automáticos en caja moldeada – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-284-ANCE-2012	Transformadores y autotransformadores de potencia- Especificaciones.	✓	
NMX-J-290-ANCE-1999	Arrancadores manuales, magnéticos y contactores – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-294-ANCE-2008	Conductores - Resistencia de aislamiento – método de prueba.	✓	
NMX-J-295/1-ANCE-2011	Iluminación – Lámparas fluorescentes de una base para alumbrado general – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-295/2-ANCE-2010	Iluminación – Lámparas fluorescentes de doble bases para alumbrado general – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-307-ANCE-2017	Luminarios de uso general para interiores y exteriores	✓	
NMX-J-307/1-ANCE-2015	Luminarios – Ey métodos de prueba	✓	
NMX-J-433-ANCE-2005	Productos eléctricos - Motores de inducción. Trifásicos de corriente alterna de tipo jaula de ardilla en potencias mayores de 373 kw. Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-436-ANCE-2007	Conductores-cordones y cables flexibles- Especificaciones	✓	
NMX-J-438-ANCE-2003	Conductores – cables con aislamiento de policloruro de vinilo 750°C y 90 °C para alambrado de tableros – Especificaciones.	✓	
NMX-J-444-ANCE-2005	Conductores pruebas de alta tensión con corriente continua en el campo a cables de energía método de prueba	✓	
NMX-J-451-ANCE-2011	Conductores con aislamiento termofijo – Especificaciones	✓	
NMX-J-486-ANCE-2013	Conductores – cables control y multiconductores de energía para baja tensión con aislamiento y cubiertas termofijas, de baja emisión de humos y sin contenido de halógenos (LSOH), – Especificaciones.	✓	
NMX-J-492-ANCE-2018	Conductores-cables monoconductores de energía para baja tensión, de baja emisión de humos y sin contenido de halógenos (LSOH)-Especificaciones	✓	
NMX-J-498-ANCE-2011	Conductores-determinación de la resistencia a la propagación de la flama en conductores eléctricos que se colocan en charola vertical-método de prueba	✓	
NMX-J-503-ANCE-2011	Iluminación-balastros para lámparas de descarga de alta intensidad y lámparas de vapor de sodio de baja presión-especificaciones	✓	
NMX-J-508-ANCE-2010	Artefactos eléctricos – Requisitos de seguridad – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-510-ANCE-2011	Iluminación – Balastros de alta eficiencia para lámparas de descarga de alta intensidad, para utilización en alumbrado público – Especificaciones	✓	
NMX-J-511-ANCE-2011	Soportes para conductores eléctricos-sistemas de soportes metálicos tipo charola- Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-515-ANCE-2014	Equipos de control y distribución – Requisitos generales de seguridad – Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-517-ANCE-2018	Equipos de control y distribución en alta tensión-restauradores de circuito automáticos,	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
	seccionadores e interruptores de falla para sistemas de corriente alterna de hasta 35 kv		
NMX-J-519-ANCE-2011	Conectores-conectores sellados-especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-529-ANCE-2012	Grados de protección proporcionados por los envoltorios (codigo ip)	✓	
NMX-J-534-ANCE-2013	Tubos metálicos rígidos de acero tipo pesado y sus accesorios para la protección de conductores - Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-535-ANCE-2008	Tubos rígidos de acero tipo semipesado y sus accesorios para la protección de conductores Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-543-ANCE-2013	Conectores - conectadores para instalaciones eléctricas de utilización hasta 35 kv - Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-545-ANCE-2008	Iluminación - funcionamiento de las lámparas fluorescentes compactas autobalastadas-Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-548-ANCE-2008	Conectores - conectadores tipo empalme para instalaciones eléctricas de utilización - Especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-J-549-ANCE-2005	Sistema de protección contra tormentas eléctricas - Especificaciones, materiales y métodos de medición	✓	
NMX-J-552-ANCE-2005	Conectores - herrajes y remates para líneas aéreas-Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NMX-J-554-ANCE-2004	Roscas para tubo (conduit) y sus accesorios - Especificaciones y método de prueba.	✓	
NMX-J-559-ANCE-2012	Iluminación - lámparas de vapor de sodio en alta presión -Especificaciones.	✓	
NMX-J-589-ANCE-2010	Métodos de medición para instalaciones eléctricas	✓	
NMX-J-603-ANCE-2008	Guía de aplicación del sistema de protección contra tormentas eléctricas	✓	
NMX-J-604-ANCE-2008	Instalaciones eléctricas métodos de diagnósticos y reacondicionamiento de instalaciones eléctricas en operación-Especificaciones	✓	
NMX-J-616-ANCE-2015	Guía de aplicación de filtros y capacitores con conexión en paralelo para la corrección de distorsión armónica	✓	
NMX-J-623-ANCE-2009	Sistemas de canalizaciones para cables- cinchos de sujeción para cables para instalaciones eléctricas.	✓	
NMX-J-689-ANCE-2015	Dispositivos de detección de falla de arco requisitos generales.	✓	
NMX-K-109-1977	Anodos de magnesio empleados en protección catódica	✓	
NRF-003-CFE-2014	Apartarrayos de óxidos metálicos para subestaciones	✓	
NRF-005-CFE-2002	Aisladores de suspensión sintéticos para tensiones de 13.8 kv a 138 kv	✓	
NRF-006-CFE-2002	Cuchillas para líneas y redes de distribución	✓	
NRF-017-CFE-2008	Cable de aluminio con cableado concéntrico y núcleo de acero galvanizado (ACSR)	✓	
NRF-026-CFE-2004	Transformadores de potencial inductivo para tensiones con sistemas con tensiones nominales de 13.8kv a 400kv	✓	
NRF-027-CFE-2010	Transformadores de corriente para sistemas con tensiones nominales de 0.6 a 400kv	✓	
GNT-SNP-E008-2005 REV.0	Rótulos para equipo eléctrico en plantas y subestaciones eléctricas.	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
GNT-SNP-E009-2005 REV.1	Cable de energía en media tensión 5 y 15 kv	✓	
GNT-SSIME-E007-2008 REV.1	Postes metálicos para alumbrado	✓	
GNT-SSIME-E027-2009	Símbolos eléctricos	✓	
GNT-SSIME-E020-2007	Transformadores de distribución y potencia tipo seco en resina epoxica	✓	
P.2.220.01 (2000)	Diseño de sistemas de tierras.	✓	
IEC 60034-12-2016	Rotating electrical machines/part 12: starting performance of single/speed three/phase cage induction motors second edition	✓	
IEC 60076-1-(2011)	Power transformers / part 1: general edition 2.1; edition 2:1993 consolidated with amendment 1:1999.	✓	
IEC 60076-3-2013	Power transformers - part 3: insulation levels, dielectric tests and external clearances in air. second edition	✓	
IEC 60076-8-(1997)	Power transformers / Application guide. first edition	✓	
IEC 60079-0 2017	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 0. General requirements. edition 3.1	✓	
IEC 60079-1 2014	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 1. Flameproof enclosures "d". fourth edition	✓	
IEC 60079-10 2015	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 10. Classification of hazardous areas. fourth edition	✓	
IEC 60079-11 (2011)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 11. Intrinsic safety "i". fourth edition	✓	
IEC 60079-15 (2017)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 15. Type of protection "n". second edition	✓	
IEC 60079-16 (1990)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 16. Artificial ventilation for the protection of analyzer(s) houses. first edition	✓	
IEC 60079-18 (2014)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 18. Encapsulation "m". first edition	✓	
IEC 60079-2 (2014)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 0. General requirements.	✓	
IEC 60079-5 (2015)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 5. Power filling "q".	✓	
IEC 60079-6 (2015)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 6. Oil immersed.	✓	
IEC 60079-7 (2015)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 7. Increased safety "e".	✓	
IEC 60376 (2018)	Specification of technical grade sulfur hexafluoride (sf6) for use in electrical equipment	✓	
IEC 62271-1 (2017)	High-voltage switchgear and controlgear – part 1: Common specifications	✓	
IEC 62271-203 (2011)	High-voltage switchgear and controlgear – part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kv	✓	
IEC 60270 ED 3.0 (2000)	High-voltage test techniques - Partial discharge measurements	✓	
IEC 60439-2-(2000)	Low/voltage switchgear and control gear assemblies part 2: particular Requirements for busbar trunking systems (busways) third edition	✓	
IEC 61850	Redes y sistemas para la automatización de servicios eléctricos de comunicación	✓	
IEC 60480-2004	Guidelines for the checking and treatment of sulfur hexafluoride (sf6) taken from electrical equipment and specification for its re-use	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
IEC 61800-4 (2002) (ED.1.0)	Adjustable speed electrical power drive systems/part 4. General Requirements/rating specifications for a.c. power drive systems above 1000 v a.c and not exceeding 35 kv. first edition	✓	
IEC 62040-1-1 (2017)	Uninterruptible power systems. General and safety requirements for ups used in operator access area.	✓	
IEC 62040-2 (2016)	Uninterruptible power systems (ups) / part 2. Electromagnetic compatibility (emc) requirements.	✓	
IEC 62271-2011	Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kv	✓	
IEC 62305-1 (2010 ED 2)	Protection against lightning, part 1: General principles	✓	
IEC 62305-2 (2010 ED 2)	Protection against lightning, part 2: Risk management	✓	
IEC 62305-3 (2010 ED 2)	Protection against lightning, part 3: Physical damage to structures and life hazard	✓	
IEC 62305-4 (2010 ED 2)	Protection against lightning, part 4: electrical and electronic systems within structures	✓	
IEC TR 60079-20 (1996)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres-part 20: data for flammable gases and vapours, relating to the use of electrical apparatus	✓	
IEC 60079-5 (2015)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 5. Power filling "q".	✓	
IEC 60079-6 (2015)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 6. Oil immersed.	✓	
IEC 60079-7 (2015)	Electrical apparatus for explosive gas atmospheres, part 7. Increased safety "e".	✓	
IEC 60376 (2018)	Specification of technical grade sulfur hexafluoride (SF6) for use in electrical equipment	✓	
IEC 62271-1 (2017)	High-voltage switchgear and controlgear – part 1: Common specifications	✓	
IEC 62271-203 (2011)	High-voltage switchgear and controlgear – part 203: Gas-insulated metal-enclosed switchgear for rated voltages above 52 kv	✓	
IEC 60270 ED 3.0 (2000)	High-voltage test techniques - partial discharge measurements	✓	
IEC 60439-2-(2000)	Low/voltage switchgear and control gear assemblies part 2: particular requirements for busbar trunking systems (busways) third edition	✓	
IEC 61850	Redes y sistemas para la automatización de servicios eléctricos de comunicación	✓	
IEC 60480-2004	Guidelines for the checking and treatment of sulfur hexafluoride (SF6) taken from electrical equipment and specification for its re-use	✓	
CFE-00J00-01 1980	Recomendaciones para el cálculo preliminar de redes de tierra en plantas y subestaciones eléctricas.	✓	
CFE-E0000-12,	Cables de aluminio con cableado concéntrico y alma de acero (acsr).	✓	
CFE-E0000-17 2005	Cable de potencia para 69 kv a 138 kv con aislamiento de xlp	✓	
CFE-E0000-22 2002	Cable de guarda	✓	
CFE-E0000-28 2003	Cable de energía monopolar con aislamiento sintético para tensiones de 150 kv hasta 500 kv	✓	
CFE-L0000-41 1995	Guía de aplicación de la especificación de coordinación de aislamiento	✓	
CFE-V8000-53 2012	Banco de capacitores de 69kv a 161kv para subestaciones	✓	
CFE-VY200-40- 2018	Subestaciones blindadas en gas sf6 de 72,5 kv a 420 kv	✓	
ANSI C-29.9 2017	For wet-process porcelain insulator	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ANSI C-37-010 2016	Application guide for ac high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis.	✓	
ANSI C-37-06 2006	AC high-voltage circuit breakers on a symmetrical current basis-preferred ratings and related required capabilities	✓	
ANSI C-37-20 2015	Standard for switchgear assemblies, including metal enclosed bus.	✓	
ANSI C57.12.10 2010	Transformers – 230 kv and below 833/958. through 8333/10 417 kva, single phase, and 750/862 through 60 000/80000/100 000 kva, three phase without load tap changing; and 3750/4687 through 60 000/80 000/100 000 kva with load tap changing – safety requirements	✓	
ANSI C-62.2	Standard guide for application of valve type lighting alternating-current systems.	✓	
ANSI CS7.09	Standard test procedure for ac high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis (r 1989); supplement	✓	
ANSI/IEEE C37.20.2 2015	Standard for metal clad switchgear	✓	
ANSI/IEEE C57.12.90 2015	Standard test code for liquid – immersed distributions, power and regulating transformers	✓	
ANSI/IEEE C57.19.01 2017	Standard performance characteristics and dimensions for power transformer and reactor bushings.	✓	
ANSI/IEEE C57.19.101	Trial trial-use guide for loading power apparatus	✓	
ANSI/IEEE C57.115.1991	Guide for loading mineral-oil-immersed power transformers up to and including 100 mva with 55 degrees c or 65 degrees c average winding rise (1991).	✓	
ANSI/IEEE C57-12.00 2015	Standard general requirements for liquid-immersed	✓	
ANSI/IEEE STD 80-2000	IEEE Guide for safety in ac substation grounding	✓	
ANSI/IEEE-C37.04 2018	Draft standard for ratings and requirements for ac high voltage circuit breakers with rated maximum voltage above 1000 v	✓	
ANSI/IEEE-C37.90 2005	Relays and relay systems associated with electric power apparatus	✓	
ANSI/ISA 12.00.01-2002	Electrical apparatus for use in class i, zones 0, 1 & 2 hazardous (classified) locations: general requirements (iec 60079-0 mod)	✓	
ANSI/ISA 12.12.01- 2015	Nonincendive electrical equipment for use in class i & ii, division 2 & class iii, divisions i & 2 hazardous	✓	
ANSI/ISA 12.16.01-2002	Electrical apparatus for use in class i, zone 1 hazardous (classified) locations: type of protection-increased safety "e" (iec 60079-7 mod)	✓	
ANSI/ISA 12.22.01-2002	Electrical apparatus for use in class i, zone 1 and 2 hazardous (classified) locations, type of protection - flameproof "d"	✓	
ANSI/ISA 12.23.01-2002	Electrical apparatus for use in class i, zone 1 hazardous (classified) locations type of protection-encapsulation "m" (iec 60079-18 mod)	✓	
ANSI/ISA 12.25.01-1998	Electrical apparatus for use in class i, zone 1 hazardous (classified) locations: type of protection-powder filling 'q' (iec 60079-5 mod)	✓	
ANSI/ISA 12.26.01-1998	Electrical apparatus for use in class i, zone 1 hazardous (classified) locations: type of protection-oil-immersion 'o' (iec 60079-6 mod)	✓	
ANSI/ISA-12.00.02-2009 (R2014)	Certificate standard for Aex equipment for hazardous (classified) locations	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ANSI/ISA-12.00.02-2009 (R2014)	Certificate standard for aex equipment for hazardous (classified) locations	✓	
API RP 500 2012	Recommended practice for classification of locations for electrical installations at petroleum facilities classified as class I, division 1 and division 2	✓	
API 541-2004	Form-wound squirrel-cage induction motors - 500 horsepower and larger.	✓	
API 546-2008	Brushless synchronous machines - 500 kva and larger.	✓	
API 547-2017	General purpose form-wound squirrel cage induction motors-185 kw (250 hp) through 2240 kw (3000 hp)	✓	
IEEE	Transactions on industry applications, vol.32, no.5, september/october 1996, power system analysis for direct current (dc) distribution systems.	✓	
IEEE	Transactions on industry applications, vol.32, no.5, september/october 1996, short circuit current calculations for dc systems.	✓	
IEEE 141 STD-1993	IEEE Recommended practice for electric power distribution for industrial plants	✓	
IEEE 242-2001	IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems	✓	
IEEE 399 - 1999	IEEE Recommended practice for power systems analysis	✓	
IEEE 738-2012	Standard for calculating current-temperature relationship of bare overhead conductors	✓	
IEEE C37.95-2002	(Revision of IEEE C37.95-1973), IEEE Guide for protective relaying of utility- consumer interconnections	✓	
IEEE C57.13-2016	Standard requirements for instruments transformers.	✓	
IEEE STD 1100-2005	IEEE Recommended practice for powering and grounding electronics equipment. Emerald book.	✓	
IEEE STD 1115-2014	IEEE Recommended practice for sizing nickel-cadmium batteries for stationary applications	✓	
IEEE STD 112-2017	American National Standard / IEEE Standard test procedure for polyphase induction motors and generators.	✓	
IEEE STD 1143-2012	IEEE Guide on shielding practice for low voltage cables	✓	
IEEE STD 115-2009	IEEE Guide: Test procedures for synchronous machines. Part i-acceptance and performance testing. Part ii- test procedures and parameter determination for dynamic analysis.	✓	
IEEE STD 141-1993	IEEE Recommended practice for electric power distribution for industrial plants red book	✓	
IEEE STD 142-2007	IEEE Recommended practice for grounding of industrial and commercial power systems green book	✓	
IEEE STD 241-1990	IEEE Recommended practice for electric power systems in commercial buildings. Gray book.	✓	
IEEE STD 242-2001	IEEE Recommended practice for protection and coordination of industrial and commercial power systems. Buff book.	✓	
IEEE STD 32-1972	IEEE Standard requirements, terminology and test procedure for neutral grounding devices	✓	
IEEE STD 399-1997	Industrial and commercial power systems analysis	✓	
IEEE STD 446-1995	IEEE Recommended practice for emergency and standby power systems for industrial and commercial applications. Orange book.	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
IEEE STD 493-2007	IEEE Recommended practice for design of reliable industrial and commercial power systems gold book.	✓	
IEEE STD 519-2014	IEEE Recommended practices and requirements for harmonic control in electrical power system	✓	
IEEE STD 525-2016	IEEE Guide for the design and installation of cable systems in substations	✓	
IEEE STD 602-2007	IEEE Recommended practice for electric systems health care facilities. white book	✓	
IEEE STD 605-2008	IEEE Guide for design of substation rigid-bus structures	✓	
IEEE STD 665-1995	IEEE Guide for generating station grounding	✓	
IEEE STD 666-2007	IEEE Design guide for electric power service systems for generating stations	✓	
IEEE STD 738-2012	IEEE Standard for calculating the current - temperature relationship of bare overhead conductors	✓	
IEEE STD 739-1995	IEEE Recommended practice for energy management in industrial and commercial facilities. Bronze book.	✓	
IEEE STD 80-2013	IEEE Guide for safety in ac substation grounding.	✓	
IEEE STD 81-2012	IEEE Guide for measuring earth resistivity, ground impedance, and earth surface potentials of a ground system.	✓	
IEEE STD 980-2013	(Revision of IEEE STD 980-1987), ieee guide for containment and control of oil spills in substations.	✓	
IEEE STD 998-2012	IEEE Guide for direct lightning stroke shielding of substations	✓	
IEEE STD C37.010-2016	IEEE Application guide for ac high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis	✓	
IEEE STD C37.011-2011	(Revision of IEEE STD C37.011-1979), ieee application guide for transient recovery voltage for ac high-voltage circuit breakers rated on a symmetrical current basis	✓	
IEEE STD C37.110-2007	IEEE Guide for the application of current transformers used for protective relaying purposes.	✓	
IEEE STD C37.20.1-2015	IEEE Standard for metal-enclosed low-voltage power circuit breaker switchgear	✓	
IEEE STD C37.20.2-2015	IEEE Standard for metal-clad switchgear	✓	
IEEE STD C37.20.2B-1994	Supplement to ieee standard for metal-clad and station-type cubicle switchgear: Current transformers accuracies	✓	
IEEE STD C37.2-2008	(Revision of IEEE STD C37.2-1991), ieee standard electrical power system device function numbers and contact designations	✓	
IEEE STD C37.91-2008	IEEE Guide for protective relay applications to power transformers	✓	
IEEE STD C37.96.2012	IEEE Guide for ac motor protection	✓	
IEEE STD C57.109.2018	IEEE Guide for liquid-immersed transformer through-fault-current duration	✓	
IEEE STD C57.116-2014	IEEE Guide for transformers directly connected to generators	✓	
IEEE STD C57.12.23-2018	IEEE Standard for transformers—type underground, self-cooled, single-phase. distribution transformers with separable, insulated, high-voltage connectors; high voltage (24 940 grd y / 14 400 v and below) low voltage (240/120 v, 167 kva and smaller)	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
IEEE STD C57.12.58-2017	IEEE Guide for conducting a transient voltage analysis of a dry-type transformer coil	✓	
IEEE STD C57.12.91-2011	IEEE Standard test code for dry-type distribution and power transformers	✓	
IEEE STD C57.127-2007	IEEE Trial-use guide for the detection of acoustic emissions from partial discharges in oil-immersed power transformers	✓	
IEEE STD C57.13-2016	IEEE Standard requirements for instrument transformers	✓	
IEEE STD C57.19.100-2012	IEEE Guide for application of power apparatus bushings	✓	
IEEE STD C57.91-2011	IEEE Guide for loading mineral-oil-immersed transformers	✓	
IEEE STD C62.22-2009	IEEE Guide for the application of metal-oxide surge arresters for alternating-current systems	✓	
IEEE STD C62.92.1-2016	IEEE Guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems part i- introduction	✓	
IEEE STD C62.92.2-2017	IEEE Guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems part 1 - introduction	✓	
IEEE STD C62.92.3-2012	IEEE Guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems part 3 - generator auxiliary systems	✓	
IEEE STD C62.92.4-2014	IEEE Guide for the application of neutral grounding in electrical utility systems part 4 - distribution	✓	
NEMA 250-2014	Enclosures for electrical equipment (1000 volts maximum)	✓	
NEMA CC-1 2005	Electric power connection for substations.	✓	
NEMA ICS-1 2000	Industrial control and systems general requirements	✓	
NEMA ICS-6 1993	Industrial controls and systems enclosures	✓	
NEMA MG 1- 2016	Motors and generators	✓	
NEMA PB 1- 2011	Panelboards	✓	
NEMA PB 2 - 2011	Deadfront distribution switchboards	✓	
NEMA PE 1- 2012	Uninterruptible power systems	✓	
NEMA PE 5- 1997	Utility type battery chargers	✓	
NEMA SG 3-1995	Power switchgear assemblies	✓	
NEMA SG 4- 2009	Alternating current high-voltage circuit breakers	✓	
NEMA SG 5-1995	Power switchgear assemblies	✓	
NEMA SG 6- 2000	Power switching equipment	✓	
NEMA TR 1 2013	Transformers, step voltage regulators and reactors	✓	
NEMA VE 1- 2017	Metal cable tray systems	✓	
NEMA VE 2- 2013	Cable tray installation guidelines	✓	
NEMA WD6- 2016	Wiring devices-dimensional requirements	✓	
NFPA 496-2017	Standard for purged and pressurized enclosures for electrical equipment.	✓	
NFPA 499-2017	Recommended practice for the classification of combustible dusts and of hazardous (classified) locations for electrical installations in chemical process areas	✓	
NFPA 505-2018	Fire safety standard for powered industrial trucks including type designations, areas of use, conversions, maintenance, and operation ansi/isa recommended practice for wiring methods for hazardous (classified)	✓	
NFPA 70 2017	National Electrical C	✓	
NFPA 70E- 2018	Standard for electrical safety requirements for employee workplaces	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
NFPA 77- 2019	Recommended practice on static electricity	✓	
NFPA 780-2017	Standard for the installation of lightning protection systems	✓	
RP12.06.01-2003	Locations instrumentation part 1: intrinsic safety standard for safety, intrinsically safe apparatus and associated apparatus for use in class i, ii, and iii, division 1, hazardous (classified) locations	✓	
SAE J1128-2015	Low-voltage primary cable	✓	
SAE J1284-1988	Blade type electric fuses	✓	
SAE J554-1987	Electric fuses (cartridge type)	✓	
NEMA 250-2014	Enclosures for Electrical Equipment (1000 volts maximum)	✓	
NEMA CC-1 2005	Electric Power Connection for Substations.	✓	
NEMA ICS-1 2000	Industrial Control and Systems General Requirements	✓	
NEMA ICS-6 1993 (R2006).	Industrial Controls and Systems Enclosures	✓	
NEMA MG 1- 2016	Motors and Generators	✓	
NEMA PB 1- 2011	Panelboards	✓	
NEMA PB 2 - 2011	Deadfront distribution switchboards	✓	
NEMA PE 1- 2012	Uninterruptible power systems	✓	
NEMA PE 5- 1997	Utility type battery chargers	✓	
NEMA SG 3-1995	Power switchgear assemblies	✓	
NEMA SG 4- 2009	Alternating current high-voltage circuit breakers	✓	
NEMA SG 5-1995	Power switchgear assemblies	✓	
NEMA SG 6- 2000	Power switching equipment	✓	
NEMA TR 1 2013	Transformers, step voltage regulators and reactors	✓	
NEMA VE 1- 2017	Metal cable tray systems	✓	
NEMA VE 2- 2013	Cable tray installation guidelines	✓	
NEMA WD6- 2016	Wiring devices-dimensional requirements	✓	
NFPA 496-2017	Standard for purged and pressurized enclosures for electrical equipment.	✓	
NFPA 497-2017	Recommended practice for the classification of flammable liquids, gases, or vapors and of hazardous (classified) locations for electrical installations in chemical process areas	✓	
NFPA 499-2017	Recommended practice for the classification of combustible dusts and of hazardous (classified) locations for electrical installations in chemical process areas	✓	
NFPA 505-2018	Fire safety standard for powered industrial trucks including type designations, areas of use, conversions, maintenance, and operation ANSI/ISA recommended practice for wiring methods for hazardous (Classified)	✓	
NFPA 70 2017	National electrical code	✓	
NFPA 70E- 2018	Standard for electrical safety requirements for employee workplaces	✓	
NFPA 77- 2019	Recommended practice on static electricity	✓	
NFPA 780-2017	Standard for the installation of lightning protection systems	✓	
RP12.06.01-2003	Locations instrumentation Part 1: Intrinsic safety standard for safety, intrinsically safe apparatus and associated apparatus for use in Class I, II, And III, Division 1, hazardous (Classified) locations	✓	
SAE J1127-2012	Low voltage battery cable	✓	
SAE J1128-2015	Low-voltage primary cable	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
SAE J1284-1988	Blade type electric fuses	✓	
SAE J554-1987	Electric fuses (cartridge type)	✓	
NRF-047-PEMEX-2014	Diseño, instalación y mantenimiento de los sistemas de protección catódica	✓	
NRF-048-PEMEX-2014	Diseño de instalaciones eléctricas.	✓	
Normatividad de la Disciplina de Instrumentos			
NOM-013-SCFI-2004	Instrumentos de medición - Manómetros con elemento elástico. especificaciones y métodos de prueba	✓	
NOM-093-SCFI-1994	Válvulas de relevo de presión (seguridad, seguridad-alivio y alivio) operadas por resorte y piloto, fabricadas de acero y bronce	✓	
NOM-001-SEDE-2012	Instalaciones Eléctricas (Utilización)	✓	
NMX-CH-003-SCFI-2004	Instrumentos de medición - Manómetros con elemento elástico-especificaciones y métodos de prueba	✓	
NMX-CH-036-1994-SCFI	Instrumentos de medición - Indicadores de carátula.	✓	
NMX-CH-058-1994-SCFI	Instrumentos de medición - Manómetros con elemento elástico - método de calibración con balanza de pesos muertos.	✓	
NMX-CH-060-IMNC-2006	Mediciones de presión – Terminología. vocabulario	✓	
NMX-CH-064-IMNC-2006	Mediciones de temperatura – Definiciones. vocabulario	✓	
NMX-CH-070-1993-SCFI	Instrumentos de medición-Termómetros bimetálicos de carátula.	✓	
NMX-CH-6141-IMNC-2007	Materiales de referencia - Análisis de gases - Requisitos de los certificados de gases de calibración y mezclas de gases.	✓	
ISO 10628-1-2014	Diagrams for the chemical and petrochemical industry — Part 1: Specification of diagrams	✓	
ISO 10628-2-2012	Diagrams for the chemical and petrochemical industry — Part 2: Graphical symbols	✓	
ISO 10790:2015	Measurement of fluid flow in closed conduits -- Guidance to the selection, installation and use of Coriolis flowmeters (mass flow, density and volume flow measurements)	✓	
ISO 11064 (SERIES)	Ergonomic design of control centers – All parts	✓	
ISO 17089-1-2010	Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters for gas —Part 1: Meters for custody transfer and allocation measurement	✓	
ISO 17089-2-2012	Measurement of fluid flow in closed conduits — Ultrasonic meters for gas —Part 2: Meters for industrial applications	✓	
ISO 23251-2006	Petroleum, petrochemical and natural gas industries Pressure-relieving and depressuring systems.	✓	
ISO 2954-2012	Mechanical vibration of rotating and reciprocating machinery - Requirements for instruments for measuring vibration severity	✓	
IEC 61131-8 (2018)	Programmable controllers/Part 8: Guidelines for the application and implementation of programming languages first edition	✓	
IEC 61158 (SERIES)	Digital data communications for measurement and control - Fieldbus for use in industrial control systems (Todas las partes)	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
IEC 61508-1 (2010)	International standard for functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety-related systems.	✓	
IEC 61508-2 (2010)	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety/related systems / Part 2: Requirements for electrical/electronic/programmable electronic safety/related systems First Edition	✓	
IEC 61508-3 (2010)	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety/related systems/Part 3: Software requirements first edition	✓	
IEC 61508-4 (2010)	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety/related systems / Part 4: Definitions and abbreviations first edition	✓	
IEC 61508-5 (2010)	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety/related systems/Part 5: Examples of methods for the determination of safety integrity levels first edition	✓	
IEC 61508-6 (2010)	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety/related systems / Part 6: Guidelines on the application of IEC 61508/2 and IEC 61508/3 First Edition	✓	
IEC 61508-7 (2010)	Functional safety of electrical/electronic/programmable electronic safety/related systems / Part 7: Overview of techniques and measures first edition	✓	
IEC 61511 (2018)	Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector	✓	
IEC 61511-1 (2016)	Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 1: framework, definitions, system, hardware and application programming requirements	✓	
IEC 61511-2 (2016)	Functional safety - Safety instrumented systems for the process industry sector - Part 2: guidelines for the application of IEC 61511-1:2016	✓	
IEC 61784-1 (2010)	Digital data communication for measurement and control- Part 1. Profile sets for continuous and discrete manufacturing relative to fieldbus use in industrial control systems	✓	
IEC 61784-2 (2010)	Industrial communication networks- Part 2. Additional fieldbus profiles for real-time networks based on ISO/IEC 8802-3	✓	
IEC 61784-3 (2017)	Industrial communication networks- Part 3. Functional safety fieldbuses – General rules and profile definitions	✓	
IEC 61831 (2011)	On-line analyzer systems – Guide to design and installation	✓	
IEC TR 61131-4 (2004)	Programmable controllers / Part 4: User guidelines first edition	✓	
IEC TR 61131-8 (2017)	Programmable controllers / Part 8: Guidelines for the application and implementation of programming languages first edition	✓	
IEC 62382 (Ed. 2.0)-2012	Control systems in the process industry – Electrical and instrumentation loop check	✓	
ANSI/FCI 70-2 - 2013	Control valve seat leakage classifications	✓	
ANSI/FCI 99-2-2015	Pressure reducing regulator capacity	✓	
ANSI/FCI 99-3-2012	Back pressure regulator capacity	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ANSI/ISA 75.01.01-2012 (IEC-60534-2-1 MOD.)	Industrial-process control valves - Part 2-1: Flow capacity - sizing equations for fluid flow under installed conditions	✓	
ANSI/ISA 5.1-2009	Instrumentation symbols and identification	✓	
ANSI/ISA-101.01-2015	Human machine interfaces for process automation systems	✓	
ANSI/ISA-12.00.02-2009 (R2014)	Certificate standard for Aex equipment for hazardous (classified) locations	✓	
ANSI/ISA-12.02.02-2014	Recommendations for the preparation, content, and organization of intrinsic safety control drawings	✓	
ANSI/ISA-12.04.04-2012	Pressurized enclosures	✓	
ANSI/ISA-18.2-2016	Management of alarm systems for the process industries	✓	
ANSI/ISA-5.06.01-2007	Functional requirements documentation for control software applications	✓	
ANSI/ISA-62443-3-3 (99.03.03)	Security for industrial automation and control systems Part 3-3: System security requirements and security levels	✓	
ANSI/ISA-62443-4-1-2018	Security for industrial automation and control systems Part 4-1: Product security development life-cycle requirements	✓	
ANSI/ISA-62443-4-2-2018	Security for industrial automation and control systems, Part 4-2: Technical security requirements for IACS components	✓	
ANSI/ISA-62769-109-1	Field device integration (FDI) – Part 109-1: Profiles – Hart and wirelesshart	✓	
ANSI/ISA-71.04-2013	Environmental conditions for process measurement and control systems: Airborne contaminants - Formerly ISA - s71.04 – 1985.	✓	
ANSI/ISA-75.05.01-2016	Control valve terminology	✓	
ANSI/ISA-TR62443-2-3-2015	Security for industrial automation and control systems Part 2-3: Patch management in the IACS environment	✓	
ANSI/ISA-TR99.00.01-2007	Security technologies for industrial automation and control systems	✓	
ANSI/ISA-50.00.01-1975 (R2012)	Compatibility of analog signals for electronic industrial process instruments.	✓	
ANSI/ISA-12.12.01-2015	Nonincendive Electrical Equipment for Use in Class I and II, Division 2 and Class III, Divisions 1 and 2 Hazardous (Classified) Locations	✓	
ANSI/ISA-60079-10-1 (12.24.01)-2014	Explosive Atmospheres – Part 10-1: Classification of areas – Explosive gas atmospheres (12.24.01)	✓	
ANSI/ISA-61010-1-2012	Safety requirements for electrical equipment for measurement, control, and laboratory use - Part 1: General requirements (82.02.01)	✓	
ANSI/ISA-61511-1-2018	Functional Safety – Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector – Part 1: Framework, definitions, system, hardware and application programming requirements	✓	
IEC TR 61131-8 (2017)	Programmable controllers / Part 8: Guidelines for the application and implementation of programming languages first edition	✓	
ANSI/ISA-61511-2-2018	Functional Safety – Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector – Part 2: Guidelines for the application of IEC 61511-1:2016	✓	
ANSI/ISA-61511-3-2018	Functional Safety – Safety Instrumented Systems for the Process Industry Sector – Part 3: Guidelines for the determination of the required safety integrity levels	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ANSI/ISA-62443-2-4-2018	Security for industrial automation and control systems, Part 2-4: Security program requirements for IACS service providers	✓	
ANSI/ISA-67.02.01-2014	Nuclear Safety-Related Instrument-Sensing Line Piping and Tubing Standard for Use in Nuclear Power Plants	✓	
ANSI/ISA-75.08.01-2016	Face-to-Face Dimensions for Integral Flanged Globe-Style Control Valve Bodies (Classes 125, 150, 250, 300, and 600)	✓	
ANSI/ISA-75.08.05-2016	Face-to-Face Dimensions for Butt-weld-End Globe-Style Control Valves (Class 150, 300, 600, 900, 1500, and 2500) (Formerly ISA 75.15)	✓	
ANSI/ISA-75.08.08-2015	Face-to-Centerline Dimensions for Flanged Globe-Style Angle Control Valve Bodies (Classes 150, 300, and 600)	✓	
ANSI/ISA-75.08.09-2016	Face-to-Face Dimensions for Sliding Stem Flangeless Control Valves (Classes 150, 300, and 600)	✓	
ANSI/ISA-77.20.01-2012	Fossil Fuel Power Plant Simulators: Functional Requirements	✓	
ANSI/ISA-92.00.04-2014	Performance Requirements for Open Path Toxic Gas Detectors	✓	
ANSI/ISA-95.00.07-2017	Enterprise-Control System Integration - Part 7: Alias Service Model	✓	
ANSI/ISA-96.02.01-2016	Guidelines for the Specification of Electric Valve Actuators	✓	
ANSI/ISA-96.03.02-2015	Guidelines for the Specification of Pneumatic Rack and Pinion Valve Actuators	✓	
ANSI/ISA-96.03.03-2013	Guidelines for the Specification of Pneumatic Vane Type Valve Actuators	✓	
ANSI/ISA-96.06.01-2014	Guidelines for the Specification of Self Contained Electro-Hydraulic Valve Actuators	✓	
ANSI/ISA-96.08.01-2017	Guidelines for the Specification of Linear and Rotary Gas Over Oil Valve Actuators	✓	
ANSI/ISA-TR77.30.01-2015	Power Plant Control System Dynamic Performance Test Methods and Procedures	✓	
ANSI/ISA-TR88.00.02-2015	Machine and Unit States: An Implementation Example of ANSI/ISA-88.00.01	✓	
ANSI/NACE MR0103/ISO 17945-2015-SG	Petroleum, petrochemical and natural gas industries -- Metallic materials resistant to Sulfide stress cracking in corrosive petroleum refining environments	✓	
NACE RP 0175/ISO 15156-2015	Petroleum and natural gas industries - Materials for use in H ₂ S-Containing environments in oil and gas production (includes parts 1, 2, and 3)	✓	
ISA RP60.2-1995	Control Center Design Guide and Terminology.	✓	
ISA RP42.00.01-2001	Nomenclature for Instrument Tube Fittings.	✓	
ISA RP76.0.01-1998	Analyzer System Inspection and Acceptance.	✓	
ISA RP92.0.02 PT II-1998	Installation, Operation, and Maintenance of Toxic Gas-Detection Instruments: Hydrogen Sulfide Replaces ISA-RP12.15, Part II-1990	✓	
ISA RP92.02.02 PART II-1988	Installation, Operation, and Maintenance of Carbon Monoxide Detection Instruments (50-1000 ppm Full Scale).	✓	
ISA 5.2-1992	Binary logic diagrams for process operations	✓	
ISA 5.3-1983	Graphic symbols for distributed control/shared display instrumentation, logic and computer systems	✓	
ISA 5.4-1991	Instrument loop diagrams	✓	
ISA S 12.10-1988	Electrical equipment and area classification for combustible dust atmospheres	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
ISA 51.1-1979 (R1993)	Process instrumentation terminology	✓	
ISA 84.00.01-2004 (SERIE)	Functional safety for process industry (Parte 1 a 3)	✓	
ISA RP 12.13 PART 2-1987	Installation y operation and maintenance of combustible gas detection instruments.	✓	
ISA RP 55.1	Hardware testing of digital process computers	✓	
ISA RP 60.1	Control room facilities	✓	
ISA RP 60.3	Human engineering for control rooms	✓	
ISA S 12.13-1995	Performance requirements combustible gas detectors.	✓	
ISA TR20.00.01-2007	Specification forms for process measurement and control instruments. Part 1: General considerations.	✓	
ISA-20.00.03-2001	Specification Forms for Process Measurement and Control Instruments Part 3: Form Requirements and Development Guidelines	✓	
ISA-RP12.06.01-2003	Recommended practice for wiring methods for hazardous (classified) locations instrumentation Part 1: Intrinsic safety	✓	
ISA-TR84.00.02-2015	Safety Integrity Level (SIL) Verification of Safety Instrumented Functions	✓	
ISA-RP105.00.01-2017	Management of a Calibration Program for Industrial Automation and Control Systems	✓	
ISA-TR100.00.03-2011	Wireless User Requirements for Factory Automation	✓	
ISA-TR100.20.01-2017	Common Network Management: Concepts and Terminology	✓	
ISA-TR106.00.02-2017	Procedure Automation for Continuous Process Operations – Work Processes	✓	
ISA-TR108.1-2015	Intelligent Device Management Part 1: Concepts and Terminology	✓	
ISA-TR18.2.1-2018	Alarm Philosophy	✓	
ISA-TR18.2.2-2016	Alarm Identification and Rationalization	✓	
ISA-TR18.2.7-2017	Alarm Management When Utilizing Packaged Systems	✓	
ISA-TR84.00.08-2017	Guidance for Application of Wireless Sensor Technology to Non-SIS Independent Protection Layers	✓	
ISA-TR84.00.09-2017	Cybersecurity Related to the Functional Safety Lifecycle	✓	
ISA-TR96.05.01-2017	Partial Stroke Testing of Automated Block Valves	✓	
API 520-2014 PARTE-1 (9a. EDICIÓN)	Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices in refineries Part I - Sizing and selection.	✓	
API 520-PARTE-2 2015 (6a. EDICIÓN)	Sizing, selection, and installation of pressure-relieving devices in refineries Part II - Installation	✓	
API 670-2014	Machinery protection systems	✓	
API MPMS 1-1994	Manual of petroleum measurement standards Chapter 1 - Vocabulary	✓	
API MPMS 2.2A -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 2-Tank calibration Section 2a-measurement and calibration of upright cylindrical tanks by the manual tank strapping method	✓	
API MPMS 3.1B -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 3 - Tank gauging section 1b - Standard practice for level measurement of liquid hydrocarbons in stationary tanks by automatic tank gauging	✓	
API MPMS 3.2 -2013	Manual of petroleum measurement standards Chapter 3 - Tank gauging section 2 - Standard	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
	practice for gauging petroleum and petroleum products in tank cars		
API MPMS 3.3 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 3 - Tank gauging Section 3 - Standard practice for level measurement of liquid hydrocarbons in stationary pressurized storage tanks by automatic tank gauging	✓	
API MPMS 3.6 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 3 - Tank gauging Section 6 - Measurement of liquid hydrocarbons by hybrid tank measurement systems	✓	
API MPMS 4.1 -2014	Manual of petroleum measurement standards Chapter 4 - Proving systems Section 1 - Introduction	✓	
API MPMS 4.2 -2011	Manual of petroleum measurement standards Chapter 4 - Proving systems Section 2 - Displacement provers	✓	
API MPMS 4.5 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 4 - Proving systems Section 5 - Master meter provers	✓	
API MPMS 5.1-2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 5 - Metering Section 1 - General considerations for measurement by meters	✓	
API MPMS 5.2 -2015	Manual of petroleum measurement standards Chapter 5 - Metering Section 2 - Measurement of liquid hydrocarbons by displacement meters	✓	
API MPMS 5.3 -2005	Manual of petroleum measurement standards Chapter 5 - Metering Section 3 -Measurement of liquid hydrocarbons by turbine meters	✓	
API MPMS 5.4 -2005	Manual of petroleum measurement standards Chapter 5 - Metering Section 4 -Accessory equipment for liquid meters	✓	
API MPMS 5.5 -2015	Manual of petroleum measurement standards Chapter 5-Metering Section 5-Fidelity and security of flow measurement pulsed-data transmission systems	✓	
API MPMS 5.6 -2002	Manual of petroleum measurement standards Chapter 5-Metering section 6-Measurement of liquid hydrocarbons by coriolis meters	✓	
API MPMS 5.8 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 5.8 Measurement of liquid hydrocarbons by ultrasonic flow meters	✓	
API MPMS 6.1 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 6 - Metering assemblies Section 1 - Lease automatic custody transfer (lact) systems	✓	
API MPMS 6.2 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 6-Metering assemblies - Section 2-Loading rack metering systems	✓	
API MPMS 6.5 -2018	Manual of petroleum measurement standards Chapter 6-Metering assemblies Section 5-Metering systems for loading and unloading marine bulk carriers	✓	
API MPMS 6.6 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 6-Metering assemblies Section-Pipeline metering systems	✓	
API MPMS 6.7 - 2012	Manual of petroleum measurement standards Chapter 6-Metering assemblies Section 7-Metering viscous hydrocarbons	✓	
API MPMS 7 -2018	Manual of petroleum measurement standards Chapter 7 - Temperature determination	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
API MPMS 7.1 -2017	Manual of petroleum measurement standards, Chapter 7.1 Temperature determination - liquid-in-glass thermometers	✓	
API MPMS 7.3 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 7.3 Temperature determination-fixed automatic tank temperature systems	✓	
API MPMS 7.4 -2018	Manual of petroleum measurement standards Chapter 7-Temperature determination Section 4-dynamic temperature measurement	✓	
API MPMS 8.2 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 8.2 Standard practice for automatic sampling of petroleum and petroleum products	✓	
API MPMS 9.1 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 9.1 Standard test method for density, relative density, or API gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by hydrometer method	✓	
API MPMS 9.2 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 9.2 Standard test method for density or relative density of light hydrocarbons by pressure hydrometer	✓	
API MPMS 9.3 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 9.3 Standard test method for density, relative density, and API gravity of crude petroleum and liquid petroleum products by thermohydrometer method	✓	
API MPMS TR 2570 / EI HM 56 -2010	Manual of petroleum measurement standards Chapter TR2570 / EI HM 56 continuous on-line measurement of water content in petroleum (crude oil and condensate)	✓	
API MPMS 11.1 -2012	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11 Physical properties data (volume correction factors) - Section 1- Temperature and pressure volume correction factors for generalized crude oils, refined products, and lubricating oils	✓	
API MPMS 11.2.2 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11.2.2 - Compressibility factors for hydrocarbons: 350–637 Relative density (60°F/60°F) and –50°F to 140°F Metering temperature	✓	
API MPMS 11.2.2M - 2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11.2.2M-Compressibility factors for hydrocarbons: 350–637 kilograms per cubic metre density (15°C) and –46°C to 60°C metering temperature	✓	
API MPMS 11.2.4 -2012	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11 - Physical properties data Section 2, Part 4 - Temperature correction for the volume of NGL and LPG Tables 23e, 24e, 53e, 95e, and 60e	✓	
API MPMS 11.2.5 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11-Physical properties data Section 2, Part 5-A simplified vapor pressure correlation for commercial NGLS	✓	
API MPMS 11.3.2.1 -2013	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11.3.2.1 Ethylene density	✓	
API MPMS 11.3.3.2 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11.3.3.2 - Propylene compressibility	✓	
API MPMS 11.4.1 -2018	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11-Physical properties data Section 4-Properties of reference materials Part 1-Density of water and water volumetric correction factors for water calibration of volumetric provers	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
API MPMS 11.5 -2009	Manual of petroleum measurement standards Chapter 11-Physical properties data Section 5-Density/weight/volume intraconversion Parts 1 to 3	✓	
API MPMS 12.2.1 -2014	Manual of petroleum measurement standards Chapter 12 Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factors, Part 1—Introduction	✓	
API MPMS 12.2.2 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 12 Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factors, Part 2—Measurement tickets	✓	
API MPMS 12.2.3 -2014	Manual of petroleum measurement standards Chapter 12 Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factors, Part 3—Proving reports	✓	
API MPMS 12.2.4 - 2014	Manual of petroleum measurement standards Chapter 12 Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factors, Part 4—Calculation of base prover volumes by waterdraw method	✓	
API MPMS 12.2.5 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 12 Calculation of petroleum quantities using dynamic measurement methods and volumetric correction factors, Part 5—Base prover volume using master meter method	✓	
API MPMS 13.2 -2018	Manual of petroleum measurement standards Chapter 13-Statistical aspects of measuring and sampling Section 2-Methods of evaluating meter proving data	✓	
API MPMS 13.3 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 13.3 Measurement uncertainty	✓	
API MPMS 14.1 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14-Natural gas fluids measurement Section 1-Collecting and handling of natural gas samples for custody transfer	✓	
API MPMS 14.3.1 - 2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14 Section 3-Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids-concentric, square-edged orifice meters Part 1: General equations and uncertainty guidelines	✓	
API MPMS 14.3.2 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14 Section 3-Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids-concentric, square-edged orifice meters Part 2: Specification and installation requirements	✓	
API MPMS 14.3.3 -2013	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14 Section 3-Orifice metering of natural gas and other related hydrocarbon fluids-concentric, square-edged orifice meters Part 3: Natural gas applications	✓	
API MPMS 14.3.4 -2011	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14-Natural gas fluids measurement - Section 3-Concentric, square-edged orifice meters - Part 4-Background, development, implementation procedures and subroutine documentation	✓	
API MPMS 14.4 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14-Natural gas fluids measurement Section 4-Converting mass of natural gas liquids and vapors to equivalent liquid volumes	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
API MPMS 14.5 -2014	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14-Natural gas fluids measurement Section 5-Calculation of gross heating value, relative density, compressibility and theoretical hydrocarbon liquid content for natural gas mixtures for custody transfer	✓	
API MPMS 14.6 -2012	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14-Natural gas fluids measurement Section 6-Continuous density measurement	✓	
API MPMS 14.7 -2018	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14 - Natural gas fluids measurement Section 7 - Mass measurement of natural gas liquids and other hydrocarbons	✓	
API MPMS 14.8 -2011	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14—Natural gas fluids measurement Section 8—Liquefied petroleum gas measurement	✓	
API MPMS 14.9 -2013	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14—Natural gas fluids measurement Section 9—Measurement of natural gas by coriolis meter (AGA Report No. 11)	✓	
API MPMS 14.10 -2007	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14—Natural gas fluids measurement Section 10—Measurement of flow to flares	✓	
API MPMS 14.12 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 14-Natural gas fluid measurement Section 12-Measurement of gas by vortex meters	✓	
API MPMS 15 -2015	Manual of petroleum measurement standards Chapter 15—Guidelines for the use of the international system of units (SI) in the petroleum and allied industries	✓	
API MPMS 16.2 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 16-Measurement of hydrocarbon fluids by weight or mass Section 2-Mass measurement of liquid hydrocarbons in vertical cylindrical storage tanks by hydrostatic tank gauging	✓	
API MPMS 20.1 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 20-Allocation Measurement Section 1- Allocation Measurement	✓	
API MPMS 20.2 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 20.2 Production Allocation Measurement Using Single-Phase Devices	✓	
API MPMS 20.3 -2013	Manual of petroleum measurement standards Chapter 20.3 Measurement of Multiphase Flow	✓	
API MPMS 21.1 -2013	Manual of petroleum measurement standards Chapter 21 - Flow measurement using electronic metering systems Section 1: Electronic Gas Measurement	✓	
API MPMS 21.2 -2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 21 flow measurement using electronic metering systems Section 2: Electronic liquid volume measurement using positive displacement and turbine meters	✓	
API MPMS 21.2-A1 - 2016	Manual of petroleum measurement standards Chapter 21 Flow measurement using electronic metering systems Section 2: Addendum 1 to flow measurement using electronic metering systems, inferred mass	✓	
API MPMS 22.1 -2015	Manual of petroleum measurement standards Chapter 22.1 General guidelines for developing testing protocols for devices used in the measurement of hydrocarbon fluids	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
API MPMS 22.2 -2017	Manual of petroleum measurement standards Chapter 22-Testing protocol section 2-differential pressure flow measurement devices	✓	
API MPMS 22.3 -2015	Manual of petroleum measurement standards Chapter 22-Testing protocol Section 2- Flare gas metering	✓	
API MPMS 22.6 -2015	Manual of petroleum measurement standards Chapter 22-Testing protocol Section 6- Gas chromatographs	✓	
API TR 2571 -2011	Fuel gas measurement	✓	
API TR 2578 -2017	Flow conditioner installation and effects on turbine meters	✓	
API PUBL 2566 -2004	State of the art multiphase flow metering	✓	
API RP 551-2016	Process measurement	✓	
API RP 552-2015	Transmission system	✓	
API RP 553-2012	Refinery Valves and Accessories for Control and Safety Instrumented Systems	✓	
API RP 554-1 2007	Process Control Systems. Part 1 - Process Control Systems Functions and Functional Specification Development. - 2nd edition	✓	
Normatividad de la Disciplina de Seguridad			
API RP 554-2 -2008	Process control systems-process control system design	✓	
API RP 554-3 -2008	Process control systems-project execution and process control system ownership	✓	
DG-GPASI-SI-2800-1994	Procedimiento para el transporte, almacenamiento y manejo de fuentes generadores y emisoras de radiaciones ionizantes, capaces de producir contaminación en el medio ambiente.	✓	
DN.09.0.11 (1990)	Uso del sistema de telemedición de nivel en tanque de almacenamiento atmosférico.	✓	
EEMUA 191:2013	Alarm systems - A guide to design, management and procurement	✓	
EEMUA 201:2010	Process plant control desks utilizing human-computer interfaces	✓	
IEEE STD 1184-2006	IEEE Guide for the selection and sizing of batteries for uninterruptible power systems	✓	
NFPA 75 2017	Protection of electronic computer/data processing equipment	✓	
UL 1778-2014	Standard for Safety Uninterruptible Power Systems - Fourth Edition	✓	
UL 1203-2013	Explosionproof and dust-ignitionproof electrical equipment for use in hazardous (Classified) locations	✓	
UL 913-2013	Intrinsically safe apparatus and associate	✓	
NRF-081-PEMEX-2014	Medición ultrasónica de hidrocarburos en fase gaseosa	✓	
NRF-083-PEMEX-2004	Sistemas electrónicos de medición de flujo para hidrocarburos en fase gaseosa	✓	
NRF-205-PEMEX-2014	Sistema de gas y fuego: Tableros de seguridad	✓	
NRF-316-PEMEX-2014	Analizador continuo de azufre total de hidrocarburos líquidos	✓	
NRF-317-PEMEX-2014	Analizador continuo tipo espectrómetro para medición de RON/MON	✓	
NRF-319-PEMEX-2014	Instrumento medidor de flujo másico tipo dispersión térmica	✓	
NOM-001-STPS-2008	Condiciones de seguridad-Edificios, locales, instalaciones y áreas en los centros de trabajo	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
NOM-002-STPS-2010	Condiciones de seguridad-Prevención y protección contra incendios en los centros de trabajo	✓	
NOM-003-SEGOB-2011	Señales y avisos para protección civil- Colores, formas y símbolos a utilizar	✓	
NOM-004-STPS-1999	Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo	✓	
NOM-005-STPS-1998	Relativa a las condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo para el manejo, transporte y almacenamiento de sustancias químicas peligrosas.	✓	
NOM-006-STPS-2014	Manejo y almacenamiento de materiales- Condiciones y procedimientos de seguridad	✓	
NOM-009-STPS-2011	Condiciones de seguridad para realizar trabajos en altura	✓	
NOM-010-STPS-2014	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral	✓	
NOM-011-STPS-2001	Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido	✓	
NOM-012-STPS-2012	Condiciones de seguridad y salud en los centros de trabajo donde se manejen fuentes de radiación ionizante	✓	
NOM-015-STPS-2001	Condiciones térmicas elevadas o abatidas- Condiciones de seguridad e higiene	✓	
NOM-017-STPS-2008	Equipo de protección personal-Selección, uso y manejo en los centros de trabajo	✓	
NOM-018-STPS-2015	Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.	✓	
NOM-028-STPS-2012	Organización del trabajo- Seguridad en los procesos de sustancias químicas.	✓	
NOM-093-SCFI-1994	Válvulas de relevo de presión (seguridad, seguridad-alivio, alivio) operadas por resorte y piloto.	✓	
NOM-100-STPS-1994	Seguridad-Extintores contra incendio a base de polvo químico seco.	✓	
NOM-102-STPS-1994	Seguridad - Extintores contra incendio a base de bióxido de carbono - ParteI: Recipientes.	✓	
NOM-104-STPS-2001	Agentes extinguidores-Polvo químico seco tipo ABC.	✓	
NOM-113-STPS-2009	Seguridad-Equipo de protección personal-Calzado de protección-clasificación, especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NOM-115-STPS-2009	Seguridad-Equipo de protección personal-Cascos de protección-Clasificación, especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NOM-116-STPS-2009	Seguridad-equipo de protección personal-Respiradores purificadores de aire de presión negativa contra partículas nocivas-Especificaciones y métodos de prueba.	✓	
NFPA 101-2018	Life Safety Code	✓	
NFPA 10-2018	Standard for Portable Fire Extinguishers	✓	
NFPA 1192-2018	Standard on Recreational Vehicles	✓	
NFPA 13-2019	Norma para la instalación de sistemas de rociadores	✓	
NFPA 15-2017	Standard for Water Spray Fixed Systems for Fire Protection	✓	
NFPA 16-2019	Standard for the Installation of Foam-Water Sprinkler and Foam-Water Spray Systems	✓	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
NFPA 1964-2018	Standard for Spray Nozzles	✓	
NFPA 20-2019	Standard for the Installation of Stationary Pumps for Fire Protection	✓	
NFPA 214-2016	Estándar sobre torres de enfriamiento de agua	✓	
NFPA 24-2019	Standard for the installation of private fire service mains and their appurtenances.	✓	
NFPA 25-2017	Standard for the inspection, testing, and pumps for fire protection systems.	✓	
NFPA 251-2006	Standard Methods of Tests of Fire Resistance of Building Construction and Materials	✓	
NFPA 252-2017	Standard Methods of Fire Tests of Door Assemblies	✓	
NFPA 30-2018	Flammable and Combustible Liquids Code	✓	
NFPA 325-1994	Guide to fire hazard properties of flammable liquids, gases, and volatile solids	✓	
NFPA 36-2017	Standard for Solvent Extraction Plants	✓	
NFPA 45-2019	Standard on Fire Protection for Laboratories Using Chemicals	✓	
NFPA 496-2017	Standard for Purged and Pressurized Enclosures for Electrical Equipment	✓	
NFPA 497-2017	Recommended Practice for the Classification of Flammable Liquids, Gases, or Vapors and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas	✓	
NFPA 499-2017	Recommended Practice for the Classification of Combustible Dusts and of Hazardous (Classified) Locations for Electrical Installations in Chemical Process Areas	✓	
NFPA 505-2018	Fire Safety Standard for Powered Industrial Trucks Including Type Designations, Areas of Use, Conversions, Maintenance, and Operations	✓	
NFPA 50A-1999	Standard for Gaseous Hydrogen Systems at Consumer Sites	✓	
NFPA 50B-1999	Standard for Liquefied Hydrogen Systems at Consumer Sites	✓	
NFPA 54-2018	National Fuel Gas Code	✓	
NFPA 58-2017	Liquefied Petroleum Gas Code	✓	
NFPA 59-2018	Utility LP-Gas Plant Code	✓	
NFPA 70-2017	National Electrical Code	✓	
NFPA 70E-2018	Standard for Electrical Safety Requirements for Employee Workplaces	✓	
NFPA 72-2019	National Fire Alarm and Signaling Code.	✓	
NFPA 75-2017	Standard for the Fire Protection of Information Technology Equipment	✓	
NFPA 77-2019	Recommended Practice on Static Electricity	✓	
NFPA 780-2017	Standard for the Installation of Lightning Protection Systems	✓	
NFPA 80 2019	Standard for Fire Doors and Other Opening Protectives	✓	
NFPA 820-2016	Standard for Fire Protection in Wastewater Treatment and Collection Facilities	✓	
NFPA 86-2019	Standard for Ovens and Furnaces	✓	
NFPA 88A-2019	Standard for Parking Structures	✓	
NFPA 91-2015	Standard for Exhaust Systems for Air Conveying of Vapors, Gases, Mists, and Particulate Solids	✓	
NFPA 99-2018	Standard Health Care Facilities Code	✓	
NRF-018-PEMEX-2014	Análisis de riesgo	✓	
NRF-116-PEMEX-2014	Materias primas contra incendio: Polvos químicos y líquidos espumantes	✓	



Norma	Nombre	Evaluación Técnica	
		Cumple	No cumple
DG-GPASI-SI-08200 REV.3	Reglamento de seguridad para contratistas.	✓	
DG-GPASI-SI-3610-1996	Norma para el diseño y construcción de redes de agua contraincendio en centros de trabajo de Pemex Refinación	✓	
DG-GPASI-SI-6920 (2000)	Procedimiento para verificar las condiciones de seguridad y los requerimientos ambientales antes de iniciar la operación de instalaciones industriales nuevas.	✓	
DG-GPASI-SI-2520 (1996)	Guía para el vaporizado de líneas y equipos de proceso.	✓	
DG-GPASI-SI-2703 (1999)	Norma de seguridad para drenajes en áreas industriales de Pemex Refinación.	✓	
DG-GPASI-IT-05206	Procedimiento para la preservación de equipos y tuberías que permanecen fuera de operación por periodos prolongados	✓	
DG-SASIPA-SI-00520	Manual para la construcción, inspección y reparación de tanques cilíndricos verticales	✓	
DG-SASIPA-SI-02515	Guía de seguridad para realizar trabajos en caliente	✓	
DG-SASIPA-SI-02741	Guía para realizar análisis de riesgos	✓	
800-16400-DCO-GT-75	Guías técnicas para realizar análisis de riesgo de proceso	✓	

I.1.1 Proyecto civil.

El objetivo principal de las bases de Diseño Civil-Estructural para el proyecto de la Refinería Dos Bocas, es la definición de las bases y lineamientos de diseño del proyecto.

Estas bases de diseño estructural son aplicables para el diseño de todas las estructuras de concreto y acero de edificios de proceso, edificios de servicios, edificios administrativos, soportes para tuberías, plataformas de operación, cimentaciones de equipos y estructuras, fosas, diques, pasos inferiores, tanques de almacenamiento, entre otros, que conforman las plantas e integración dentro del límite de baterías (ISBL) de la refinería.

El documento no reemplaza o sobrepone los criterios de las NOM, NMX, ETs u otros códigos de referencia y estándares, ya que su objetivo es puntualizar las especificaciones aplicables y proveer una interpretación uniforme de estos documentos, por lo que se indican los requisitos mínimos necesarios, enunciativos y no limitativos, sobre los cuales deben apoyarse los criterios de diseño para el análisis y dimensionamiento de las estructuras y cimentaciones.

En el **Anexo 2** se encuentran los documentos propuestos de Bases de Diseño Civil-Estructural para el proyecto de la Refinería Dos Bocas.



I.1.2 Proyecto mecánico.

Para el proyecto mecánico se desarrolla una memoria descriptiva en la que se definen los requerimientos mínimos de los equipos dinámicos que se usarán en la Refinería Dos Bocas. Esta memoria no intenta hacer una descripción completa del diseño y construcción de los equipos dinámicos, ya que esos detalles se deberán incluir en las hojas de datos en cada proyecto de la Refinería Dos Bocas, Tabasco.

Asimismo, se desarrolla la memoria descriptiva de los equipos estáticos de proceso y tanques atmosféricos de almacenamiento, para lo cual se agrupan en los siguientes cinco grandes grupos:

- Recipientes a presión.
- Tanques atmosféricos de Almacenamiento.
- Calentadores.
- Intercambiadores de calor de haz y envolvente.
- Enfriadores con aire.

La memoria descriptiva de los grupos de equipos, explica la constitución física de los mismos en forma detallada, define los requisitos de ingeniería mínimos necesarios, los códigos que amparan el diseño y fabricación, el material de construcción genérico, inspecciones, pruebas, certificación y demás requisitos que deben cumplir los equipos de proceso del proyecto.

En el **Anexo 3** se encuentran los documentos propuestos del proyecto mecánico para la Refinería Dos Bocas.

I.1.3 Proyecto sistema contra-incendio.

La Refinería Dos Bocas contará con sistemas de seguridad con tecnología de punta para salvaguardar la integridad de las personas, del medio ambiente y de las instalaciones.

Los sistemas de seguridad en la Refinería Dos Bocas son:

- Sistemas Activos.
- Sistemas Pasivos.
- Seguridad y Orientación al Personal.



- Instalaciones.

Los sistemas de seguridad deben estar fundamentados en la Identificación de los escenarios de incendio y explosión, en su evaluación y en el análisis de su magnitud para poder minimizar los daños potenciales.

- **Sistemas Activos.**

Los sistemas activos de protección contra incendio son aquellos que implican una acción directa en la utilización de instalaciones y medios para la protección y lucha contra incendios

La Refinería Dos Bocas, tendrá los siguientes sistemas activos contra incendio;

- Sistema de Gas y Fuego (F&G).
- Sistema de Agua Contra Incendio (ACI).
- Sistema de Espuma Contra Incendio (ECI).
- Sistemas de Supresión de incendios con Agente Limpio (SSAL) y con CO₂ (SSCO₂).
- Equipo portátil.-Extintores.
- Sistemas de diluvio y/o aspersión.

Sistema de Gas y Fuego (F&G).- Este sistema estará compuesto por controlador electrónico programable (CEP), detectores de fuego (F), detectores de mezclas explosivas (GC), detectores de gases tóxicos (GT), alarmas manuales por fuego (MF), alarmas manuales de abandono de instalación (MAI), alarmas audibles (A) y alarmas visibles (V).

Sistema de Agua Contra Incendio (ACI).- Este sistema estará compuesto por una fuente de suministro de agua, tanques de almacenamiento de agua contra incendio, bombas de agua contra incendio, red de agua contra incendio, la que estará compuesta por tuberías y accesorios, hidrantes-monitores de agua contra incendio, sistemas de diluvio, gabinetes de manguera, y tomas para camión contra incendio.

Sistema de Espuma Contra Incendio (ECI).- Este sistema estará compuesto por un paquete de espuma contra incendio, tubería y accesorios de espuma contra incendio, cámaras de espuma, mangueras para espuma y tomas siamesas para espuma contra incendio.

Sistema de Supresión de Incendios.- Se tendrán sistemas de supresión de incendios con agente limpio (SSAL), para proteger los cuartos de control y sistemas de supresión de incendios con CO₂ (SSCO₂) para proteger los cuartos de control satélites y las subestaciones eléctricas.



Equipo Portátil.- Con el fin de sofocar conatos de incendio e incendios incipientes, se ubicaran en todas las instalaciones de la Refinería Dos Bocas, extintores portátiles y de carretilla.

Sistemas de Arpersión.- Con el fin de proteger al personal, al medio ambiente y a las instalaciones se contará con sistemas de aspersión y/o diluvio que estarán integrados por un conjunto de tubería, válvulas y accesorios con actuación manual o automática que aplican agua mediante rociadores y se utilizan principalmente como medio de enfriamiento o sofocamiento de incendios, que expanden el agua en forma bidimensional, además tendrán la función de dispersar, disolver, diluir o enfriar vapores inflamables, así como la mitigación de nubes de gases tóxicos.

- **Sistemas Pasivos.**

Los sistemas pasivos de protección contra incendio incorporan una barrera para contener e impedir la propagación del fuego y/o una onda expansiva.

La Refinería Dos Bocas, tendrá los siguientes sistemas pasivos contra incendio;

- Recubrimientos Ignífugos.
- Muro contra incendio y/o explosión.

Recubrimientos Ignífugos.- Estos recubrimientos incorporan una barrera para proporcionar cierto grado de resistencia al fuego, con el objetivo de evitar que el calor del fuego varíe las condiciones mecánicas de los materiales de las estructuras y equipos.

Muros Contra Incendio y/o Explosión.- Estos muros tienen como objetivo contener e impedir la propagación del fuego y/o una onda expansiva, mediante la utilización de materiales resistentes al fuego y/o a una onda expansiva, permitiendo el aislamiento, confinamiento y aseguramiento de áreas de alto riesgo.

- **Seguridad y Orientación al Personal.**

En la Refinería Dos Bocas, también se tendrán equipos y dispositivos de seguridad y orientación al personal.

La Refinería Dos Bocas, tendrá los siguientes equipos y dispositivos de seguridad y orientación al personal;

- Señalizaciones de Seguridad.
- Rutas de evacuación.
- Equipo de protección al personal.

Señalizaciones de Seguridad.- Las señalizaciones de seguridad son los letreros que indican al personal una obligación, una prohibición, una precaución o una



información. También los señalamientos de las tuberías y equipos para identificar un riesgo o la identificación de los productos que fluyen en las tuberías, así como los conos de viento que sirven para apoyar al personal de contra incendio.

Ruta de Evacuación.- En todas las áreas de la Refinería Dos Bocas se tendrá claramente identificada la ruta de evacuación y puntos de reunión.

Equipo de Protección al personal.- En donde se requiera se instalará equipo de respiración autónomo, regaderas y lavaojos.

- **Instalaciones.**

La Refinería Dos Bocas, contará con instalaciones para la seguridad del personal.

La Refinería Dos Bocas, tendrá las siguientes instalaciones para seguridad del personal;

- Central Contra Incendio
- Centro de Respuesta a Emergencias

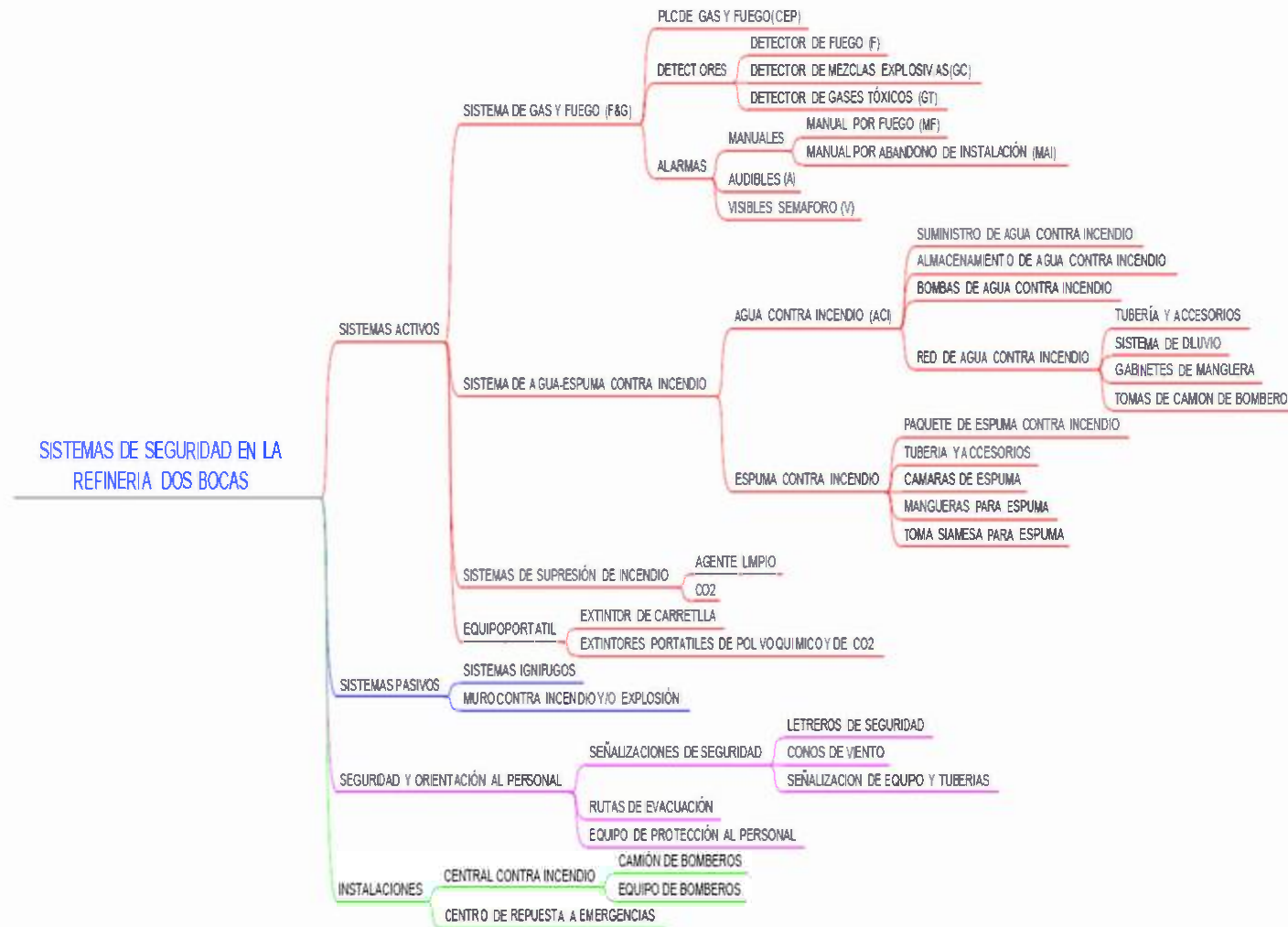
Central Contra Incendio.- La Refinería Dos Bocas contará con Centrales Contra Incendio, donde se ubicaran los camiones de bomberos y el equipo de bomberos.

Centro de Respuesta a Emergencias.- La Refinería Dos Bocas contará con un centro de Respuesta a Emergencias, donde se ubicaran el Sistema Integral de Notificación de Emergencias (SINE).

En el **Anexo 4** se encuentran los documentos del proyecto del Sistema Contra incendio para la Refinería Dos Bocas de acuerdo a la Figura I.17.



Figura I. 17 Sistemas de la Refinería Dos Bocas





I.2 Descripción detallada del proceso.

La descripción de cada uno de los procesos propuestos del esquema de refinación de la Refinería Dos Bocas se indica a continuación, la cual se realiza con base en plantas prototipo, entendiendo por información de plantas prototipo aquellas que fueron tomadas como ingeniería base, ya que mantienen las mismas tecnologías de diseño, con las licencias desarrolladas previamente, considerando equivalente carga de alimentación con el crudo alimentado similar (22 °API crudo tipo Maya) y el mismo esquema de producción, no se modifican las condiciones de operación como son temperaturas de diseño, presiones de diseño, flujos y los cambios que sufrirán son directamente a condiciones de sitio., pudiendo ser de diferentes capacidades.

Plantas de Proceso.

1. U-11000. Planta de Destilación Combinada (UDC).

Es el primer proceso en la refinación del petróleo crudo para separar sus componentes, por medio de sus diferencias en sus puntos de ebullición. Los productos obtenidos requieren tratamientos posteriores.

La Planta de Destilación Combinada consiste en una Unidad de Destilación Atmosférica y una de Destilación de Vacío integrados térmicamente.

La Planta de Destilación Combinada procesará 340,000 BPSD de crudo tipo Maya, efectuando un corte óptimo de las fracciones del crudo mediante destilación y agotamiento con vapor de las extracciones laterales obteniendo gas amargo, nafta, diésel y gasóleo pesado atmosférico en la sección atmosférica; mientras que el residuo atmosférico se destilará en una torre al alto vacío obteniendo gasóleos ligeros, gasóleo pesado y residuo de vacío. La columna de vacío cuenta con la tecnología necesaria para efectuar un corte profundo.

Las principales secciones son las siguientes.

- Precalentamiento de crudo (1ª parte) (1).
- Desalado de crudo (2).
- Precalentamiento de crudo desalado (2ª parte) (3).
- Despunte de crudo (opcional, dependiendo del tipo de crudo a procesar).
- Calentamiento de crudo despuntado (3ª parte) (4).
- Destilación atmosférica (5) - La torre de destilación es multicomponente. A esta torre se le alimenta también vapor de agua de agotamiento para



disminuir la presión parcial de los hidrocarburos, para mantener la temperatura y presión adecuadas en la zona de vaporización de la torre y para contribuir como agente de arrastre de los productos ligeros.

- Para realizar el balance de productos y de energía, se efectúan numerosas extracciones a diferentes alturas de la torre. Para completar el sistema de destilación atmosférica, se tienen los siguientes equipos: Domo de la fraccionadora (6), Agotadores de nafta pesada o turbosina (7), querosina (8), gasóleo ligero primario o diésel (9) y gasóleo pesado primario (10).

Todos los productos serán entregados en límite de baterías (LB) para su procesamiento aguas abajo o a almacenamiento intermedio. Como subproductos se obtendrán salmuera desgasificada y agua amarga, que también se entregarán en LB para su posterior tratamiento.

Las plantas deberán tener una capacidad mínima de operación del 50% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 35 días para mantenimiento.

La Unidad de Destilación al Vacío, es el complemento de la Planta Primaria. Es el proceso para extraer, del residuo atmosférico, el gasóleo usado como carga a las Plantas de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC). Después de separar los gasóleos de vacío, permanece un subproducto, el residuo de vacío, el cual servirá de carga a los procesos de fondo de barril (Planta de Coquización Retardada).

La sección de vacío del proceso permite extraer o exprimir una mayor cantidad de hidrocarburos de mediano valor comercial a partir del residuo atmosférico.

Los productos intermedios son:

- Gasóleo ligero de vacío GOLV
- Gasóleo pesado de vacío GOPV
- Residuo de vacío

Las secciones de la planta son las siguientes:

- Precalentamiento de residuo atmosférico o crudo reducido.
- Calentamiento de residuo en el horno.
- Destilación en la torre de vacío.
- Sistema de vacío
- Agotamiento de GOLV.
- Agotamiento de GOPV.

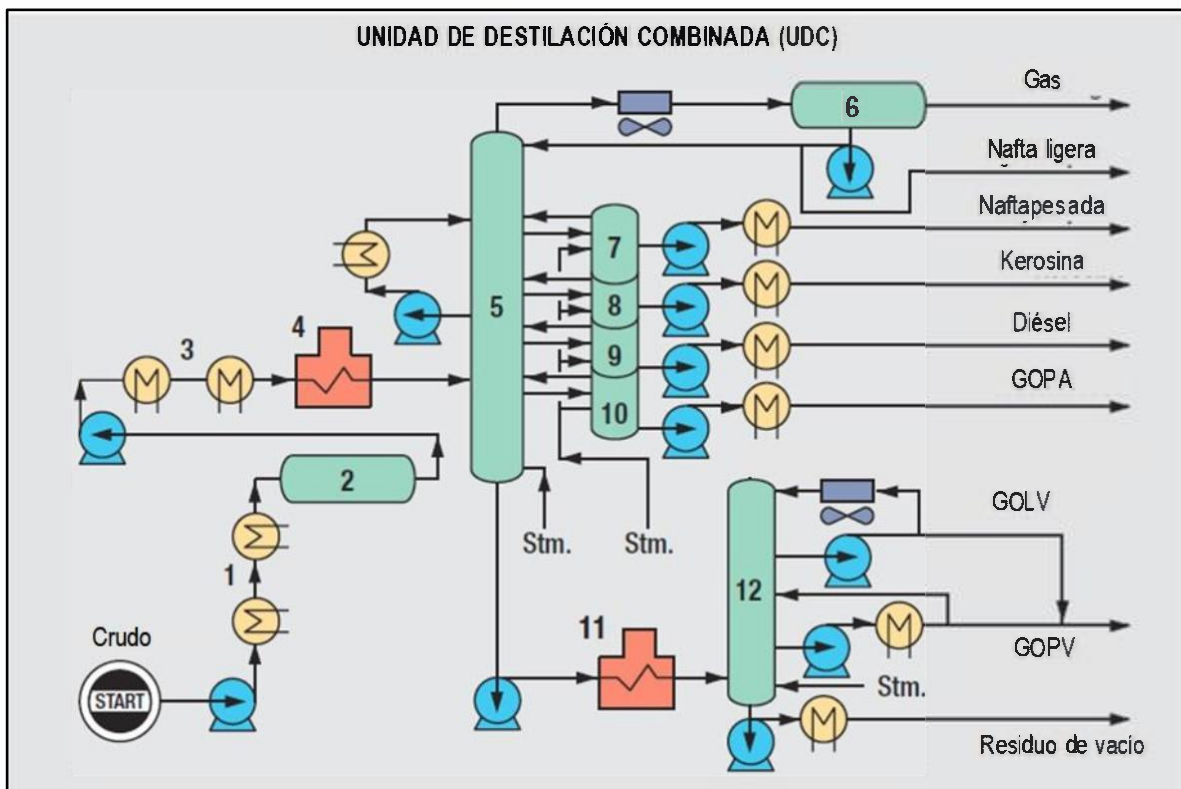


ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

- Enfriamiento y envío de gasóleos de vacío a desulfuración o a plantas FCC.
- Enfriamiento y envío de residuo de vacío a procesos de fondo de barril.

Figura I. 18 Planta de Destilación Combinada (UDC)



2. U-61000/U-62000. Plantas Hidrotratadoras de Naftas (HDN).

Las dos Plantas Hidrotratadoras de Naftas estarán diseñadas para procesar 52 Mbd cada una, de una mezcla de alimentación de nafta primaria de la Planta de Destilación Combinada y Nafta de Coquización de la Planta de Coquización Retardada, de las Plantas Hidrotratadoras de Diésel y de Gasóleos y de la Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases.

La finalidad de las Plantas Hidrotratadoras de Naftas es mejorar la calidad de la nafta total de alimentación, mediante la eliminación azufre y nitrógeno, retención de metales y sílice, y la saturación de diolefinas y olefinas presentes en dicha corriente, para producir nafta ligera de alimentación a la Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos y nafta pesada de carga a la Planta Reformadora de Naftas.

El hidrotratamiento es el proceso de refinación catalítica de naftas en combinación con una corriente de gas rica en hidrógeno, para descomponer los compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno, cloruros y compuestos metálicos, así como saturar las olefinas presentes en las gasolinas. También se elimina agua obteniéndose un producto seco y libre de impurezas.

Los productos de estas plantas son: Gas combustible, Gas LP, Nafta ligera



(pentanos y hexanos) que se enviará a la Planta de isomerización y Nafta pesada de bajo octano que se enviará a reformación.

Las secciones de la planta son:

- Sección de precalentamiento de carga (vaporización).
- Reactor de di olefinas
- Guarda de Sílice
- Sección de reacción. Enfriamiento del efluente de reacción.
- Sección de compresión.
- Estabilización en la debutanizadora. Domo-separación a 3 fases. Fondo - uso de horno como rehervidor.
- Separación de pentanos y hexanos en la deisohexanizadora.

Para las etapas del proceso que requieran tratamiento con amina, se recibirá en L.B. la amina pobre, enviándose la amina rica obtenida fuera de límites de batería para su regeneración.

El proceso consiste en las tres etapas de reacción siguientes:

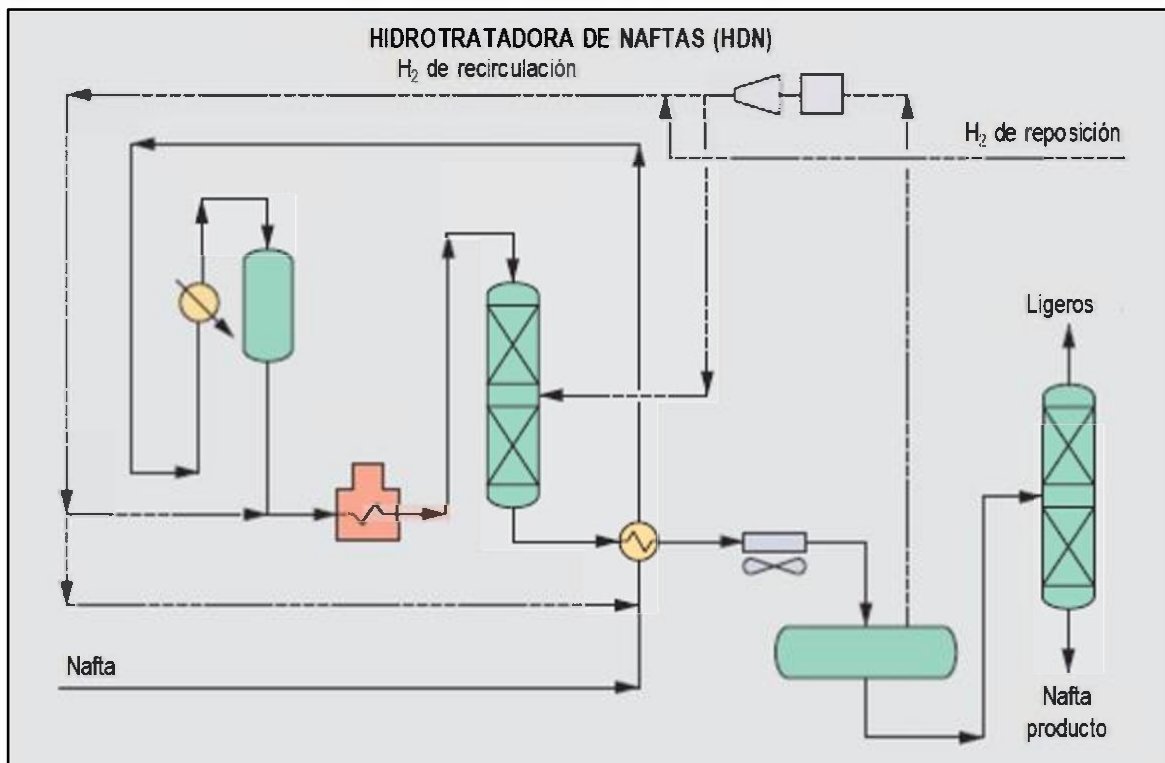
- Hidrogenación selectiva de diolefinas. En esta etapa se saturan todas las diolefinas y parte de las olefinas contenidas en la corriente mezcla de naftas amargas.
- Retención de sílice. Funcionará en base al paso del flujo en dos Reactores guarda arreglados en serie Primario/Secundario ("Lead/Lag") con lechos para adsorber la sílice contenida en naftas de coquización diseñados para un ciclo de vida de catalizador de 4 años.
- Hidrodesulfuración de los compuestos de azufre, hidrodesnitrificación de los compuestos de nitrógeno e hidrogenación de olefinas. En esta etapa, se saturan las olefinas presentes y se reduce el contenido de azufre y nitrógeno a un valor máximo de 0.5 ppm en peso, para ambos contaminantes, para la nafta pesada producto y de 0.1 ppm peso para la nafta ligera producto.

El proceso continúa con el fraccionamiento de la mezcla de reacción, obteniéndose como productos nafta pesada y nafta ligera, y como subproductos LPG amargo, gas residual amargo, además de la recuperación de agua amarga utilizada en el proceso.

El Gas LP y el gas amargo, se enviarán fuera de LB para su procesamiento a la Planta tratadora y recuperadora de gases (PTRG). Así mismo, las aguas amargas se enviarán fuera de LB para su tratamiento.

Las plantas tendrán una capacidad mínima de operación del 60% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años.

Figura I. 19 Planta Hidrotratadora de Naftas (HDN)



3. U-72000. Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos (PNX).

La Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos estará diseñada para procesar 21 Mbd de Naftas Ligeras, la isomerización de pentanos-hexanos es un proceso para elevar el octano de la gasolina ligera (pentanos C_5 y hexanos C_6) proveniente de la Planta Hidrotratadora de Naftas e hidrógeno de alta pureza, la cual también es utilizada para la preparación de las gasolinas terminadas.

El propósito de la isomerización de pentanos/hexanos es mejorar el RONC de la gasolina ligera mediante el cambio de estructura molecular de las parafinas lineales de la corriente hacia parafinas ramificadas, es decir a través de una isomerización, lo cual se efectúa utilizando un catalizador promovidos por cloruro de alta actividad.



La mayoría de la legislación local exige una limitada concentración de benceno en las gasolinas comerciales. Esto ha incrementado la demanda de contar con plantas de isomerización de C_5/C_6 que hidrogenen el benceno, pero sin dejar de aumentar el octano de la mezcla.

Los productos y subproductos son: Isómero producto de alto octano y gas combustible a la red de refinería.

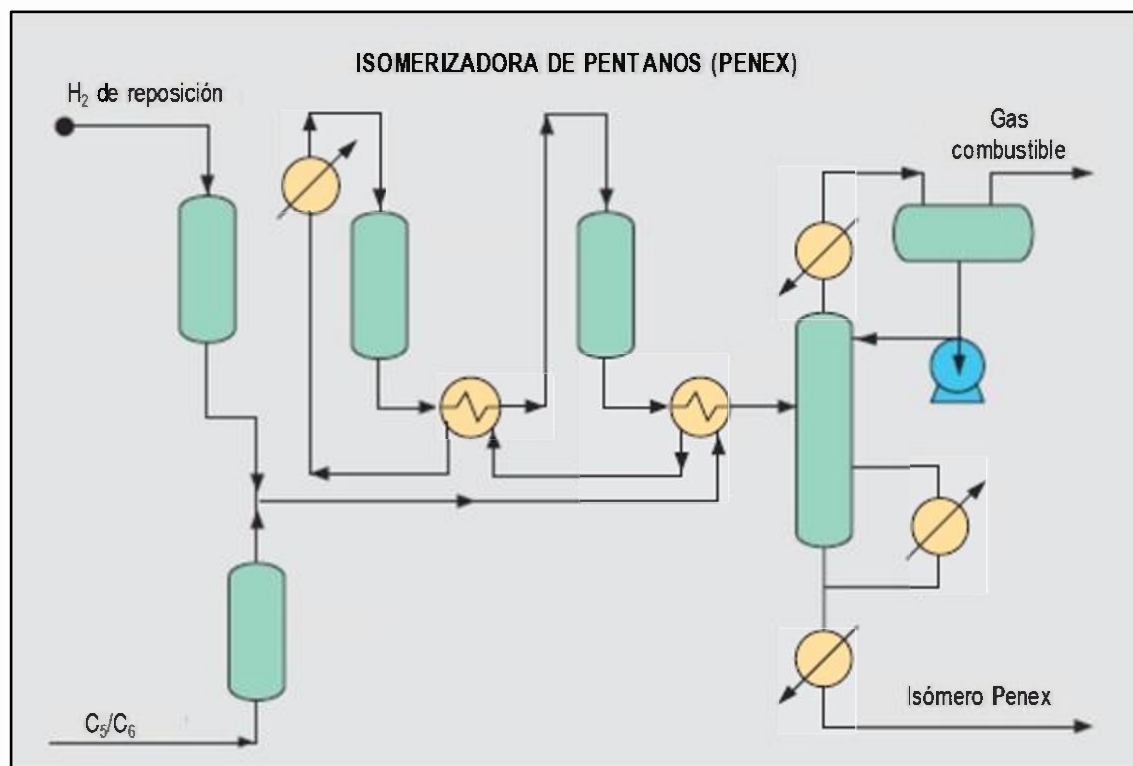
Las secciones de la planta son las siguientes:

- Acondicionamiento de la carga: Calentamiento y eliminación del posible azufre (guarda de azufre), hasta conseguir una concentración máxima de 0.1 ppm, enfriamiento y secado de pentanos y hexanos, enfriamiento, separación de líquidos y secado de hidrógeno.
- Sección de reacción: Inyección de cloro, precalentamiento y calentamiento de la mezcla de reacción, paso por el primer reactor (entrada 125°C y salida 154°C) y enfriamiento del efluente con la carga y paso por el segundo reactor (entrada 127°C, salida 131°C).
- Enfriamiento y estabilización de isómero.
- Lavado cáustico de gases del domo de la estabilizadora.
- Enfriamiento de isómero y envío a almacenamiento.

El diseño de la planta alcanzará un rendimiento volumétrico mínimo del 97% a Isomerizado en relación con la carga de naftas ligeras y una pureza del 93% vol, considerando que el hidrógeno de reposición será de alta pureza.

La planta tendrá una capacidad mínima de operación del 40% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 25 días para mantenimiento.

Figura I. 20 Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos (PNX)



4. U-71000. Planta Reformadora de Naftas (REF).

La Planta Reformadora de Naftas estará diseñada para procesar 82 Mbd, de una alimentación de nafta pesada hidrotratada proveniente de la Planta Hidrotratadora de Naftas.

La Planta Reformadora de Naftas contará con tecnología de regeneración continua de catalizador y se diseñará para procesar una mezcla de naftas desulfuradas de coquización y naftas vírgenes y otras fuentes; producirá una gasolina reformada con un octano RON de 97 que será incorporada directamente al sistema de mezclado de gasolinas finales; también, como subproducto, producirá hidrógeno de alta pureza, LPG y gas combustible (seco).

La reformación catalítica es el proceso para convertir gasolinas de bajo octano a alto octano. La tecnología propuesta consiste en reactores de lecho fijo y con sistema de regeneración continua de catalizador. Esto permite la flexibilidad de operar la sección de reacción a condiciones de alta severidad.

La regeneración continua de catalizador se hace en 4 etapas: Quemado controlado de carbón, Oxidación para dispersar los metales y ajustar el contenido de cloro (se hace con compuesto clorado como el percloroetileno), Secado del catalizador



con N_2 , Reducción (pasar o cambiar los metales al estado reducido).

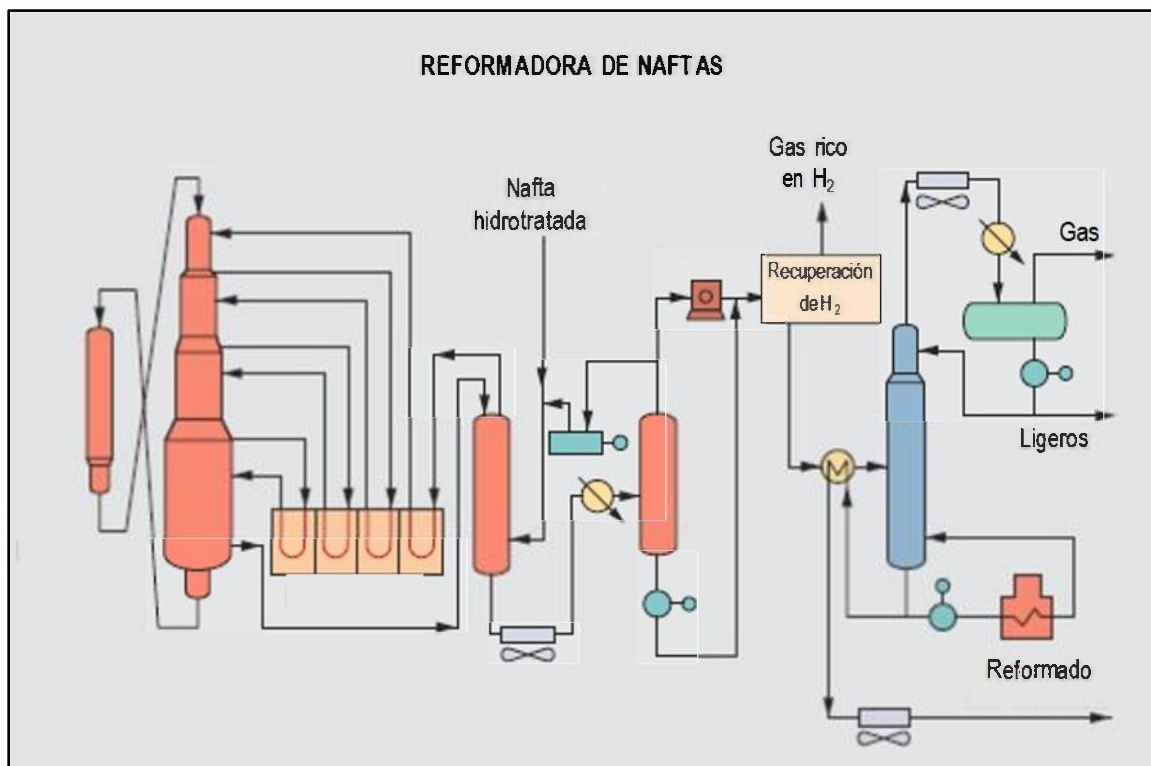
Los productos intermedios son: Gasolina reformada, hidrógeno de baja pureza, gas LP y gas combustible con alto contenido de H_2 .

Las secciones de la planta son las siguientes:

- Sección de precalentamiento: Con vapor, entrada al cambiador carga – efluente junto con el H_2 de recirculación ($465^{\circ}C$) y calentamiento en el horno, celda 1 (salida $504-540^{\circ}C$).
- Sección de reacción: Paso por el primer reactor, calentamiento en el horno, celda 1, paso por el segundo reactor, calentamiento en el horno, celda 2, paso por el tercer reactor, calentamiento en el horno, celda 3 e intercambio de calor en el cambiador carga – efluente.
- Sección de compresión: Separación de gas y compresor de recirculación, compresor de gas neto.
- Sección de estabilización, Sección de tratadores de cloro y Regeneración de catalizador.

La planta tendrá una capacidad mínima de operación del 40% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 25 días para mantenimiento.

Figura I. 21 Planta Reformadora de Naftas (REF)



5. U-51000/U-52000. Plantas Hidrotratadoras de Diésel (HDDI).

Las dos Plantas Hidrotratadoras de Diésel o de Destilados Intermedios estarán diseñadas para procesar 68 Mbd cada una, de una mezcla de alimentación de gasóleo ligero primario de la Planta de Destilación Combinada y gasóleo ligero de coquización de la Planta de Coquización Retardada, siendo las dos unidades de hidrotratamiento de destilados intermedios, U-51000 y U-52000 gemelas.

El hidrotratamiento de diésel es el proceso de refinación catalítica de hidrocarburos en combinación con una corriente de gas rica en hidrógeno, para descomponer los compuestos de azufre, oxígeno, nitrógeno, así como saturar las olefinas presentes en la carga, para obtener como producto final un diésel de bajo contenido de azufre y metales. La reacción se lleva a cabo en reactores de lechos fijos.

Los productos de estas plantas son:

- Gas combustible
- Gasolina
- Diésel UBA (producto final para venta).



Las secciones de la planta son las siguientes:

- Sección de precalentamiento de carga.
- Sección de reacción.
- Enfriamiento del efluente de reacción.
- Sección de compresión.
- Sección de agotamiento de diésel.
- Sección de estabilización: Domo – separación de 3 fases. Fondo – uso de horno como rehervidor.
- Intercambio, enfriamiento y salida de productos finales.
- Sección de adición de aditivos al diésel UBA.

Se realizará la remoción de los compuestos de azufre, nitrógeno, sílice y metales, así como también se llevará a cabo la saturación de las olefinas y compuestos aromáticos en la mezcla de hidrocarburos de la corriente de carga a las plantas, para obtener como producto principal Diésel de Ultra Bajo Azufre de 10 ppm en peso máximo de azufre y con un índice de cetano de 45 unidades como mínimo y como subproductos: nafta sin estabilizar, gas amargo, agua amarga y amina rica.

Estas plantas podrán procesar de forma alterna las corrientes de diésel procedentes de la Planta de Destilación Combinada. Los productos y los subproductos son enviados a L.B. para su envío e integración a otras unidades de proceso y/o a almacenamiento.

El proceso propuesto está fundamentado en el uso de tecnología plenamente establecida y probada a nivel comercial que utiliza catalizadores de mayor actividad y de nueva generación especiales para la producción de Diésel de Ultra Bajo Azufre.

El proceso de hidrotratamiento fundamentalmente considera 2 etapas:

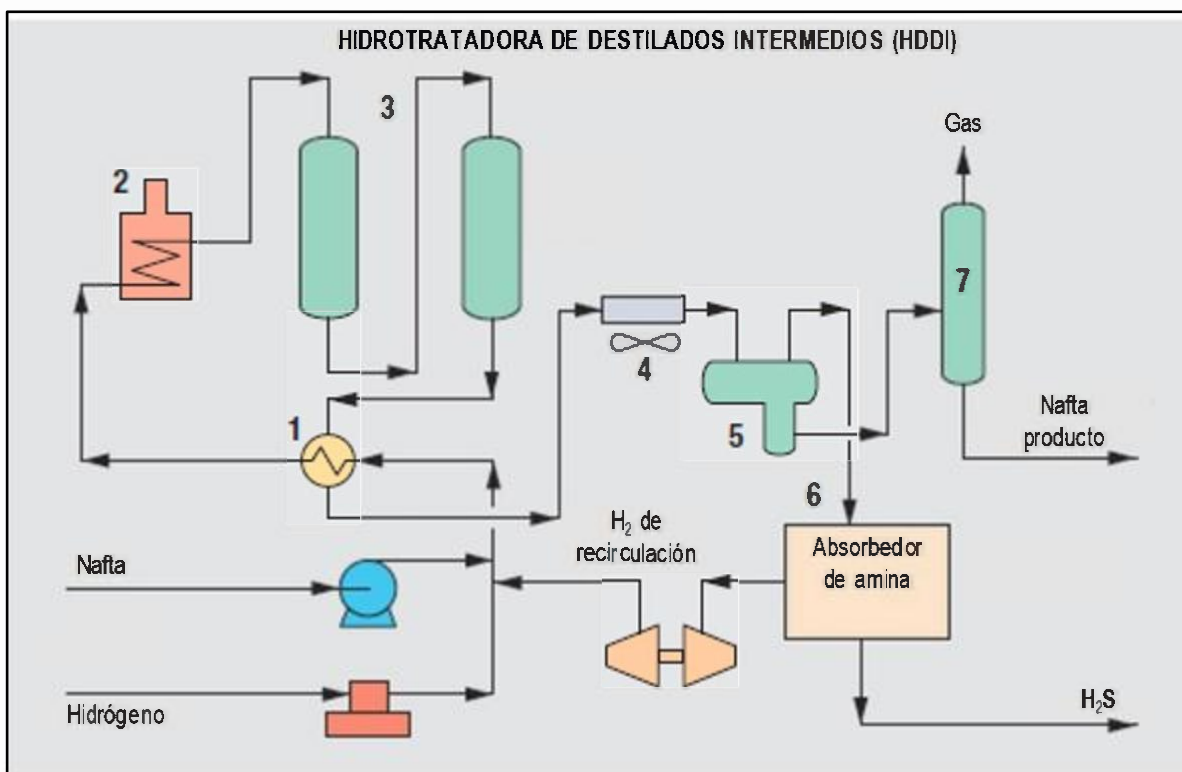
- Primera etapa. Considera la sección de reacción, en donde primeramente el hierro y sílice contenidos en la alimentación se remueven por adsorción en el reactor guarda (HDM) para posteriormente en un segundo reactor (HDT) llevar a cabo el hidrotratamiento para la remoción de los compuestos de azufre y nitrógeno y la saturación de los aromáticos, olefinas y diolefinas por las reacciones catalíticas de hidrodeshidrosulfuración (HDS), hidrodeshidronitrógenación (HDN) e hidrogenación (HDO) respectivamente.

- Segunda etapa. Incluye la sección de separación donde se fracciona la mezcla de reacción, obteniéndose como producto final diésel de ultra bajo azufre (10 ppm), y como subproductos nafta sin estabilizar, gas amargo, y agua amarga.

En esta sección como tratamiento, se incluye el absorbedor de gases amargos del hidrógeno de recirculación, recibiendo en L.B., amina pobre y entregando amina rica a regeneración fuera de L.B.

Las plantas tendrán una capacidad mínima de operación del 60% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 30 días para mantenimiento.

Figura I. 22 Planta Hidrotratadora de Destilados Intermedios (HDDI)





6. U-41000/U42000-U-40000. Plantas Hidrotratadoras de Gasóleos (HDTGO).

Las Plantas Hidrotratadoras de Gasóleos estarán diseñadas para procesar 105 Mbd, de una mezcla de alimentación de gasóleo pesado atmosférico, gasóleo ligero de vacío y gasóleo pesado de vacío de la Planta de Destilación Combinada, así como gasóleo pesado de coquización de la Planta de Coquización Retardada.

El proceso de hidrotratamiento se refiere al proceso de eliminación de las moléculas de azufre utilizando hidrógeno a presión y un catalizador, que en este caso sirve para disminuir el contenido de azufre en el gasóleo pesado a ser procesado en la Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC). La Planta Hidrotratadora de Gasóleos, considera 2 reactores independientes (U-41000 y U-42000) con catalizador de lecho fijo que comparten la zona de fraccionamiento.

Este proceso puede considerarse de severidad media en términos de la presión de operación del reactor y con un bajo requerimiento de volumen de catalizador, ya que propone un espacio-velocidad, de 0.9 h^{-1} . Tiene una flexibilidad adicional al operar a presión media, que puede eventualmente disminuirse al presentarse variaciones en la calidad de la carga.

Cada una de las 2 zonas de reacción está compuesta por precalentamiento de carga, cuatro lechos de reacción, tanque de separación, enfriamiento de efluentes, separación de alta presión, compresión de recicló, absorción de amina, separación de media presión, separación de media presión frío/caliente, recuperación de hidrógeno. La sección de fraccionamiento está compuesta principalmente por separación, fraccionamiento y secciones de enfriamiento de productos.

Además del proceso de hidrotratamiento, el proceso involucra la desmetalización de los gasóleos, los cuales traen elevadas concentraciones de sodio, níquel y vanadio.

La reacción se lleva a cabo en un reactor con varios lechos catalíticos fijos, con la diferencia de que el primero de éstos es para remover metales y los siguientes para las reacciones de hidrodeshulfuración.

Los productos de estas plantas son: Gas combustible, Nafta desestabilizada, Diésel y Gasóleo desulfurado.

- Gasóleo hidrotratado a FCC.
- Diésel a hidrotratamiento.
- Nafta a hidrotratamiento.
- Offgas (C4 a corriente de planta de gas).



Las secciones de la planta son las siguientes:

- Sección de carga:
 - ✓ Filtrado y precalentamiento con vapor de baja hasta 128°C.
 - ✓ Precalentamiento en cambiador vs. gasóleo producto hasta 188°C.
 - ✓ Incremento de presión a 154 kg/cm² y agregar el H₂ de recirculación.
 - ✓ Precalentamiento a 314°C y luego al horno para subir a 335°C.
- Sección de reacción:
 - ✓ Cama de desmetalización con indicadores de temperatura (NiMo).
 - ✓ Enfriamiento del efluente con H₂ y entrada a la 2ª cama a 342°C para iniciar la hidrodeshulfuración. Enfriamiento (quench) entre camas pasando a la 3ª y 4ª con la misma temperatura de entrada (342°C). Salida del reactor a 379°C y 135 kg/cm².
- Sección de compresión: 3 (H₂ reciclo, H₂ reposición, gas producto).
- Sección de fraccionamiento de gasóleos y agotador de diésel.
- Tratamiento y regeneración de amina.

El sistema de reacción con 2 reactores, con cuatro lechos de reacción cada uno y con el mayor espacio-velocidad (0.9 h⁻¹), se traduce en el mínimo requerimiento de volumen de catalizador. Su sistema catalítico incluirá catalizadores trimetálicos de Ni- Co-Mo y Co-Ni-Mo, así como guardas intermedias de arsénico y sílice, lo que le dan tanto un alto desempeño como confiabilidad para lograr los niveles de HDM, HDS, HDN y HDA ofrecidos. Su rendimiento a gasóleo hidrotratado es bueno y además logra un buen rendimiento de diésel; el balance de gasóleo/diésel en los productos es el más balanceado de los ofrecidos por otros tecnólogos.

Esta planta, favorece la producción de gasolinas, por lo que la calidad del gasóleo producto alcanza los niveles de azufre por debajo de los requeridos (≤ 280 vs 660 ppm peso); de forma similar, el contenido de nitrógeno será también uno de los más bajos (≤ 360 ppm) y en forma muy importante logrará un alto nivel de desaromatización, para ofrecer un contenido de aromáticos del 35% en peso. Las especificaciones anteriores hacen que se obtenga un producto con muy buenas características como carga hidrotratada a la Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).

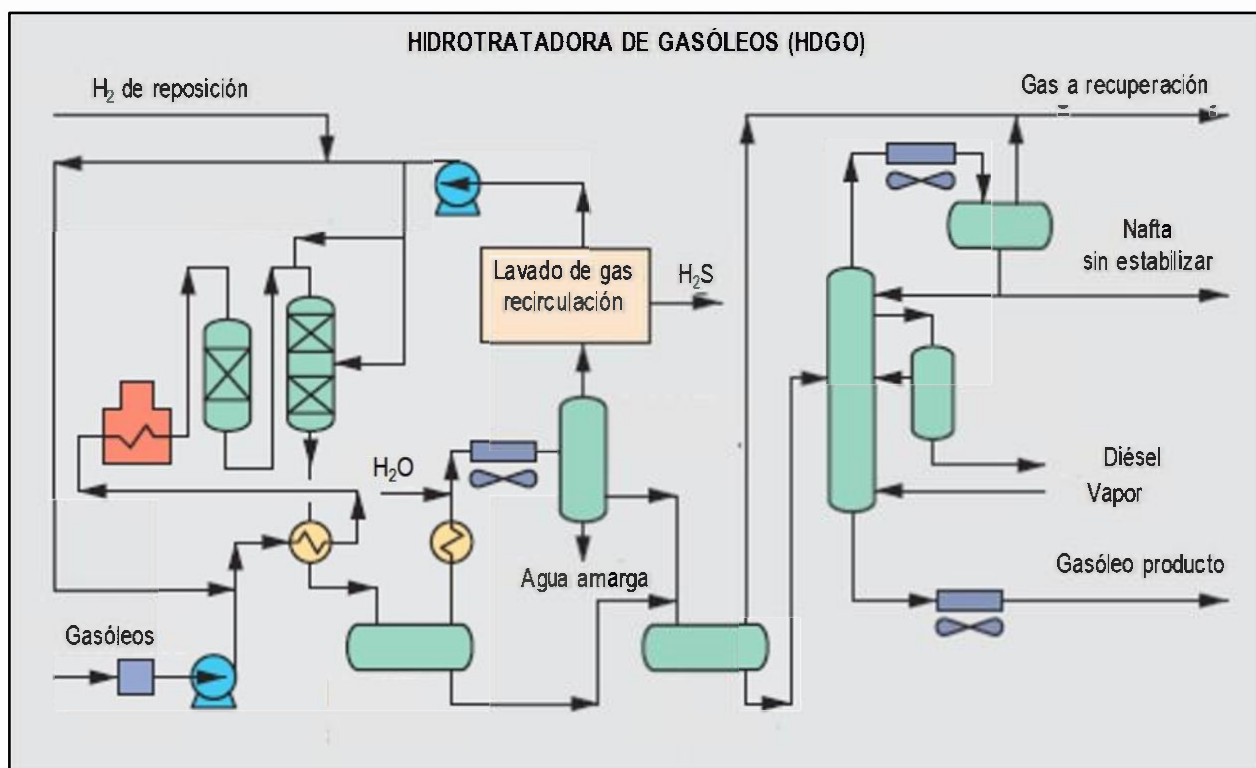
El diésel producto, tendrá una alta calidad (bajo azufre y alto índice de cetano), por

lo que en su última etapa de hidrotratamiento (en la Planta Hidrotratadora de Diésel, HDDI), requerirá un mínimo consumo de hidrógeno para lograr su especificación final de Diésel UBA.

En la sección de fraccionamiento, se empleará un agotador y una torre fraccionadora con agotador lateral, lo que representa un diseño robusto y confiable para lograr las temperaturas de corte deseadas para los diferentes productos. Utiliza protección con "clad" en ambas columnas, lo que previene el daño por corrosión.

La planta tendrá una capacidad mínima de operación del 60% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 40 días para mantenimiento.

Figura I. 23 Planta Hidrotratadora de Gasoleos (HDTGO)





7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).

La Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada estará diseñada para procesar 94 Mbd, de gasóleos pesados hidrotratados de la Planta Hidrotratadora de Gasóleos.

El proceso consistirá en la desintegración catalítica de los gasóleos en un lecho fluidizado; obteniéndose los siguientes productos: Gas Combustible, Propano-Propileno, Butano-Butileno, Gasolina Catalítica, Nafta Pesada, Aceite Cíclico Ligero, Aceite Cíclico Pesado, Residuo Catalítico.

Esta planta se sitúa corriente abajo de los procesos de separación del crudo (destilación atmosférica y de vacío), hidrodesulfuración de gasóleos y de la Planta de Coquización Retardada.

El diseño de esta planta estará orientado a maximizar la producción a gasolinas, la cual deberá tener un contenido de azufre máximo de 40 ppm en peso para producir gasolinas de ultra bajo azufre en el pool de gasolinas. Esto debido a que el proyecto propuesto no incluye unidades de postratamiento de gasolinas catalíticas.

Estos productos recibirán diversos tratamientos con el fin de ajustar sus propiedades y composiciones, de acuerdo con lo que indiquen las especificaciones para eliminar el ácido sulfhídrico de las corrientes más ligeras, obteniéndose los subproductos: ácido sulfhídrico, el cual se enviará como carga a la Planta de Recuperación de Azufre; bisulfuro de sodio, para alimentar a la Planta Hidrotratadora de Gasóleos; así como aguas amargas, que serán enviadas para su tratamiento a la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas de la refinería.

Las secciones que formarán parte del proceso de desintegración catalítica serán las siguientes:

- Sección de Reactor/Regenerador, que incluye un sistema de reactor/regenerador (con arreglo lado-a-lado o side-by-side). Los silos de catalizador también estarán en esta sección.
- Sección del Fraccionador Principal, que incluirá el fraccionador principal, agotador de ACL, condensador de domos y accesorios; así como el filtro para cumplir con las especificaciones del aceite decantado.
- Sección de Concentración de Gases o de Recuperación de Gases, que incluirá el compresor de gas húmedo, agotador y desbutanizador, absorbedores primario y secundario (esponja), separador C₃/C₄, separador C₃/C₃= (por otros).
- Sección de Tratamiento Merox, que incluirá absorbedor con amina, reactor de extracción MEROX, lavador cáustico, asentador COS y filtro de arena.



- Unidad de Recuperación de Energía, que incluirá tercera etapa de separación para finos del catalizador (TSS de UOP), expansor, turbina de vapor, cámara de orificio, generador de potencia, soplador de aire y sistema de fuel gas o gas combustible (válvula deslizante, enfriador de fuel gas —generador de vapor—, precipitador electrostático y chimenea).

Habrán 4 principales descargas de la Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC) durante la operación normal, las cuales deberán ser consideradas para su manejo ambiental: agua amarga de la sección de fraccionadora, catalizador de la sección de regeneración y ESP, sólidos de lodos aceitosos y el gas de combustión del regenerador (emisiones de dióxido de azufre, óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono y ácido sulfhídrico).

El agua amarga será acumulada en el recipiente de la corriente de domos de la sección fraccionadora, y descargada por la bomba de aguas amargas.

Las principales fuentes del agua amarga estarán en las siguientes secciones: inyección de vapor en la alimentación, inyección de vapor en el elevador (riser), inyección de vapor en el reactor, el vapor de agotamiento del catalizador gastado, el vapor al fraccionador y el agua de lavado del condensador de domo del fraccionador. Esta agua amarga será enviada a tratamiento, a la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas de la Refinería, para su posterior recirculación.

La fluidización del catalizador en el sistema reactor/regenerador causará un alto nivel de desgaste; las pequeñas partículas generadas por este desgaste serán enviadas a la atmósfera a través del regenerador de gas de combustión, y con los vapores del reactor hasta el aceite decantado (slurry oil).

Para disminuir la pérdida de catalizador hacia la atmósfera se empleará un ciclón y/o precipitador electrostático que colectará partículas de catalizador de tamaños muy pequeños. Será necesario remover de la unidad una parte del catalizador y agregar catalizador fresco, para mantener constante su nivel de actividad. El catalizador removido estará en su estado oxidado y sin hidrocarburos dañinos por ello, es común enviarlo a reúso en la industria del cemento y asfalto.

La cámara de combustión del regenerador será de alta eficiencia, para garantizar la menor producción de emisiones de monóxido de carbono y óxidos de nitrógeno.

Se estima que el contenido de NOx en el gas de combustión será menor a 50 ppm en mol; lo anterior, debido al diseño del regenerador de bajo NOx, a la ausencia de un quemador para CO en el diseño (que normalmente genera NOx), y a un bajo contenido de nitrógeno en la alimentación.

Se estima que el contenido de CO en los gases de combustión del regenerador será



inferior a 100 ppm peso, sin necesidad de quemador para CO. Lo anterior debido a que, en la operación en el regenerador se llevará a cabo una combustión completa.

El ácido sulfhídrico separado en la torre regeneradora con dietanolamina, se enviará como carga a la Planta de Recuperación de Azufre y/o al sistema de desfogue ácido.

Las aguas amargas separadas en las diferentes etapas del proceso se recibirán en un tambor de balance y se alimentarán a una torre agotadora, en donde se les eliminará el ácido sulfhídrico y los compuestos amoniacales. El agua desflemada se enviará a la Planta de Destilación Combinada para ser utilizada como agua de lavado en desaladoras; mientras que los gases ácidos amoniacales, se enviarán como carga a la Planta de Recuperación de Azufre y/o a al sistema de desfogue ácido.

La Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC), considerará la generación de venteos que serán enviados al sistema de desfogues de alta presión y de baja presión.

La Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC) también producirá subproductos tales como gas combustible, propano, propileno, butanos-butilenos, aceite cíclico ligero y aceite decantado (slurry). El proceso de la planta se basa en la reacción de craqueo de hidrocarburos pesados llevados a cabo en un lecho catalítico fluidizado y la transferencia de calor entre el reactor y el generador.

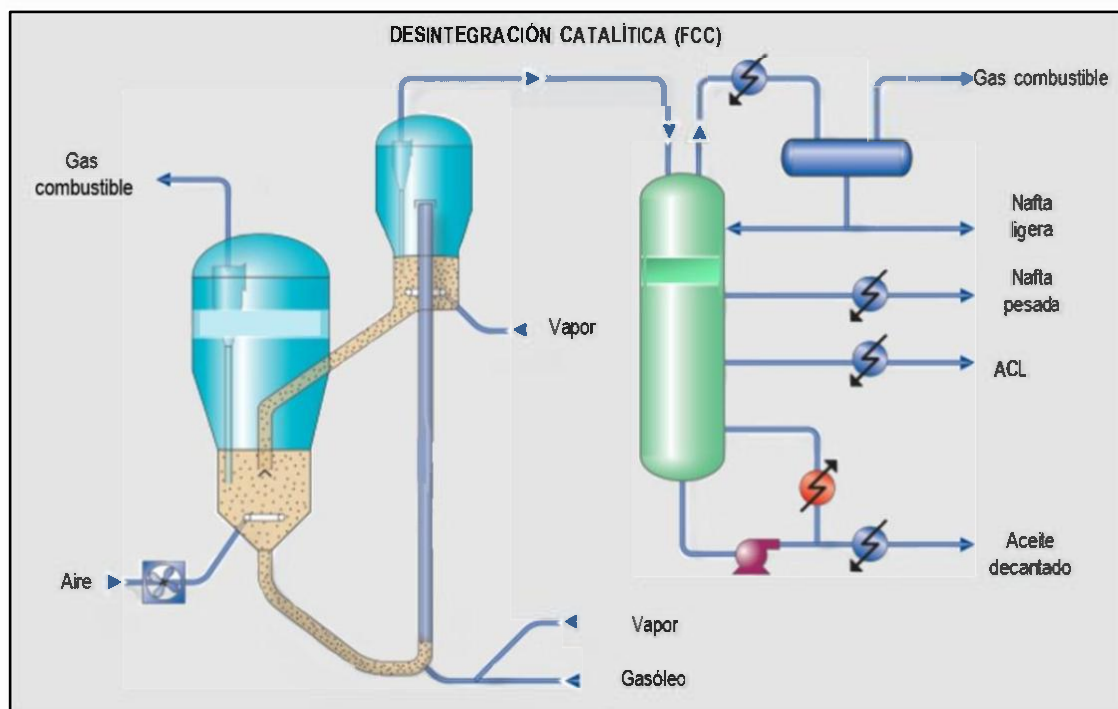
La alimentación fresca hidrotratada a la Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada FCC es precalentada a través de una serie de intercambiadores y combinado con el aceite del fraccionador se inyecta en el riser del reactor. El catalizador caliente vaporiza la alimentación, se eleva la temperatura a la de reacción y suministra el calor necesario para el craqueo. La mezcla catalizador y vapor fluye hacia arriba del riser y la reacción ocurre. Como el craqueo ocurre muy rápido el diámetro del riser se incrementa para manejar el volumen que se incrementa y proporcionar el tiempo de reacción. El catalizador y los vapores son liberados a través del separador. Los vapores craqueados, gases inertes, vapor de dispersión y el catalizador gastado fluyen a través de dos ciclones en etapas. El catalizador gastado que contiene el coque formado durante la reacción de craqueo pasa hacia abajo a través de un cono en el separador de catalizador gastado. El separador elimina hidrocarburos que se encuentran atrapados en el catalizador que fluye hacia abajo a través de un tubo vertical. Una válvula deslizante controla el flujo del catalizador y el nivel del lecho por encima del agotador.

El aire del soplador se utiliza para quemar el carbono en el regenerador de dos etapas. El aceite decantado (slurry), será enviado normalmente como carga a la

Planta de Coquización Retardada junto con el residuo de vacío de la Planta de Destilación Combinada.

La Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC) tendrá una capacidad mínima de operación del 45%, mientras que en la sección de separación de propano-propileno será del 40%; flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo máximo de 44 días para mantenimiento.

Figura I. 24 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC)



8. U-81000/U-82000. Plantas de Recuperación de Azufre (PARA).

Esta planta consiste en dos trenes idénticos y paralelos, cada uno con capacidad de 640 TPD de azufre equivalente en la alimentación para el proyecto de la Refinería Dos Bocas.

Esta planta procesará Gas Ácido proveniente de la Planta de Regeneración de Amina y Gas Ácido proveniente de la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas.

El diseño de proceso propuesto esta basado en la recuperación de azufre elemental de corrientes de gas conteniendo H_2S . El proceso es una combinación para la reducción catalítica de SO_2 a H_2S y vapores de azufre para la oxidación selectiva de sulfuro de hidrógeno a azufre.

El proceso de Desgasificación de Azufre es aplicado para la remoción sulfuro de



hidrógeno a azufre líquido.

Cada tren de la Planta de Recuperación de Azufre consiste en las siguientes secciones de proceso:

- Acondicionamiento de gas ácido
- Suministro de aire de combustión
- Etapa térmica
- 1 Etapa Catalítica
- 1 Etapa Catalítica, incluyendo el catalizador de hidrogenación.
- 1 Etapa de Oxidación selectiva.
- Oxidador térmico y chimenea
- Desgasificación de azufre y almacenamiento.

Química del proceso.

La química proporciona una descripción genérica de las reacciones aplicables. Para los números de Tag de equipos específicos la referencia será encontrada en la descripción del flujo de proceso en el punto 1.3 de este capítulo.

Etapa térmica.

El proceso de recuperación de azufre aplicado, esta basado en la combustión parcial de sulfuro de hidrógeno (H_2S) con una relación controlada con el flujo de aire. La relación de aire a gas ácido es mantenida automáticamente para lograr llevar a cabo la oxidación completa de todos los hidrocarburos y el amoníaco en los gases de alimentación. La relación de aire a gas ácido también resulta en un contenido de 0.9 % en volumen en los gases de cola del condensador de azufre de la 2a etapa.

En el proceso convencional la relación aire a gas ácido es mantenido para producir una relación de H_2S –a- SO_2 de exactamente 2 a 1 de los gases efluentes hacia la etapa catalítica. Esta es la relación óptima de H_2S –a- SO_2 .

El proceso opera de acuerdo con una filosofía diferente. En este proceso la relación de aire a gas ácido es ajustada para alcanzar una concentración específica de H_2S en la entrada al reactor de oxidación selectiva. De hecho, para cumplir con este requerimiento, la etapa de combustión inicial debe ser operada fuera de la relación (más alta que la relación H_2S –a- SO_2 = 2 a 1).

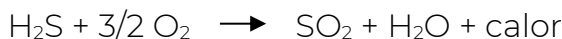


En otras palabras, la etapa de combustión inicial será operada basados en el control de retroalimentación de H_2S en lugar del habitual control de relación " H_2S a SO_2 " o (o control de H_2S - 2SO_2). Un analizador de gas de proceso mide la concentración de H_2S en el gas de cola del condensador de azufre de la 2a etapa. El analizador-controlador corrige el flujo de aire hacia el quemador principal para mantener la concentración de H_2S deseada en este punto del proceso. Para lograr el más bajo posible contenido de SO_2 , la concentración de H_2S es controlada en 0.9 % vol para el caso de diseño, sin embargo, este porcentaje debe ser optimizado dependiendo de la composición de la alimentación de gas ácido, condición del catalizador, etc.

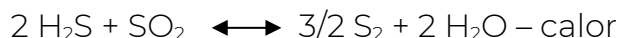
Desde el punto de vista de una perspectiva general, la filosofía de control puede ser resumida como:

- (1) Si la concentración de H_2S que entra al Reactor de Oxidación selectiva es alto, más aire es alimentado hacia el quemador principal, o
- (2) Si la concentración de H_2S que entra al Reactor de Oxidación selectiva es bajo, menos aire es alimentado hacia el quemador principal.

La reacción principal en el quemador principal y la cámara de combustión es:

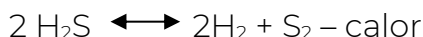


El porcentaje principal de H_2S residual se combina con el SO_2 para formar azufre, de acuerdo con la reacción de equilibrio:



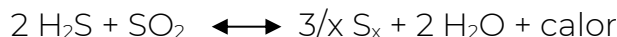
A través de esta reacción, el azufre es formado en la fase vapor en el quemador principal y en la cámara de combustión. De hecho, para cambiar el equilibrio hacia el lado azufre, el azufre es condensado y removido en el condensador de azufre térmico.

Algo de azufre es directamente formado en la flama del quemador principal a través de la supuesta reacción de disociación de H_2S , y bajo la formación de hidrógeno.



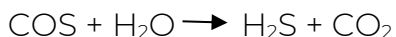
Etapas Catalíticas.

Las etapas de reacción catalítica corriente abajo incrementan más la conversión total a azufre. En el 1er reactor así como en el estrato superior de catalizador del Reactor de Hidrogenación la siguiente reacción ocurre:



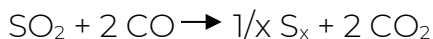
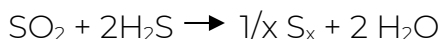
La reacción de equilibrio es cambiada hacia el lado de azufre utilizando el catalizador. La condensación y remoción de azufre después del 1er reactor permite conversión adicional de azufre en la siguiente etapa catalítica.

En el fondo del 1er reactor (el cual contiene catalizador tipo titanio) la temperatura de operación es a relativamente alta temperatura. Es principalmente aquí que, los componentes sulfuro de carbonilo COS y disulfuro de carbono CS₂ que son formados en la etapa térmica, son parcialmente hidrolizados de acuerdo con las siguientes reacciones:



Etapas de Hidrogenación.

El gas de proceso de las etapas catalíticas contiene SO₂ conforme el equilibrio de la reacción no se cambia completamente hacia el lado azufre. Como el SO₂ no reacciona en el Reactor de Oxidación Selectiva, el SO₂ representa las pérdidas de recuperación. Por lo tanto, el SO₂ tiene que ser convertido a H₂S el cual a su vez será convertido a azufre en el Reactor de Oxidación Selectiva. Esto es logrado a través de la reducción catalítica del SO₂ en el Reactor de Oxidación Selectiva (el cual contiene un estrato de catalizador de hidrogenación base cobalto molibdeno (Co-Mo) debajo del catalizador base alumina). El SO₂ es reducido a azufre vapor y H₂S a través de la reacción con H₂ y CO sobre el catalizador de hidrogenación presente en el fondo del reactor (en la parte superior contiene catalizador). El H₂ y el CO están ahora presentes en el gas de proceso y reaccionan con el SO₂ de acuerdo con la siguiente reacción.



Etapas de Oxidación Selectiva.

El gas de proceso del Reactor de Hidrogenación es mezclado con aire. El Reactor de Oxidación selectiva contiene un catalizador propietario especial para la oxidación selectiva de H₂S el cual es una mezcla de catalizador base alumina y sílice cubierto con sulfato de ferroso FeSO₄ (después de acondicionado). La siguiente reacción ocurre:

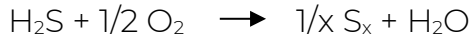


Esta reacción es termodinámicamente completa y además pueden obtenerse altos niveles de conversión a azufre elemental.

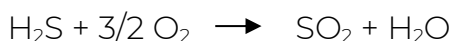
Desgasificación de azufre

El azufre producido en la Planta de Recuperación de Azufre (PARA) contiene casi 300 ppmw en parte químicamente enlazado como polisulfuros (H_2S_x) y en parte físicamente disuelto.

El proceso de desgasificación de azufre fue desarrollado para remover H_2S y H_2S_x del azufre líquido, para eliminar peligros potenciales de toxicidad y explosión asociados con el manejo, transporte y almacenamiento de azufre líquido. El principio de desgasificación de azufre es acelerar la descomposición de los polisulfuros de acuerdo con las siguientes reacciones:



Una pequeña porción de sulfuro de hidrógeno es oxidado a SO_2 .



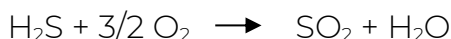
También el H_2S disuelto es removido del azufre líquido. El proceso de desgasificación reduce el contenido de H_2S y H_2S_x a menos de 10 ppmw.

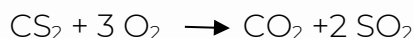
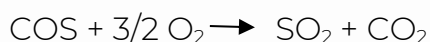
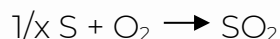
La desgasificación es realizada a través de la inyección de aire vía spargers en el azufre líquido, además agotando parcialmente el H_2S del azufre y oxidándolo parcialmente a azufre elemental. Adicionalmente, la remoción de H_2S del azufre promueve la descomposición de los polisulfuros hacia H_2S y azufre.

Oxidador térmico.

El gas de cola resultado de la etapa de oxidación selectiva y el gas de venteo de la fosa recuperadora de azufre todavía contiene trazas de compuestos de azufre. Estos compuestos de azufre son oxidados en la cámara del Oxidador a temperaturas elevadas.

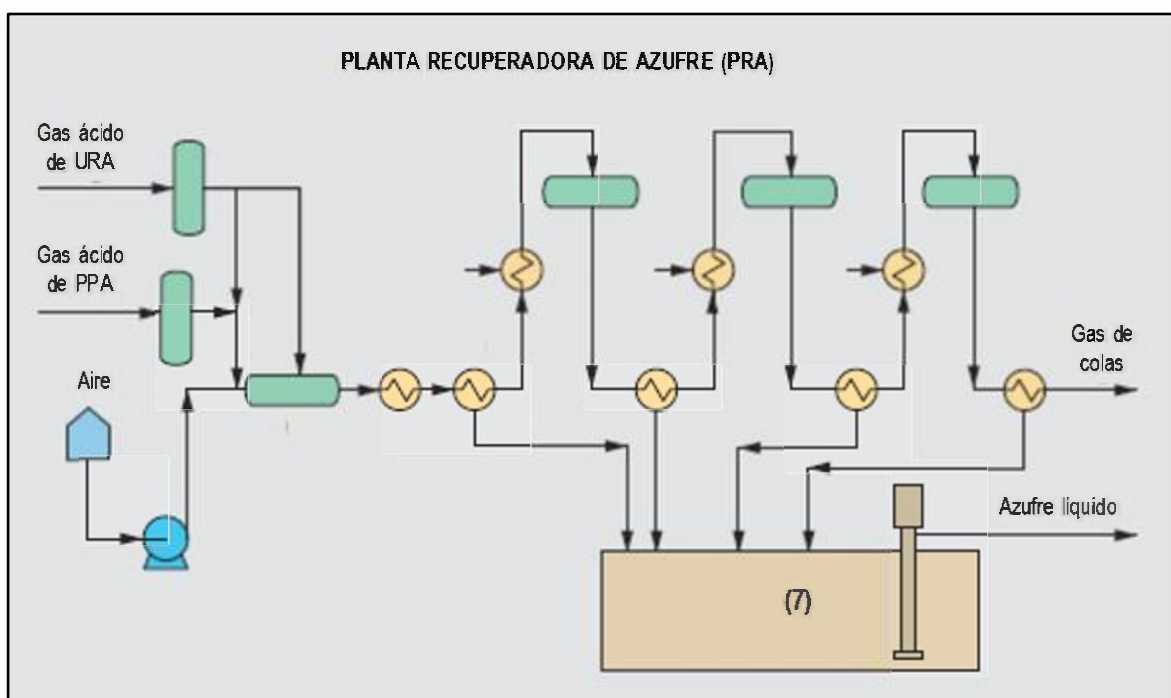
Las reacciones principales son:





La eficiencia de recuperación de azufre será del 99.2% peso y cada tren tendrá una capacidad mínima de operación del 30% con un tiempo de corrida de catalizador de al menos 4 años.

Figura I. 25 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)



9. U-87000. Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (U-87100 / U/87200) (PAA)

Las Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas propuestas para el proyecto serán 4 trenes de tecnología abierta, diseñados con una capacidad de 120 m³/h. El proceso de endulzamiento de aguas amargas consiste en remover el H₂S y amoníaco de todas las corrientes de agua que hayan estado en contacto con hidrocarburos amargos en los procesos de refinación.

Como el H₂S y el NH₃ son solubles en agua, es necesario retirar estos contaminantes del agua antes de su disposición o uso en otros procesos.



Los productos y subproductos son: Gas ácido amoniacal ($\text{H}_2\text{S} + \text{NH}_3$) y agua desflemada o agua agotada.

Las secciones de la planta son las siguientes:

- Enfriamiento del agua amarga de alimentación.
- Recibo en tanque de carga, separación de hidrocarburos arrastrados desde el proceso y venteo de incondensables a endulzamiento.
- Bombeo de agua amarga precalentándola en cambiador carga efluente.
- Calentamiento final del agua e inyección en domo de agotadora.
- Agotamiento con vapor de baja y fraccionamiento del agua amarga.
 - ✓ Por el domo sale H_2S , NH_3 y algo de agua. Estos vapores pasan por un enfriador para separar los condensables, los cuales se vierten de regreso al tanque de carga. Los incondensables van hacia la planta de azufre.
 - ✓ Por el fondo sale agua desflemada.
- El agua desflemada se enfría precalentando al agua amarga de alimentación.
- Bombeo del agua amarga a desalado de crudo o a disposición.

El agua amarga será tratada en la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas (PAA) en una columna de agotamiento con rehervidor de fondos utilizando vapor de baja como medio de calentamiento y un condensador parcial en los domos. El gas ácido obtenido en el domo de la columna será dirigido a la Planta de Recuperación de Azufre (PRA) mientras que el condensado será retornado como reflujo a la columna. El agua desflemada de los fondos de la columna será enfriada y bombeada a límite de baterías para ser reutilizada en algunas unidades de proceso o tratada en la Planta de Tratamiento de Efluentes de la Refinería.

La Planta de Tratamiento de Aguas Amargas está diseñada para tratar dos corrientes diferentes de agua amarga. El agua amarga fenólica proveniente de la Planta de Destilación Combinada, Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada, Planta de Coquización Retardada y Planta de Recuperación de Azufre será tratada en dos trenes (U-87100 y U-87200).

Las corrientes que alimentan la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas son segregadas desde las plantas de proceso que las originan y son tratadas de manera separada debido a las características de sus contaminantes. El agua desflemada que se produce permanece segregada debido a que los



contaminantes que permanecen en ella no son compatibles con todos los procesos y de esta manera el agua desflemada puede ser reutilizada como suministro alternativo de agua para disminuir el consumo de agua cruda.

El agua desflemada fenólica puede ser reutilizada en las unidades desaladoras de la Planta de Destilación Combinada.

El agua desflemada fenólica y no fenólica restante es enviada a la Planta de Tratamiento de Efluentes.

10. U-87000. Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (U-87300 / U/87400) (PAA).

Las Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas propuestas para el proyecto serán 4 trenes de tecnología abierta, diseñados con una capacidad de 120 m³/h. El proceso de endulzamiento de aguas amargas consiste en remover el H₂S y amoníaco de todas las corrientes de agua que hayan estado en contacto con hidrocarburos amargos en los procesos de refinación.

Como el H₂S y el NH₃ son solubles en agua, es necesario retirar estos contaminantes del agua antes de su disposición o uso en otros procesos.

Los productos y subproductos son: Gas ácido amoniacal (H₂S + NH₃) y agua desflemada o agua agotada.

Las secciones de la planta son las siguientes:

- Enfriamiento del agua amarga de alimentación.
- Recibo en tanque de carga, separación de hidrocarburos arrastrados desde el proceso y venteo de incondensables a endulzamiento.
- Bombeo de agua amarga precalentándola en cambiador carga efluente.
- Calentamiento final del agua e inyección en domo de agotadora.
- Agotamiento con vapor de baja y fraccionamiento del agua amarga.
 - ✓ Por el domo sale H₂S, NH₃ y algo de agua. Éstos vapores pasan por un enfriador para separar los condensables, los cuales se vierten de regreso al tanque de carga. Los incondensables van hacia la planta de azufre.
 - ✓ Por el fondo sale agua desflemada.
- El agua desflemada se enfría precalentando al agua amarga de



alimentación.

- Bombeo del agua amarga a desalado de crudo o a disposición.

El agua amarga será tratada en la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas (PAA) en una columna de agotamiento con rehervidor de fondos utilizando vapor de baja como medio de calentamiento y un condensador parcial en los domos. El gas ácido obtenido en el domo de la columna será dirigido a la Planta de Recuperación de Azufre (PRA) mientras que el condensado será retornado como reflujo a la columna. El agua desflemada de los fondos de la columna será enfriada y bombeada a límite de baterías para ser reutilizada en algunas unidades de proceso o tratada en la Planta de Tratamiento de Efluentes de la Refinería.

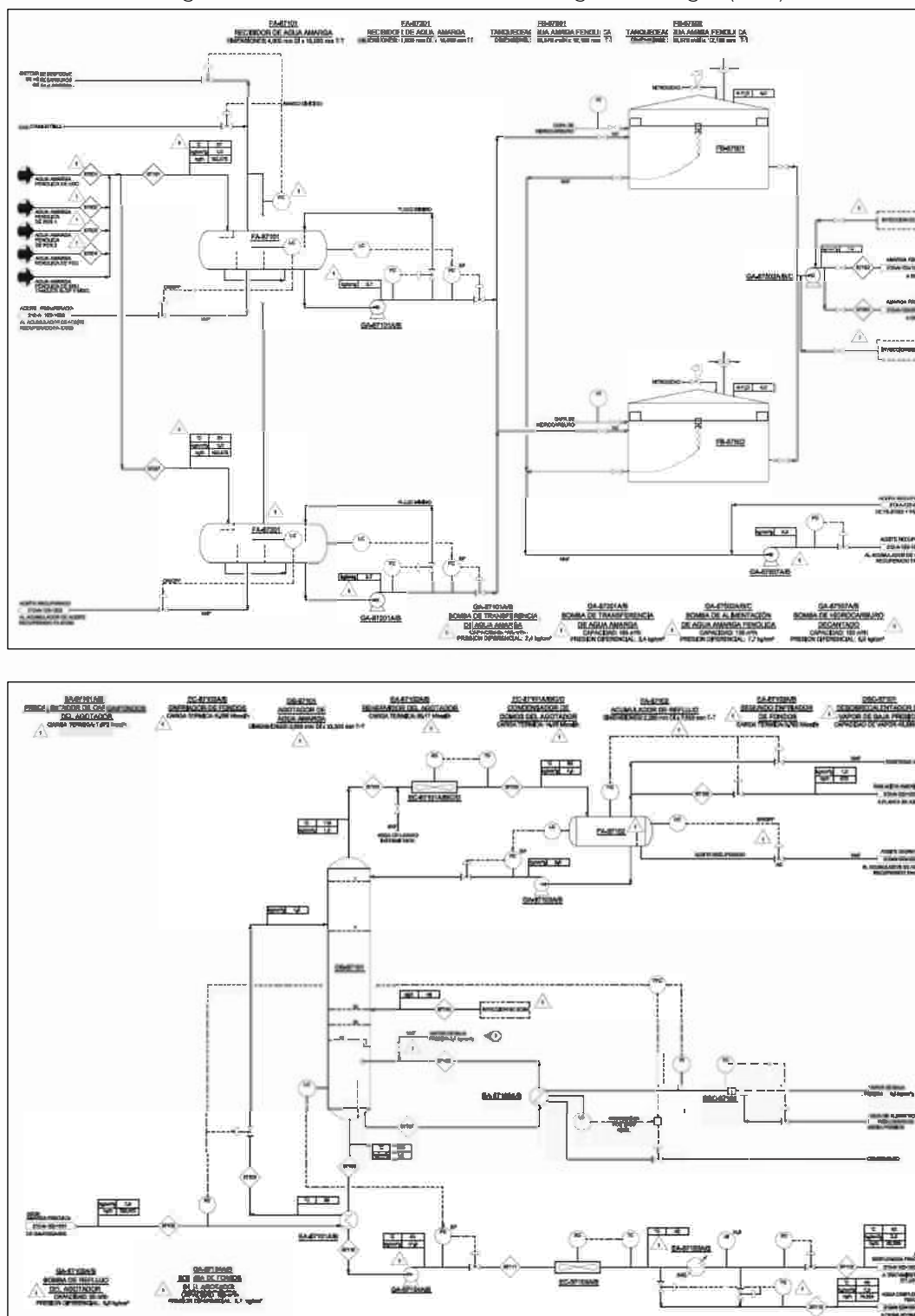
La Planta de Tratamiento de Aguas Amargas está diseñada para tratar dos corrientes diferentes de agua amarga. El agua amarga no fenólica proveniente de la Plantas Hidrotratadoras de Naftas, Plantas Hidrotratadoras de Diésel, Plantas Hidrotratadoras de Gasóleos, Planta de Regeneración de Aminas y Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases, será tratada en dos trenes (U-87300 y U-87400).

Las corrientes que alimentan la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas son segregadas desde las plantas de proceso que las originan y son tratadas de manera separada debido a las características de sus contaminantes. El agua desflemada que se produce permanece segregada debido a que los contaminantes que permanecen en ella no son compatibles con todos los procesos y de esta manera el agua desflemada puede ser reutilizada como suministro alterno de agua para disminuir el consumo de agua cruda.

El agua desflemada no fenólica puede ser reutilizada como agua de reposición en la Planta de Coquización Retardada y en las Plantas de Hidrotratamiento de Naftas, Hidrotratamiento de Diésel e Hidrotratamiento de Gasóleos.

El agua desflemada fenólica y no fenólica restante es enviada a la Planta de Tratamiento de Efluentes.

Figura I. 26 Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas (PAA)





11. U-88000. Plantas de Regeneración de Amina sin CO₂ (U-88100 / U-88200) (URA).

Las Plantas de Regeneración de Amina serán 4 trenes de tecnología abierta, diseñados con una capacidad de 415 m³/h. Las plantas endulzadoras o secciones de amina, se basan en sustancias denominadas alcohól-aminas para retirar el ácido sulfhídrico (H₂S) y/o el bióxido de carbono (CO₂) de los hidrocarburos ligeros.

La Planta de Regeneración de Amina propuesta será diseñada para tratar dos corrientes diferentes de amina producidas en diferentes plantas de la refinería, una de las corrientes consiste en amina rica libre de CO₂ que es producida en las Plantas Hidrotratadoras de Naftas, Hidrotratadoras de Diésel e Hidrotratadoras de Gasóleos y la Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases. Esta corriente de amina será procesada en un sistema o sección diferente en la URA para evitar contaminar el inventario de amina utilizado en las Plantas Hidrotratadoras. La amina utilizada para tratar las corrientes antes mencionadas es una solución acuosa de MDEA al 45 por ciento peso.

El sistema regenerará la amina rica libre de CO₂ y proveerá de amina pobre a los absorbedores de amina de las Plantas Hidrotratadoras de Naftas, Hidrotratadoras de Diésel e Hidrotratadoras de Gasóleos y la Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases. El requerimiento de carga es para procesar amina pobre, por lo que se consideran 2 trenes (U-88100 y U-88200).

El proceso se compone básicamente de 2 etapas:

- Absorción de los contaminantes de las corrientes de hidrocarburo (a alta presión y baja temperatura).
- Regeneración de amina (a baja presión y alta temperatura, también llamada URA).

La amina diluida en agua circula por ambas etapas creando un circuito cerrado, donde ésta se reutiliza una y otra vez (con una pérdida mínima). Cuando la amina ha absorbido H₂S y/o CO₂ se le llama amina rica y cuando se ha regenerado se le llama amina pobre.

El tipo de amina utilizada está en función de la cantidad y del tipo de contaminantes a retirar de los hidrocarburos.

Hay muchos tipos de aminas que se pueden usar para tratar el gas, tales como:

- Monoetanolamina - MEA.
- Diglicolamina – Econoamina (DGA).



- Dietanolamina – DEA.
- Diisopropilamina – DIPA.
- Metildietanolamina – MDEA.
- Trietanolamina – TEA.

Las corrientes de carga a estos tratamientos son las siguientes:

- Gas combustible amargo y/o
- Gas Licuado de Petróleo amargo

Los productos son:

- Gas combustible dulce a la red y/o
- Gas LP a tratamiento cáustico.

Las secciones de la planta son las siguientes:

Lado hidrocarburo:

- Separación de posibles líquidos arrastrados en la corriente de gas combustible.
- Contacto del gas combustible y/o gas LP a contracorriente con una solución de amina pobre.
- Separación de posible amina arrastrada con el gas combustible.
- Tanque separador de fases líquidas (gas LP – solución de amina).

Lado amina:

- Bombeo de amina pobre a alta presión y enfriamiento de ésta.
- Pre-filtrado, clarificación y post-filtrado de amina pobre.
- Absorción de H_2S y/o CO_2 en las torres contactoras gas-líquido y líquido-líquido.
- Tanque separador de fases líquidas (gas LP – solución de amina).
- Abatimiento de presión e intercambio de calor con amina pobre regenerada.
- Destilación y agotamiento de la amina rica en la torre regeneradora.
- Salida de H_2S y/o CO_2 por el domo de la regeneradora.



- Enfriamiento de la amina pobre en cambiador carga efluente de la torre regeneradora.

12. U-88000. Plantas de Regeneración de Amina con CO₂ (U-88300 / U-88400) (URA).

Las Plantas de Regeneración de Amina serán 4 trenes de tecnología abierta, diseñados con una capacidad de 415 m³/h. Las plantas endulzadoras o secciones de amina, se basan en sustancias denominadas alcohól-aminas para retirar el ácido sulfhídrico (H₂S) y/o el bióxido de carbono (CO₂) de los hidrocarburos ligeros.

La Planta de Regeneración de Amina propuesta será diseñada para tratar dos corrientes diferentes de amina producidas en diferentes plantas de la refinería, una de las corrientes consiste en amina rica con contenido de CO₂ producida en las Plantas de Desintegración Catalítica Fluidizada y de Coquización Retardada. Esta corriente de amina será procesada en un sistema o sección diferente en la URA para evitar contaminar el inventario de amina utilizado en las Plantas Hidrotratadoras. La amina utilizada para tratar las corrientes antes mencionadas es una solución acuosa de MDEA al 45 por ciento peso.

El sistema regenerará la amina rica con contenido de CO₂ y proveerá de amina pobre a los absorbedores de amina de las Plantas Desintegración Catalítica Fluidizada y de Coquización Retardada. El requerimiento de carga es para procesar amina pobre, por lo que se consideran 2 trenes (U-88300 y U-88400).

El proceso se compone básicamente de 2 etapas:

- Absorción de los contaminantes de las corrientes de hidrocarburo (a alta presión y baja temperatura).
- Regeneración de amina (a baja presión y alta temperatura, también llamada URA).

La amina diluida en agua circula por ambas etapas creando un circuito cerrado, donde ésta se reutiliza una y otra vez (con una pérdida mínima). Cuando la amina ha absorbido H₂S y/o CO₂ se le llama amina rica y cuando se ha regenerado se le llama amina pobre.

El tipo de amina utilizada está en función de la cantidad y del tipo de contaminantes a retirar de los hidrocarburos.

Hay muchos tipos de aminas que se pueden usar para tratar el gas, tales como:

- Monoetanolamina - MEA.
- Diglicolamina – Econoamina (DGA).



- Dietanolamina – DEA.
- Diisopropilamina – DIPA.
- Metildietanolamina – MDEA.
- Trietanolamina – TEA.

Las corrientes de carga a estos tratamientos son las siguientes:

- Gas combustible amargo y/o
- Gas Licuado de Petróleo amargo

Los productos son:

- Gas combustible dulce a la red y/o
- Gas LP a tratamiento cáustico.

Las secciones de la planta son las siguientes:

Lado hidrocarburo:

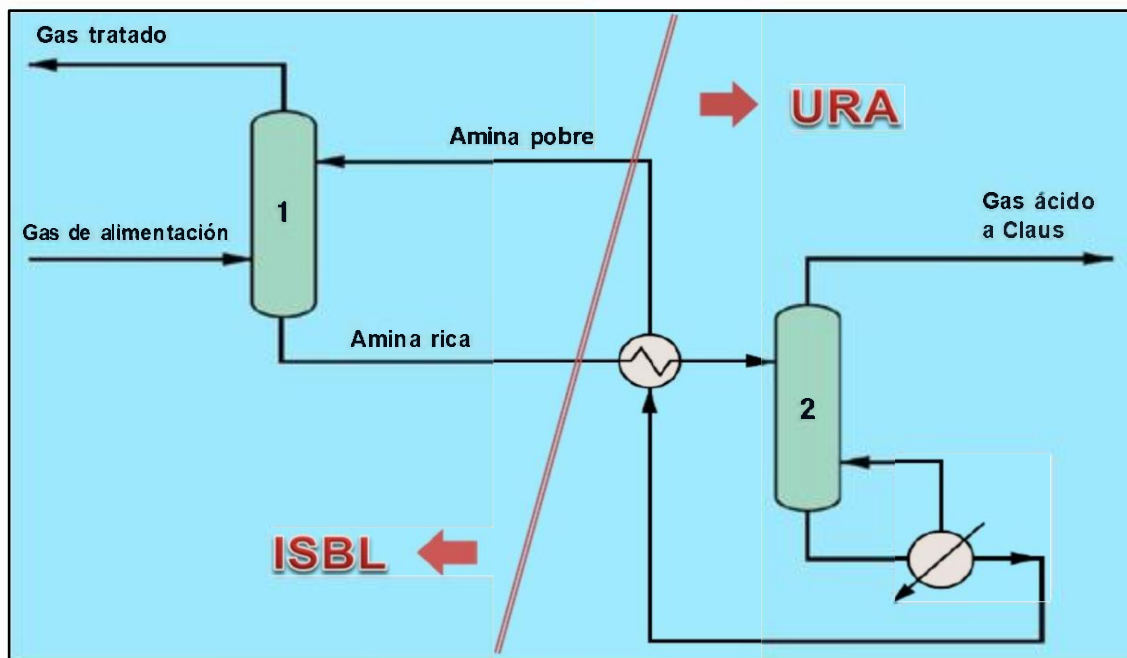
- Separación de posibles líquidos arrastrados en la corriente de gas combustible.
- Contacto del gas combustible y/o gas LP a contracorriente con una solución de amina pobre.
- Separación de posible amina arrastrada con el gas combustible.
- Tanque separador de fases líquidas (gas LP – solución de amina).

Lado amina:

- Bombeo de amina pobre a alta presión y enfriamiento de ésta.
- Pre-filtrado, clarificación y post-filtrado de amina pobre.
- Absorción de H_2S y/o CO_2 en las torres contactoras gas-líquido y líquido-líquido.
- Tanque separador de fases líquidas (gas LP – solución de amina).
- Abatimiento de presión e intercambio de calor con amina pobre regenerada.
- Destilación y agotamiento de la amina rica en la torre regeneradora.
- Salida de H_2S y/o CO_2 por el domo de la regeneradora.

- Enfriamiento de la amina pobre en cambiador carga efluente de la torre regeneradora.

Figura I. 27 Plantas de Regeneración de Amina (URA)



13. U-23000. Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4).

La Planta Isomerizadora de Butanos propuesta para el proyecto estará diseñada para procesar 8.9 Mbd, y es un proceso para preparar isobutano a través de la isomerización de parafinas de butano normal (nC_4).

Esta planta será diseñada para procesar butanos y producir Isobutanos de carga a la Planta de Alquilación. El proceso consiste en la isomerización catalítica en presencia de hidrógeno, de una corriente de mezcla de butanos sobre un catalizador promovido por cloruro de alta actividad, llegando lo más cerca del punto de equilibrio n-butano/isobutano, seguido por etapas de estabilización y fraccionamiento de los efluentes del reactor para obtener un isobutano de alta pureza (93% vol) para carga a la Planta de Alquilación.

En las refinerías que no cuentan con esta planta, se debe traer el isobutano de importación.

El n-butano que no es convertido se separa y se recircula de nuevo a la sección de reacción. Si es necesario, una porción de $n-C_4$ es extraído de la unidad como subproducto neto.

Las materias primas a esta planta son: butano normal que proviene de la Planta de



Tratamiento y Recuperación de Gases (gas saturado) y de la Planta de Alquilación, así como, hidrógeno de baja pureza que provendrá de la Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos.

Los productos y subproductos son: Isobutano, n-butano y C_{5+} .

Las secciones de la planta son las siguientes:

- Deisobutanizadora.
- Sección de secado de butano e hidrógeno (incluyendo infraestructura para regeneración), mezclado de corrientes.
- Sección de reacción: Inyección de cloruro de alta actividad, precalentamiento y calentamiento de la mezcla de reacción, paso por el primer reactor, enfriamiento del efluente con la carga y entrada al segundo reactor.
- Enfriamiento y envío de isobutano a estabilización.
- Lavado cáustico de gases del domo de la estabilizadora.
- Absorción de cloro de la mezcla de isobutano/butano y envío a deisobutanizadora.

Las corrientes de butanos de alimentación provienen, una de un corte lateral de la torre deisobutanizadora rica en n-butano, esta mezcla se envía a los secadores de carga para remover toda el agua y posteriormente a las guardas para remover los compuestos de azufre.

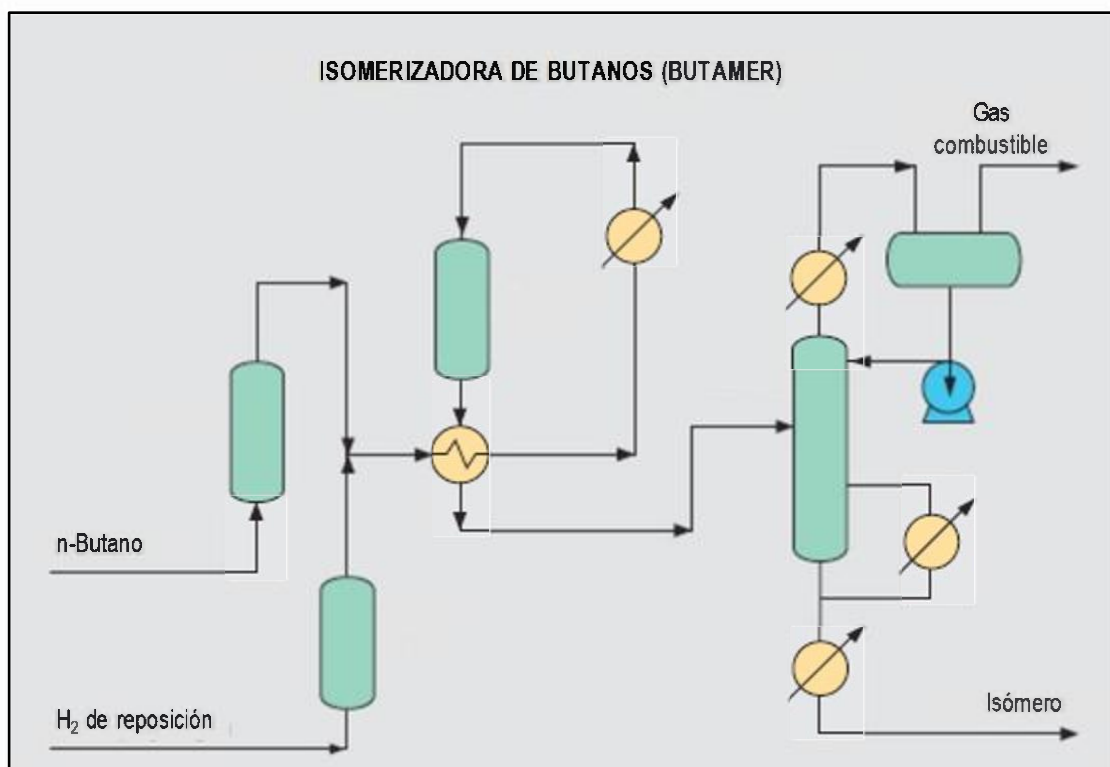
La sección de reacción está constituida por dos reactores idénticos en serie en donde se llevan a cabo las reacciones de isomerización. El efluente del sistema de reacción, después de intercambiar calor con la carga, se envía directamente a la columna estabilizadora.

En la columna estabilizadora se remueven el hidrógeno, cloruros y fracciones ligeras del efluente del reactor. Por el domo de la columna se obtiene una corriente de gas amargo que se envía a la sección de lavado cáustico para neutralizar el HCl presente en la corriente por la descomposición del agente clorante adicionado en la sección de reacción. En la columna de lavado cáustico se remueve el HCl contenido en el gas amargo antes de ser enviado a la red de gas combustible. La corriente de fondos se alimenta junto con la corriente de la Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases y la Planta de Alquilación a la columna deisobutanizadora donde el isobutano se recupera por el domo, mientras que por el fondo se obtiene una mezcla de C_{5+} que se envía al pool de gasolinas a almacenamiento.

Se alcanzará un rendimiento volumétrico mínimo del 99% a Isomerizado en relación con la mezcla de butanos de carga, considerando que el hidrógeno de reposición será de alta pureza.

La planta tendrá una capacidad mínima de operación del 45% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 30 días para mantenimiento.

Figura I. 28 Planta Isomerizadora de Butanos (IC-4)



14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY).

La Planta de Alquilación estará diseñada para procesar 20 Mbd, la alquilación es un proceso que genera un producto en el rango de ebullición de la gasolina, llamado alquilado. En este proceso, los hidrocarburos que son demasiado ligeros y muy volátiles para usarse como aditivos en la gasolina son químicamente combinados o unidos para generar el alquilado.

La Planta de Alquilación será diseñada para producir alquilado producto con un RVP = 6.0 psi a máximo y un RONC = 95 mínimo.

Este proceso está basado en la alquilación de butilenos contenidos en la mezcla de carga de butanos-butilenos e isobutano en presencia de ácido fluorhídrico, seguida por una separación y un acondicionamiento de los productos obtenidos.



Este proceso maximiza el rendimiento de alquilenos, obteniéndose una gasolina de alto octano libre de olefinas y compuestos aromáticos.

El catalizador utilizado es ácido fluorhídrico (altamente tóxico y reactivo). Los sistemas de seguridad, gas y fuego, contra incendio y aspersión, así como equipos de protección personal son mucho más sofisticados en estas plantas.

La metalurgia de las plantas de alquilación es acero al carbón, el secreto de evitar la corrosión en líneas y equipos es mantener al mínimo la humedad en las corrientes de la planta (pureza del HF mínima de 90%).

Las materias primas para esta planta son: Olefinas de provenientes de la planta FCC y de la Planta de Coquización Retardada (también conocido como butano – butileno o butano refinado), isobutano e hidrógeno de alta pureza.

Los productos de estas plantas son: Propano, butano, alquilado y aceite soluble en ácido (ASA).

Las secciones de la planta son las siguientes:

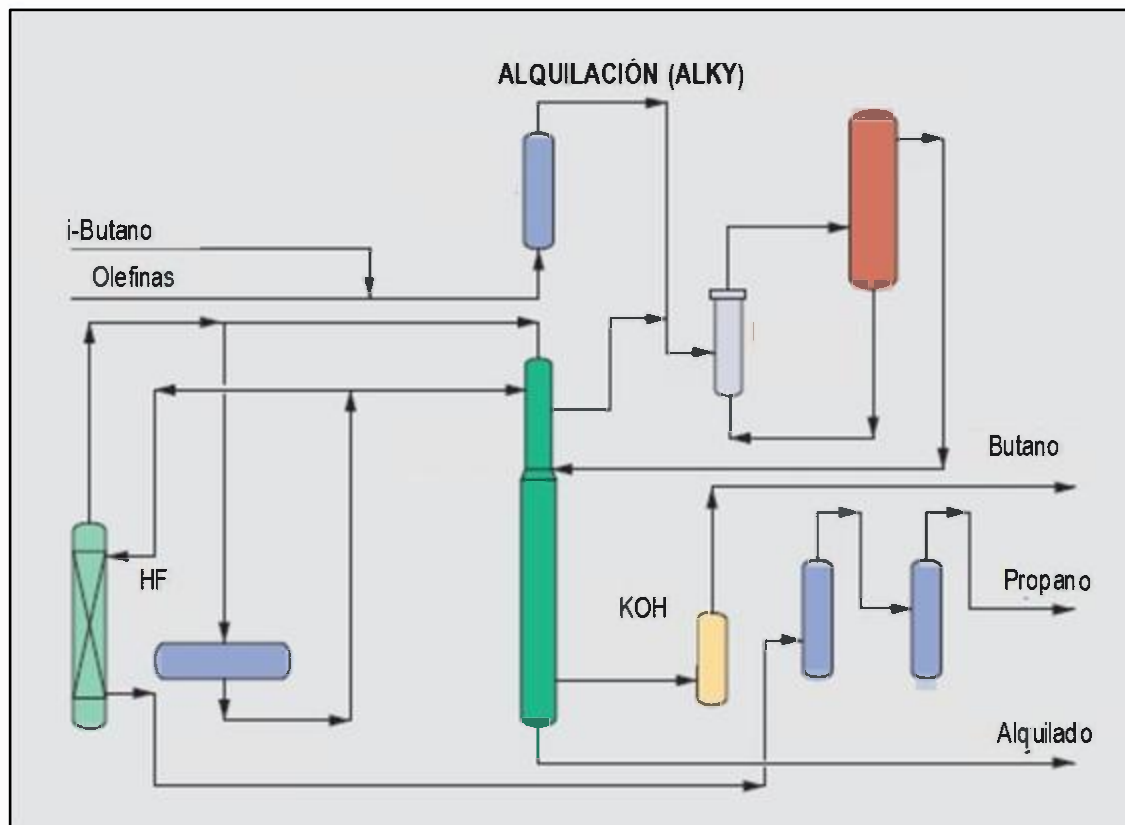
- Isomerización de las olefinas para maximizar la concentración de 2-buteno.
- Secado en 2 etapas en serie: Olefinas separadas, se incorpora la corriente de isobutano y se pasan por otra etapa de secado.
- Reacción de las olefinas e isobutano con el HF: Enfriador de ácido, tubo reactor, asentador de ácido.
- Fraccionamiento de productos: Extracción y agotamiento de propano del domo, extracción de isobutano y envío como recirculación hacia la secc. de reacción, extracción y rectificación de butano y agotamiento y salida de alquilado por el fondo de la torre.
- Defluorinación de propano y butano.
- Neutralización del HF en el propano, butano y asas producto.
- Regeneración de HF.
- Neutralización de gases de desfogue y de agua residuales.

Las reacciones catalíticas principales que se llevan a cabo en este proceso son:

- Reducción de diolefinas e isomerización de buteno -1 en buteno -2
- Alquilación del ácido fluorhídrico de la mezcla de butilenos con isobutano en presencia de ácido fluorhídrico.

La planta tendrá una capacidad mínima de operación del 45% y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 30 días para mantenimiento.

Figura I. 29 Planta de Alquilación (ALKY)





15. U-30000. Planta de Coquización Retardada (PCR).

La Planta de Coquización Retardada estará diseñada para procesar 130 Mbd de una mezcla de alimentación de residuo de vacío de la Planta de Destilación Combinada y residuo catalítico de la Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada.

El proceso de coquización retardada (en inglés DCU) fue desarrollado para minimizar en las refinerías la producción de aceites residuales tales como residuos de vacío, gasóleos aromáticos y alquitranes térmicos.

A medida que se ha evolucionado en el diseño de equipo, se ha logrado elevar la temperatura de las cargas por encima de los puntos de craqueo, sin formación significativa de coque en ellos. Esto requiere altas velocidades (mínimo tiempo de residencia) en los calentadores para que el efluente sea enviado rápidamente a un tanque de balance aislado (tambor de coque) en el cual se mantendrá el tiempo suficiente para que se lleve a cabo el coquizado, sucediendo éste antes de continuar el proceso hacia la fraccionadora, de ahí el nombre de “coquizado retardado”. La elevada velocidad en los serpentines se logra inyectando vapor de alta a cada celda.

Los tambores de coque se instalan por pares y trabajan en forma alternada. El coque sólido se va acumulando en uno de los tambores, mientras que al otro se le realiza vaporizado, enfriado, purgado, extracción del coque formado, limpieza mecánica, purgado de aire, precalentado y se deja disponible para entrar en operación cuando el primero se llene de coque.

Una mezcla de dimetil-polisiloxano (polímero de silicio) se inyecta en la parte superior de los tambores de coque que están en la parte final del llenado con coque para evitar espumamiento.

Los productos y subproductos son: Gas combustible, Propano – propileno, Butano – butileno, Naftas, Gasóleo ligero de coquer (LCGO), Gasóleo pesado de coquer (HCGO), Coque (grado combustible).

Esta planta es alimentada principalmente con el residuo de vacío producto de la Planta de Destilación Combinada, así como con aceite decantado subproducto de la Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada; La carga será procesada para obtener productos de mayor valor agregado como gas, propano-propileno, butano-butileno, gasolina, diésel, gasóleo pesado y coque por medio de un rompimiento térmico.

La Planta de Coquización Retardada tendrá una capacidad de procesamiento de 130 Mbd y contará con una sección de calentamiento en horno a fuego directo, tambores de coquización retardada, fraccionamiento de cortes principales, equipo



de corte de coque sólido, manejo de coque, sistema de recuperación “blow down” y la planta de gas que contiene recuperación de líquidos (naftas de coque), tratamiento con aminas y sección de tratamiento cáustico de la corriente de LPG, y separación de propano-propileno de la corriente de butano-butilenos.

La carga es alimentada directamente a los fondos de la fraccionadora donde se combina con residuo recirculado y es bombeada al horno de coque de la Planta de Coquización Retardada. La mezcla es calentada hasta una temperatura de coquización cercana a 500°C, causando vaporización parcial y una desintegración intermedia de las moléculas para permitir que la reacción ocurra un poco más tarde en los tambores de coquización. La mezcla vapor/líquido entra al tambor de coque donde los precursores de la formación de coque sólido terminan de fomentar la formación de coque sólido, usualmente con presencia de asfaltenos.

Se inyecta vapor de alta presión en diferentes puntos en los serpentines del calentador para aumentar la velocidad a través de los tubos y, por tanto, minimizar los depósitos de coque en los tubos del horno.

El efluente del horno fluye de manera alternada a cada uno de los tambores de coque, donde, bajo las condiciones de tiempo, temperatura y presión apropiadas, el líquido en el tambor se desintegra produciendo coque, gases, y otros líquidos ligeros, el coque producido se deposita inicialmente en las paredes del recipiente. Los tambores de coque trabajan en ciclos bien definidos, cada ciclo se compone de una etapa de inyección de vapor para arrastrar todos los líquidos y gases producto de la descomposición hacia la columna fraccionadora, seguida de una etapa de enfriamiento, etapa de corte del carbón remanente con agua a presión y vuelta a calentamiento para recibir la carga siguiente proveniente de los hornos, completando así un ciclo de operación.

El fraccionador produce nafta y gases por su domo y los cortes intermedios de gasóleo ligero y gasóleo pesado de coquizado. Los aceites y el diésel son enviados a los procesos de hidrodeshulfurización corriente abajo de la Planta de Coquización Retardada, mientras que las naftas y los gases obtenidos son separados. Los gases son sometidos a una absorción con aceite esponja para recuperar todos los líquidos como la gasolina que todavía llevan en equilibrio, posteriormente son tratados en un contactor con amina y ya endulzados son enviados a límite de baterías.

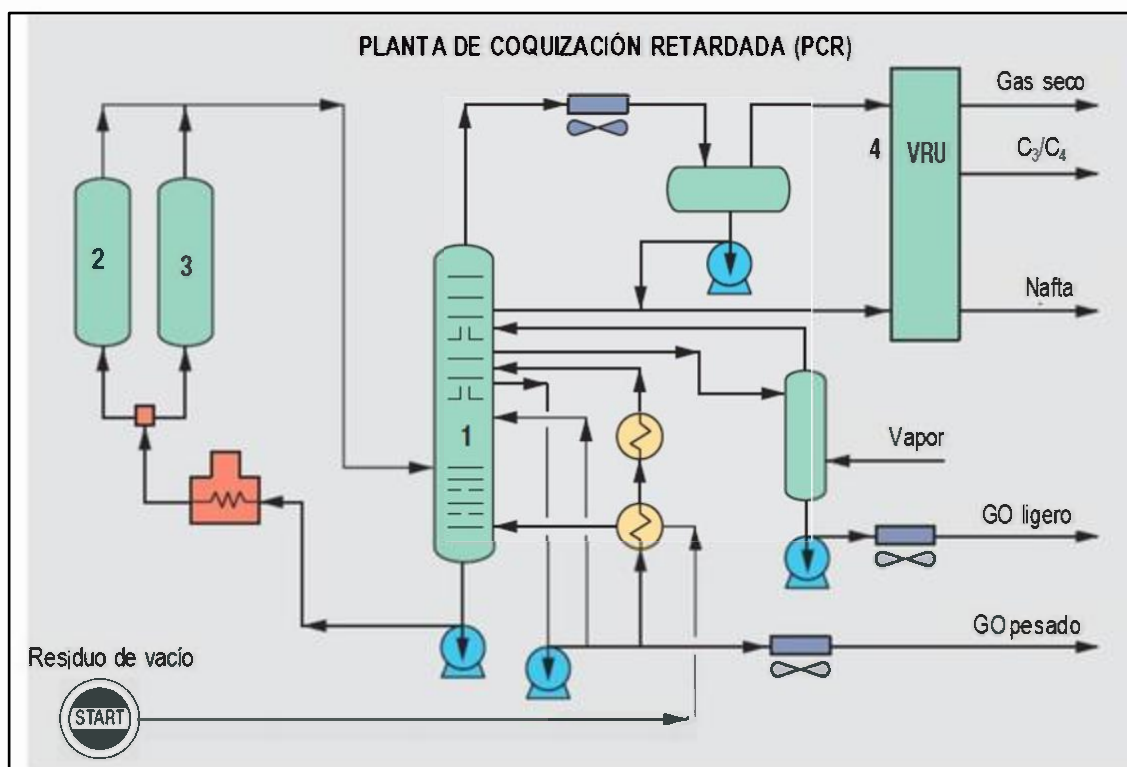
Las naftas se transfieren a una torre debutanizadora, donde las naftas estabilizadas son obtenidas por el fondo de la torre, se enfrían y se mandan fuera de límite de baterías ya sea a las Plantas Hidrotratadoras de Naftas, de coque o a almacenamiento.

Los domos de la torre debutanizadora son enviados a un contactor con amina

para absorber el H_2S , posteriormente ya endulzados terminan su tratamiento en un proceso caustico tipo mercox; esta corriente endulzada que es principalmente C_3 's / C_4 's es LPG endulzado que se envía al fraccionador obteniendo propano-propileno, PP's, por el domo y por el fondo butano-butileno, BB's. Ambas corrientes son enviadas por separado a límite de baterías, los PP's a la separación en propano / propileno y los BB's a la Planta de Alquilación.

La planta tendrá una capacidad mínima de operación del 60%, 18 horas de ciclo de coquizado y flexibilidad para operar en forma continua durante cuatro años con un periodo final de 40 días para mantenimiento.

Figura I. 30 Planta de Coquización Retardada (PCR)





16. U-79000. Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).

La Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases propuesta para el proyecto, tiene como función recuperar hidrocarburos licuables (propano, butano y naftas) contenidos en una corriente global de gas residual y otras de hidrocarburos líquidos, mediante compresión, absorción, debutanizado, depropanizado y tratamiento.

La carga de gas de alimentación a la Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases que proviene de las Plantas de Hidrotratamiento de Naftas, Hidrotratamiento de Diésel e Hidrotratamiento de Gasóleos, así como de la Planta de Destilación Combinada y de Regeneración de Aminas, se comprime y se mezcla con carga de alimentación líquida que proviene de las Plantas de Hidrotratamiento de Naftas e Hidrotratamiento de Gasóleos.

La mezcla de alimentación es enviada a un absorbedor para absorción de C^{3+} , mediante el uso de nafta reciclada de la debutanizadora y nafta ligera de la Planta de Destilación Combinada, que se utilizan como medio de absorción. El gas producto es tratado con amina para remoción del H_2S y posteriormente es enviado al sistema de gas combustible.

La corriente líquida (C^{3+}) producto de la absorción es enviada a remoción de etanos para posteriormente ser carga a la columna debutanizadora, donde se recuperará nafta de fondos de la torre y LPG del domo. El LPG es enviado a tratamiento caustico y con amina para remoción de gases ácidos y mercaptanos para posteriormente ser carga de alimentación a la columna depropanizadora, donde el propano y el butano serán separados.

El diseño considera una sección de recuperación y 2 trenes para tratamiento con Amina.

17. U-73000 (PH21/PH22). Planta Productora de Hidrógeno (PH).

La Planta Productora de Hidrógeno o de Reformación Catalítica de Hidrógeno propuesta para el proyecto será alimentada por gas natural, y serán diseñados 2 trenes con una capacidad de 120 MMSCFD.

Esta planta se justifica en la refinería, debido a que bastantes procesos dentro de éstas requieren hidrógeno de alta pureza para operar: Hidrotratadoras de Diésel, Hidrotratadoras de Gasóleos y residuales, así como la Planta de Alquilación. Los catalizadores de reformación son muy duraderos (entre 8 y 10 años), las mallas moleculares de la PSA presentan largas corridas operacionales y la experiencia que



ya tiene Pemex en la operación de dichas plantas.

La generación de hidrógeno tendrá una capacidad total de diseño de 240 MMPCSD (millones de pies cúbicos estándar por día), que se generará mediante 2 trenes idénticos de producción, cada uno con capacidad de diseño de 120 MMPCSD. El hidrógeno generado tendrá una pureza mínima de 99.9% vol con un contenido máximo de CO+CO₂ de 1 ppm (vol).

El hidrógeno es fundamental para llevar a cabo los procesos de hidrotratamiento de gasolinas, diésel, gasóleos y la operación de Butamer (ISOC₄).

Las materias primas a esta planta son:

- Metano
- Vapor de agua

Los productos y subproductos son: hidrógeno de alta pureza, gas combustible y vapor – condensado.

Las secciones de la planta son las siguientes:

- Precalentamiento del hidrocarburo (gas natural,).
- Sección de desulfuración de carga y/o saturación de olefinas.
- Absorción de H₂S en una cama de óxido de zinc.
- Mezclado del hidrocarburo con vapor para formar el gas de síntesis.
- Pre-reformado (paso opcional que depende del tipo de carga).
- Reformado de hidrógeno en un calentador a fuego directo.
- Conversión de CO a CO₂.
- Enfriamiento y separación de líquidos del hidrógeno.
- Purificación y compresión del gas hidrógeno (hasta 99.5-99.9% de pureza) en una PSA.
- Recirculación del gas de cola al cabezal de gas combustible al horno.

El diseño propuesto considera procesar gas natural a través de un horno reformador, donde el vapor de agua reacciona con el gas natural cargado. El proceso tipo "Reformador de vapor con Metano (SMR)", produce principalmente hidrógeno, CO, CO₂, seguido de un proceso de mutación o conversión posterior del

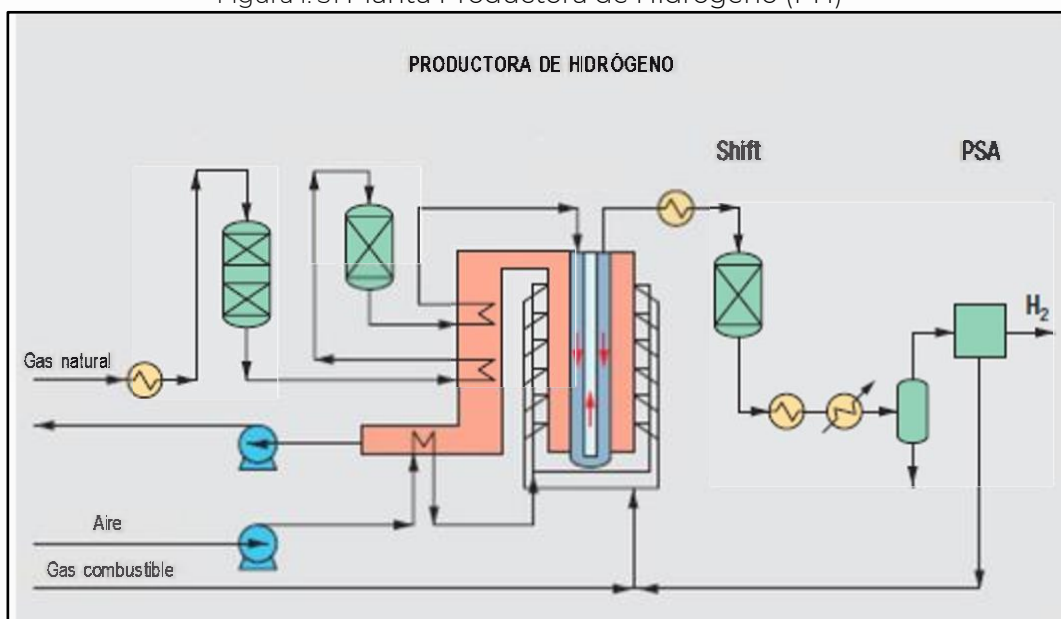
CO para complementar la producción de hidrógeno, reduciendo simultáneamente el requerimiento de gas de carga y la concentración residual de CO.

A la salida del reactor de mutación hay enfriamiento y una etapa de separación de purificación final por medio de un sistema de adsorción oscilante tipo “Pressure Swing Adsorption” con mallas moleculares, conocido como PSA.

El calor de los gases de combustión es aprovechado en recuperadores de calor que generan vapor de media presión excedente y que es enviado para su consumo fuera de límite de batería.

Dentro del proceso hay un agotador que elimina incondensables del agua condensada para incorporarlo nuevamente al reformador.

Figura I. 31 Planta Productora de Hidrogeno (PH)





Infraestructura de Servicios.

18. U-01000. Planta de Cogeneración.

El proyecto considera una Planta de Cogeneración para producir y suministrar energía eléctrica y vapor requerida para la operación de la refinería.

La configuración del sistema de cogeneración será 4X1 (cuatro turbinas de combustión cada una con su propio sistema de recuperación de calor y generación de vapor y una turbina de vapor común).

Por lo tanto, la Planta de Cogeneración consistirá de 4 turbinas de combustión con sistema de control de emisiones de bajo NO_x , cuatro sistemas de recuperación de calor y generación de vapor y una turbina de vapor que utilizará una porción del vapor de alta presión para producción adicional de energía eléctrica.

El sistema incluye un sistema de compresión de gas natural para elevar la presión de gas a la requerida en la operación de las turbinas de combustión.

Las producciones de la Planta de Cogeneración serán de energía eléctrica, vapor de alta, media y baja presión.

Se incluirá una interconexión de enlace a Comisión federal de Electricidad (CFE) para suministro en caso de emergencia o para completar suministro de energía durante paros programados por mantenimiento de turbinas.

19. U-02000. Planta de Suministro de Agua.

El agua cruda será bombeada desde el lugar de suministro (fuera de límite de baterías) a tanques de almacenamiento atmosférico localizados dentro de la refinería; Se incluye un paquete de inyección de hipoclorito de sodio como desinfectante en el cabezal de llegada a tanques. El agua será bombeada de los tanques de almacenamiento hacia la planta de pretratamiento de agua.

El consumo de agua cruda será el requerido para reposición de torres de enfriamiento, desmineralización, agua de servicios, potable, contra incendio y de irrigación.



20. U-03000. Planta de Pretratamiento de Agua.

El agua pretratada es utilizada para producción de agua desmineralizada y reposición de agua a torres de enfriamiento, principalmente. Adicionalmente se utiliza como agua de servicios, potable, reposición de agua de contra incendio y de irrigación.

El agua clorada que se recibe de los tanques de almacenamiento localizados en el sistema de suministro de agua pasa a través de filtros de arena antes de ser bombeado para su uso como agua de servicios y como alimentación a la planta potabilizadora. El agua desinfectada y filtrada pasará por un proceso de “suavizado” para remover la dureza del agua generada por la presencia de calcio, magnesio y sílice. Este proceso de suavizado también reduce la alcalinidad y consecuentemente, los sólidos disueltos totales. El agua suavizada pasará posteriormente a través de filtros de arena y adición de ácido sulfúrico para ajustar el pH, para posteriormente ser enviada a tanques de almacenamiento desde los cuales se envía a la planta de desmineralización, a reposición de torres de enfriamiento, reposición de agua contra incendio e irrigación.

21. U-04000. Planta Desmineralizadora de Agua (agua de alimentación a calderas).

El agua desmineralizada o agua demi, es agua a la que se le han eliminado los minerales y la sílice. Los iones minerales como cationes de sodio, calcio, fierro, cobre, etc. y aniones como cloruros, sulfatos y nitratos se encuentran comúnmente presentes en el agua. La desmineralización es un proceso físico que utiliza resinas de intercambio iónico para remoción de sales minerales en agua, que posteriormente puede utilizarse como agua de alimentación a calderas.

El agua que se genera en el proceso de pretratamiento es enviada a la planta de desmineralización para la producción de agua para alimentación a calderas mediante tres etapas de tratamiento. La primera etapa consiste en la remoción de sílice coloidal y otros sólidos suspendidos mediante Ultrafiltración (UF). La segunda etapa consiste en la remoción de iones minerales y otros sólidos disueltos mediante osmosis inversa. Finalmente, la última etapa consiste en la remoción de minerales microscópicos mediante un pulido de intercambio iónico. La mayor cantidad de agua desmineralizada es enviada a deaereación para reposición de los tanques de almacenamiento de agua para calderas (a cogeneración, plantas de proceso y calderas para arranque). El volumen restante se envía al cabezal de distribución para suministrar agua desmineralizada a plantas de proceso.



22. U-00500. Suministro de gas combustible y gas natural.

El objetivo del suministro de gas combustible es coleccionar las corrientes de gas dulce generado en las plantas de proceso de la refinería para posteriormente suministrarlo como gas combustible a una composición uniforme a los mismos consumidores dentro de la refinería.

El suministro de gas combustible consta del cabezal de colección, tanque de gas combustible, vaporizador de LPG, Pot de condensados de baja presión, bomba de condensados de baja presión y cabezal de suministro de gas combustible.

El objetivo del sistema de suministro de gas natural es el de importar gas natural desde el ducto de suministro fuera de la refinería y distribuir gas natural de alta presión a los consumidores dentro de la refinería. Una porción del gas natural de alta presión se adecua a baja presión, para también ser suministrado a consumidores de gas natural de baja presión dentro de la refinería.

El sistema de suministro gas natural consiste en una estación de medición y regulación, así como cabezales de suministro en alta y baja presión.

23. U-95000. Mezclado en línea de gasolina.

El sistema de mezclado en línea es la adición simultánea de varias corrientes en un cabezal común. La relación de adición es determinada por las características y límites de componentes de la gasolina a producir, conforme a la normatividad aplicable. Las propiedades de la mezcla serán cuantificadas utilizando analizadores en línea para el monitoreo de componentes y producto final.

El sistema de mezclado de la Refinería Dos Bocas utilizará un sistema de “mezclado batch en línea”. Los diferentes componentes para utilizar en la preparación de la gasolina son primero almacenados en tanques de almacenamiento intermedio, antes de ser bombeados al cabezal de mezclado para la producción de gasolina conforme a la especificación determinada.

24. U-90000 Casas de bombas.

Los sistemas de bombeo y respectivas casas de bombas considerarán carga a plantas, salida de productos a puerto, TAR y manejo de gas licuado.



25. Tanques de Almacenamiento.

La capacidad de las instalaciones de almacenamiento y bombeo de productos considera los siguientes tiempos de residencia: 7 días para crudo, 4 días para productos para mezclado, 3 días para productos intermedios y 5 para productos terminados.

26. Trampas de diablo de envío/recibo y patines de medición y regulación.

Las materias primas y productos líquidos y gaseosos transportados mediante ductos contarán con trampas de diablos, así como con patines de medición de tipo transferencia custodia para la cuantificación y facturación correspondiente.

27. U-80000. Desfogues.

El sistema de desfogue propuesto para la refinería se puede dividir en quemador de hidrocarburos y quemador para gases ácidos.

El objetivo del sistema de desfogue de hidrocarburos es coleccionar los venteos y relevos de baja y alta presión de las instalaciones de la refinería para su disposición directa vía combustión en quemadores elevados. El sistema de desfogue de hidrocarburos incluye quemador de alta presión, quemador de baja presión, quemador para Planta de Coquización Retardada y quemador para alquilación.

El objetivo del sistema de desfogue de gas ácido es coleccionar los venteos y relevos de gas ácido que se producen en las Plantas de Recuperación de Azufre, Regeneración de Aminas y Tratamiento de Aguas Amargas, para posteriormente disponerlos de forma segura mediante combustión directa en un quemador elevado.

28. U-0100. Contra incendio.

El sistema de protección contra incendio propuesto para la Refinería Dos Bocas, consiste del empleo de diversos sistemas tales como sistema de almacenamiento y bombeo y su correspondiente red de distribución de agua contra incendio por toda el área de la refinería para garantizar el suministro de agua para cada sistema, planta o instalación que lo requiera, cubriendo los requerimientos que demande el riesgo mayor de toda el área de la Refinería Dos Bocas, mediante el uso de hidrantes monitores, extintores, sistemas de aspersión, sistemas de supresión,



sistemas de espuma, así como sistemas de detección y alarmas distribuidos por todas las áreas de proceso, almacenamiento, casas de bombas y edificios. El diseño detallado de la red de contra incendio se realizará durante la ingeniería básica extendida e ingeniería de detalle.

29. U-00600. Aire de instrumentos y plantas.

Dentro de las necesidades de servicios auxiliares que requieren las plantas propuestas para la Refinería Dos Bocas, está la necesidad de contar con un suministro confiable de aire comprimido, que cumpla con una temperatura de rocío que le de las características de aire seco adecuado para usarse principalmente en los posicionadores de las válvulas de control y en algunos enclaustramientos de equipo electrónico. Adicionalmente la refinería requerirá el servicio de aire de planta que servirá principalmente para mover herramienta neumática y llevar a cabo operaciones de mantenimiento en las instalaciones.

Las instalaciones tienen por objeto comprimir, almacenar, separar humedad, secar, filtrar y distribuir los servicios de aire de instrumentos y aire de planta en la refinería.

El alcance incluye los requerimientos siguientes para tener un suministro de aire con la calidad requerida:

- Asegurar los límites máximos del contenido de humedad en el aire de instrumentos y de planta.
- Asegurar los límites máximos del tamaño de las partículas sólidas que puedan arrastrarse y el contenido de aceite.
- Cumplir los niveles de presión de suministro, operación y los rangos aceptables de operación para las válvulas y dispositivos neumáticos.
- Cumplir los requerimientos de aire de instrumentos y de planta.

30. U-00200. Torres de agua de enfriamiento.

Las torres de enfriamiento propuestas para el proyecto estarán divididas para dar servicio a diferentes plantas con la intención de evitar un sistema de enfriamiento centralizado y grandes cabezales de suministro y retorno. Durante la ingeniería básica extendida y de detalle, con base a la información proporcionada por los tecnólogos y proveedores, se desarrollarán los balances de agua de enfriamiento finales para definir la capacidad de las torres de enfriamiento, los requerimientos



de servicios auxiliares y los requerimientos de químicos para el tratamiento integral de las torres de enfriamiento, con el objetivo de optimizar al máximo su índice energético.

La distribución de agua de las torres de enfriamiento está basada en la cercanía entre plantas y evitar contaminación, por lo que se cuenta con 4 torres de enfriamiento numeradas como CT-00201, CT-00202, CT-00203 y CT-00204.

La CT-00201 dará servicio a la Planta de Alquilación; debido a que en el proceso de alquilación se llevan a cabo reacciones con ácido fluorhídrico como catalizador, es conveniente que el agua de enfriamiento proveniente de esta planta no se combine con el agua proveniente de otras plantas de proceso.

La CT-00202 dará servicio a la Planta Isomerizadora de Butanos, Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos, Plantas Hidrotratadoras de Naftas, Planta Coquización Retardada, Plantas Hidrotratadoras de Diésel, Planta Reformadora de Naftas, Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada, Planta Productora de Hidrógeno y Planta Tratamiento y Recuperación de Gases.

La CT-00203 dará servicio a la Planta de Destilación Combinada, Plantas Hidrotratadoras de Gasóleos, Planta de Coquización Retardada, Planta de Recuperación de Azufre, Plantas de Regeneración de Aminas y Plantas de Tratamiento de Aguas Amargas.

La CT-00204 dará servicio a la Planta de Cogeneración y Servicios Auxiliares.

Para conservar la calidad del agua de enfriamiento y controlar las afectaciones en las líneas y equipos de intercambio de calor por fenómenos de corrosión, incrustación y ensuciamiento orgánico e inorgánico, se incluirá un sistema de tratamiento químico integral para cada torre de agua de enfriamiento, incluyendo inyección de ácido sulfúrico, inhibidores de corrosión, dispersantes y biocidas. La cantidad de paquetes de químicos deberá ser confirmada con la información final del análisis del agua de repuesto y parámetros de control en la torre de enfriamiento, así como de las recomendaciones del proveedor seleccionado.

31. U-07000. Recuperación y tratamiento de condensados.

La Refinería Dos Bocas requiere del suministro de vapor para muchas de sus operaciones; El sistema global de suministro de vapor propuesto consistirá en 3 niveles de presión: Alta presión (HP), Media presión (MP) y Baja presión (LP). El vapor es utilizado para inyección directa en equipos y corrientes de proceso, como medio de calentamiento, como fluido motriz en turbinas, como traza de



calentamiento para tuberías y recipientes, así como para actividades relacionadas al mantenimiento y operación de las instalaciones.

El vapor requerido durante operación será generado por 3 fuentes: Planta de Cogeneración, Plantas de proceso y calderas para arranque.

El condensado de vapor generado en la refinería es recuperado y tratado para su reuso, con la finalidad de reducir el requerimiento de agua desmineralizada para la producción de vapor. Los dos tipos de condensados que se recuperan son el condensado limpio y el condensado aceitoso.

El condensado limpio es recuperado de la condensación de vapor de turbinas y trampas de vapor en la refinería. El condensado aceitoso es recuperado de intercambiadores de calor o medios de calentamiento (trazas) que tienen la posibilidad de ser contaminados con hidrocarburos debido a fugas o ruptura de tubos.

La práctica común de recuperación y tratamiento de condensados considera tener 2 cabezales separados para asegurar la segregación del condensado limpio del condensado aceitoso.

El condensado aceitoso es tratado en un sistema de pulido, dónde primero se pasará por un filtro de carbón activado para remoción de compuestos orgánicos y después será mezclado con el condensado limpio y tratados en un pulidor de intercambio iónico.

El condensado tratado y el agua desmineralizada de reposición serán calentadas en los deareadores para remoción de oxígeno, dióxido de carbono y otros no condensables para generar el agua de alimentación a calderas, para la producción de vapor de alta y media presión.

32. U-09000. Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica.

El ácido sulfúrico concentrado requerido para la operación de instalaciones de la refinería, será recibido mediante autotankers que lo transportarán a las instalaciones internas, para su uso. Los autotankers serán estacionados en varias posiciones de descarga conocidas como descargaderas. El ácido sulfúrico concentrado será descargado mediante bombas y será almacenado en 2 tanques atmosféricos de 3,000 bbl cada uno. Posteriormente el ácido sulfúrico almacenado será distribuido a través de bombas a los tanques de día de los consumidores de ácido sulfúrico concentrado en la refinería; estos consumidores son el sistema de torres de enfriamiento, Planta de Pretratamiento de Agua, Planta



Desmineralizadora de agua, Planta de Recuperación y Tratamiento de Condensado y Planta de Tratamiento de Efluentes.

La sosa cáustica al 50%, será recibida en la refinería mediante autotanques que la transportarán hacia las instalaciones, para su uso. La sosa cáustica será descargada por bombas dedicadas y será diluida al 20% en la misma línea utilizando condensado, para después ser almacenada en tanques atmosféricos. Por eso se tendrán dos tanques, uno en preparación y el segundo ya preparado en operación al 20% en peso, enviando la sosa diluida a los consumidores dentro de la refinería. Estos tanques son de 3,000 bbl de capacidad unitaria y contarán con un mezclador en línea y una bomba de recirculación común.

El contenido de los autotanques se vaciará por medio de bombas centrífugas hacia uno de los tanques, el que esté en turno de recepción. La cantidad de condensado o agua desionizada requerida para diluir la sosa cáustica hasta un 20% en todo el tanque, será agregada primero al tanque en turno de recepción. Después, el condensado será recirculado a través del mezclador en línea, por medio de la bomba de recirculación. Una vez la recirculación establecida, se medirá el flujo de sosa cáustica importada controlándola y se adicionará al mezclador en línea.

De esta manera, se controlará el calor de dilución de la mezcla sosa-agua antes de entrar al tanque. Al final de la adición de sosa, se continuará la recirculación por una hora más, al fin de tener una solución homogénea. La medición y confirmación de la dilución se realizará por medio de análisis de laboratorio.

33. U-86000. Tratamiento de Efluentes.

La Refinería Dos Bocas tendrá un sistema de recolección, acondicionamiento y tratamiento de las aguas utilizadas en la misma refinería. En esta planta se tratarán las corrientes acuosas con contaminantes procedentes de:

- Drenaje aceitoso abierto
- Drenaje químico
- Drenaje pluvial contaminado
- Corrientes con Alto Nivel de BOD5
- Efluentes de la desaladora
- Efluentes de la planta de aguas amargas

Estas corrientes serán sometidas a tratamiento, reduciendo sus contaminantes



dentro de los límites permitidos, para evitar que el medio ambiente sufra un impacto negativo a causa de las descargas.

El sistema de tratamiento de efluentes debido a la diferente naturaleza de las alimentaciones de agua que recibirá se compondrá de diversos subsistemas de la siguiente manera:

- Separador de agua / aceite / sólidos
- Neutralización y oxidación de H_2S
- Flotación con aire disuelto (DAF)
- Tratamiento biológico
- Clarificación y filtración
- Tratamiento y disposición de los lodos

Las sosas gastadas también serán incorporadas al sistema de tratamiento de efluentes, debido a que se estima que el flujo de esta corriente será por lotes y con volúmenes bajos, y que estas corrientes se encontraran neutralizadas y sus principales contaminantes oxidados no se considera que la incorporación de este flujo afecte las dimensiones de los equipos, así como el proceso de tratamiento de efluentes.

34. Edificaciones.

El proyecto incluirá la siguiente infraestructura de edificios, los cuales estarán equipados, de acuerdo con el servicio y requerimientos propios del proyecto.

- Central contra incendio.
- Laboratorio de química.
- Incluirá el suministro de los equipos para efectuar las diferentes pruebas de control de los procesos de refinación.
- Servicio Médico (Clínica).
- Centro de Control de Emergencias.
- Centro de Control de Información.
- Centro técnico-administrativo (incluye comedor, biblioteca, auditorio).



- Casas de cambio y oficinas por sector.
- Talleres equipados con máquinas y herramientas para reparación, limpieza y mantenimiento de equipos de proceso (Plantas, Eléctrico, Civil, Instrumentos, Mecánico, Inspección Técnica, Traspotación, Maniobras, Trabajos Generales).
- Almacenes:
 - General Techado.
 - General a Interperie.
 - Temporal de Residuos Peligrosos.
 - Temporal de Residuos Sólidos.
- Partida militar.
- Cuartos de control satelites.
- Subestación de enlace con CFE.
- Subestaciones eléctricas de distribución y principales en áreas de edificios y plantas.
- Centros de entrenamiento y capacitación interna.
- Oficinas del Sindicato.
- Recursos humanos.
- Licitaciones.
- CENDI.
- Cuarto de control centralizado.
- Edificio de telecomunicaciones y central telefonica.
- Casetas y torres de vigilancia.
- Casetas de operadores en plantas y áreas industriales.
- Casetas de medición.
- Cobertizos para bombas, compresores y analizadores.
- Control de acceso personal Pemex.



- Control de acceso a contratistas.
- Gasolinera.
- Residencia de Obra temporal.

Infraestructura Adicional.

- **Sistema de distribución de servicios de telecomunicaciones (voz, datos y video).**

El sistema de telecomunicaciones propuesto proveerá soporte en la administración, operaciones y seguridad de la refinería. El alcance incluye sistemas de radiocomunicación, Intercom industrial y sistemas de acceso, sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV), sistema telefónico, cableado estructurado, fibra óptica, sistema de transmisión de datos (LAN/WAN), sistema de altavoces y música ambiental, sistema de manejo de redes, sistemas de videoconferencia y audiovisuales, sistema de televisión (CATV), control de accesos (ACS), protección de perímetro y detección de intrusos, sistema de sincronización GPS, sistemas de comunicaciones y transmisiones, sistema de alarma sonora, integrador de sistema de seguridad.

La integración requerida entre plantas de procesos, servicios auxiliares y almacenamiento se indican a continuación:

- ✓ Líneas de proceso para la integración interior entre plantas, áreas de almacenamiento y casas de bombas.
- ✓ Líneas de suministro de servicios a plantas de proceso y áreas de almacenamiento.
- ✓ Anillo de hidrógeno entre plantas productoras y consumidoras.
- ✓ Anillos de recolección de aguas amargas y de distribución de aguas desflemadas.
- ✓ Red de aminas.
- ✓ Red de energía eléctrica en la refinería.
- ✓ Drenajes:
 - Pluvial.
 - Aceitoso.



- Aceitoso abierto de escurrimientos.
- Químico.
- Sanitario.
- ✓ Obras de Urbanización (Internas):
 - Vías de acceso para autotanques.
 - Calles.
 - Estacionamientos.
 - Áreas verdes internas.
 - Franja de seguridad ecológica.
 - Barda perimetral.
 - Puentes vehiculares.
- ✓ Espuelas de ferrocarril para recibo de catalizadores y desalojo de coque y azufre.
- ✓ Áreas de carga/descarga de productos.
- ✓ Trampas de diablo y patines de medición.
- Adecuación en la terminal existente para incorporar llenaderas, descargaderas y demás infraestructura que se requiera, para el movimiento de producto final.
 - ✓ Caseta de control y monitoreo con control de acceso y salida (2 niveles).
 - ✓ Sanitarios choferes.
 - ✓ Sistema de medición de transferencia de custodia.
 - ✓ Casa de bombas en área de llenaderas, descargaderas y despacho de gasolinas y diésel.
 - ✓ Islas carga y descarga de autotanques: llenaderas, descargadera y dispensario de gasolinas y diésel.
 - ✓ Subestación eléctrica.
 - ✓ Estacionamiento autos público / de personal.



- ✓ Estacionamiento de auto tanques.
- ✓ Estaciones de bombeo.
- **Integración de áreas de proceso futuras.**

Considerando las tendencias mundiales se tiene considerado prever los espacios para la instalación posterior de equipos, a fin de implantar adecuaciones para cumplimiento de las futuras normatividades en el contenido de benceno en gasolinas, aromáticos en diésel u otras.
- **Integración en áreas existentes.**

Para la integración de la refinería con servicios en áreas existentes que le permitan su operación de forma adecuada, se consideran las siguientes obras de integración:

 - ✓ Suministro de energía eléctrica desde CFE (para casos de emergencia).
 - ✓ Integración con vías de comunicación (carreteras, vías de ferrocarril, servicios, derechos de vía, puentes vehiculares, descargas de aguas residuales).
 - ✓ Integración a terminal marítima (materia prima y salida de productos).
- **Obras fuera de sitio.**

Se consideran las siguientes obras fuera del área de la Refinería Dos Bocas que serán necesarias para lograr la integración del proyecto con los servicios externos, sin embargo, se mencionan únicamente de manera informativa, ya que no son del alcance de este Estudio de Riesgo Ambiental:

 - ✓ Estudios de topografía, geotecnia, batimetría, hidrológicos, meteorológicos, ingeniería de tránsito.
 - ✓ Oleoducto para suministrar crudo a la Refinería Dos Bocas, desde los Tanques de Almacenamiento de la misma Terminal Marítima Dos Bocas, Tabasco.
 - ✓ Gasoducto desde los CPG Cactus / Nuevo Pemex para suministro de hasta 220 MMPCD de Gas Natural.
 - ✓ Bocatoma en el Río González para suministro de agua.
 - ✓ Acueducto de 16 km para el suministro de agua. Debido a las gestiones de autorización de suministro, que se encuentran en proceso, se consideran fuentes alternas como suministro de pozos, salobre o marina.
 - ✓ Planta de tratamiento de aguas municipales.



- ✓ Interconexión y sincronización con la red eléctrica de Comisión Federal de Electricidad (CFE) como suministro de respaldo para casos de emergencia; El suministro principal a la Refinería Dos Bocas, es por medio de plantas de cogeneración que serán construidas dentro de la misma refinería.
- ✓ Interconexión a la red ferroviaria de la zona, en Chontalpa (96 Km) para el suministro de insumos y catalizadores o salida de productos (Coque y Azufre).
- ✓ Muelle para llegada de insumos (MTBE) y salida de productos (gasolina y diésel).
- ✓ Accesos carreteros.
- ✓ Transporte de personal para la obra (campamentos, puntos de embarque).
- ✓ Área para talleres, almacenes y prefabricación de tuberías de contratistas.
- ✓ Desmantelamiento y demoliciones.

Las volúmenes estimados de producción de los diversos productos en las plantas de proceso se indican en la Tabla I.11, así como las sustancias almacenadas y volumen máximo de almacenamiento, se muestran en la Tabla I.12.

Tabla I. 11 Producción estimada de plantas de proceso

Planta de proceso	Producción estimada (mbd)
1 U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC)	• Nafta: 69.88 • Diesel: 79.48 • Gasóleo atmosférico: 8.28 • Gasóleo de vacío: 62.91 • Residuo de vacío: 119.09
2.-U.61000-U-62000 Planta Hidrotatadora de Naftas (HDN)	• LPG: 2.6 • Nafta Ligera: 19.59 • Nafta Pesada: 79.32
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos – Hexanos (PNX)	• Isómero: 18.36
4.-U-71000 Planta Reformadora de Naftas. (REF)	• Reformado: 68.15 • LPG: 64.18
5.-U-51000-U-52000 Planta Hidrotatadora de Diesel (HDDI)	• Diesel Ultra Azufre : 125.49 • Nafta: 8.26
6.- U-41000/U-40000 Planta Hidrotatadora de Gasóleos (HDTGO)	• Gas pesado: 92.18 • Nafta: 1.88 • Diesel: 14.08
7.-U-21000 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC)	• Gasolina Catalítica: 60.91
8.-U-81000 Planta de Recuperación de Azufre. (PARA)	• Azufre: 1128 Toneladas al día



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Planta de proceso	Producción estimada (mbd)
13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)	- Isobutanos: 5.75 - Pentano: 0.21 - Isómeros: 18.38
14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)	- Alquilado: 19.15 - Propano: 0.03 - Butano: 4.09
15.-U-30000, Planta de Coquización Retardada (PCR)	- Propano- propileno: 5.52 - Butano-Butileno: 4.50 - Nafta: 22.74 - Gasóleo ligero: 25.11 - Gasóleo Pesado: 31.89 - Coque: 8.40
16. Unidad 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG)	- Propano: 2.07 - Butano: 1.49 - Isobutano: 1.38
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)	Hidrógeno: 120 Millones de Pies Cúbicos

Tabla I. 12 Capacidad máxima de almacenamiento de sustancias

Sustancias Almacenadas	Volumen máximo de almacenamiento
Crudo	3 000 000 bls
Nafta Amarga de Coquer	300 000 bls
Nafta Amarga Virgen	300 000 bls
Reformado	400 000 bls
Turbosina Amarga	110 000 bls
Nafta Desulfurada	450 000 bls
Gasóleos Amargos Craqueados	1 000 000 bls
Gasoleo Amargo Virgen	400 000 bls
Gasoleos Desulfurados	700 000 bls
Gasolina Catalitica	400 000 bls
MTBE	110 000 bls
Aceite Cíclico Ligero	20 000 bls
Alquilado	110 000 bls
Residuos de Vacio	450 000 bls
Slop Seco	30 000 bls
Slop Humedo	30 000 bls
Gasolina Magna ZMVM	400 000 bls
Gasolina Premium ZMVM	200 000 bls
Gasolina Magna resto del pais	450 000 bls
Gasolina Premium resto del pais	300 000 bls
Diesel Ultra Bajo Azufre	800 000 bls
Slurry FCC	20 000 bls
Diesel Amargo Virgen	400 000 bls
Diesel Amargo Craqueado	400 000 bls



Sustancias Almacenadas	Volumen máximo de almacenamiento
Sosas Gastadas	10 000 bls
Azufre Liquido	110 000 bls
Isobutano	40 000 bls
Butano Butileno de FCC	60 000 bls
Isomeros	120 000 bls
LPG	60 000 bls
Propileno	80 000 bls
Butanos	20 000 bls
Mezcla de Butanos	40 000 bls
Mezcla de propano-propileno de Coquer y FCC	80 000 bls
Butano Butileno de Coquer	80 000 bls
Pentanos Hexanos	100 000 bls
Butano Butileno de FCC	20 000 bls

I.2.1. Hojas de seguridad.

Las sustancias y/o productos manejados en el esquema del sistema de refinación propuesto para la Refinería Dos Bocas son las siguientes:

1. Aceite cíclico ligero.
2. Acido fluorhídrico.
3. Ácido sulfhídrico.
4. Acido sulfúrico.
5. Alkilado ligero.
6. Azufre.
7. Butano.
8. Butileno.
9. Cloro.
10. Coque.
11. Crudo.
12. Diésel desulfurado.
13. Etano.
14. Gas natural.
15. Gasoleo ligero primario.
16. Gasóleo pesado.
17. Gasolina magna resto del país.
18. Gasolina magna zona metropolitana del Valle de México.
19. Gasolina premium resto de país.
20. Gasolina premium zona metropolitana del Valle de México.
21. Hidróxido de sodio.



22. Isobutano.
23. Isopentano.
24. LPG.
25. MTBE.
26. Nafta ligera.
27. Nafta pesada.
28. Nitrogeno.
29. Percloroetileno.
30. Propano.
31. Propileno.
32. Turbosina.

En el **Anexo 5** se localizan las Hojas de Seguridad disponibles de las sustancias y productos.

I.2.2. Almacenamiento.

Los tanques de almacenamiento propuestos para la Refinería Dos Bocas tanto para materias primas, productos intermedios y productos terminados, así como la capacidad total de cada sustancia y el tipo de tanque se indican en la Tabla I.13.



Tabla I. 13 Tanques de Almacenamiento

Sustancias Almacenadas	Cantidad máxima de almacenamiento	Tipo de almacenamiento
Crudo	3 000 000 bls	Techo flotante
Nafta Amarga de Coquer	300 000 bls	Techo fijo con membrana interna
Nafta Amarga Virgen	300 000 bls	Techo flotante
Reformado	400 000 bls	Techo fijo con membrana interna
Turbosina Amarga	110 000 bls	Techo fijo
Nafta Desulfurada	450 000 bls	Techo fijo
Gasóleos Amargos Craqueados	1 000 000 bls	Techo fijo
Gasóleo Amargo Virgen	400 000 bls	Techo fijo
Gasóleos Desulfurados	700 000 bls	Techo fijo
Gasolina Catalitica	400 000 bls	Techo fijo con membrana interna
MTBE	110 000 bls	Techo fijo con membrana interna
Aceite Ciclico Ligero	20 000	Techo fijo
Alkilado	110 000 bls	Techo fijo con membrana interna
Residuos de Vacio	450 000 bls	Techo fijo
Slop Seco	30 000 bls	Techo fijo
Slop Humedo	30 000 bls	Techo fijo con membrana interna
Gasolina Magna ZMVM	400 000 bls	Techo fijo con membrana interna
Gasolina Premium ZMVM	200 000 bls	Techo flotante
Gasolina Magna resto del pais	450 000 bls	Techo flotante
Gasolina Premium resto del pais	300 000 bls	Techo flotante
Diesel Ultra Bajo Azufre	800 000 bls	Techo flotante
Slurry FCC	20 000 bls	Techo fijo
Diesel Amargo Virgen	400 000 bls	Techo fijo
Diesel Amargo Craqueado	400 000 bls	Techo fijo
Sosas Gastadas	10 000 bls	Techo fijo
Azufre Liquido	110 000 bls	--



Sustancias Almacenadas	Cantidad máxima de almacenamiento	Tipo de almacenamiento
Isobutano	40 000 bls	Esfera
Butano Butileno de FCC	60 000 bls	Esfera
Isomeros	120 000 bls	Esfera
LPG	60 000 bls	Esfera
Propileno	80 000 bls	Esfera
Butanos	20 000 bls	Esfera
Mezcla de Butanos	40 000 bls	Esfera
Mezcla de propano-propileno de Coquer y FCC	80 000 bls	Esfera
Butano Butileno de Coquer	80 000 bls	Esfera
Pentanos Hexanos	100 000 bls	Esfera
Butano Butileno de FCC	20 000 bls	Esfera

I.2.3. Equipos de proceso y auxiliares.

A continuación, se describen los equipos de proceso e infraestructura de servicios para las diferentes instalaciones de la Refinería Dos Bocas, considerando que deberán ser diseñados para alcanzar un tiempo de vida útil mínimo de 20 años, guardando un equilibrio entre los costos y beneficios obtenidos.

El listado de equipo de proceso e instalaciones auxiliares propuestos para el esquema de refinación de la Refinería Dos Bocas se realiza con base en plantas prototipo, pudiendo ser de diferentes capacidades, misma que se citan a continuación de acuerdo a las siguientes Tablas.



Plantas de Proceso.

1. U-11000. Planta de Destilación Combinada (UDC).

Tabla I. 14. UDC

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Columnas							
Torre atmosférica	DF-11001	Nota 1	7950 mm DI x 61400 mm T-T	T:200 °C P:3.5 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón. Internos/bandejas: 254SMO/410S/316L SS	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Separador de Turbosina	DF-11002	Nota 1	2750 mm DI x 15700 mm T-T	T:245 / 200 °C P:3.5 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón +3.2 mm CA. Internos/bandejas: 410S	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Separador de Diésel	DF-11003	Nota 1	3400 mm DI x 11500 mm T-T	T:280 / 200 °C P:3.5 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón +4.8 mm CA. Internos/bandejas: 410S	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Separador de Gasóleo	DF-11004	Nota 1	1250 mm DI x 10300 mm T-T	T:352 / 200 °C P:3.5 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316L SS. Internos/bandejas: 316L SS.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Torre de vacío	DF-11005	Nota 1	15250 mm DI x 37400 mm T-T	T:440 °C P:3.5 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Internos/bandejas: 410S/ 316L SS.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanques							
Tanque de primera etapa de desalado A	FA-11001	Nota 1	5000 mm DI x 27400 mm T-T	T:174/200 °C P:25 kg/cm ² g	Acero al carbón + 6.3 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de primera etapa de desalado B	FA-11002	Nota 1	5000 mm DI x 27400 mm T-T	T:174/200 °C P:25 kg/cm ² g	Acero al carbón + 6.3 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de segunda etapa de desalado A	FA-11003	Nota 1	5000 mm DI x 27400 mm T-T	T:174/200 °C P:25 kg/cm ² g	Acero al carbón + 6.3 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de segunda etapa de desalado B	FA-11004	Nota 1	5000 mm DI x 27400 mm T-T	T:174/200 °C P:25 kg/cm ² g	Acero al carbón + 6.3 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de flasheado de crudo	FA-11005	Nota 1	10700 mm DI x 15200 mm T-T	T:186/200 °C P:3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Condensador de torre atmosférica	FA-11006	Nota 1	3700 mm DI x 15200 mm T-T	T: 121/200°C P: 4.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 4.8 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Condensador de turbosina del EA-11028	FA-11007	Nota 1	1400 mm DI x 3100 mm T-T	T: 280/280 °C P: 47.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 1.6 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de lavado	FA-11008	Nota 1	1500 mm DI x 6000 mm T-T	T: 400/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 2.5 mm 316l.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Condensador de torre de vacío	FA-11009	Nota 1	2750mm DI x 9200 mm T-T	T: 260/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Separador de gas	FA-11010	Nota 1	1250 mm DI x 2900 mm T-T	T: 260/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Separador de gas a la succión del compresor	FA-11011	Nota 1	2450 mm DI x 3700 mm T-T	T: 121/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Separador de gas a la descarga del compresor	FA-11013	Nota 1	1850 mm DI x 5800 mm T-T	T: 198/200°C P: 14.0 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Condensador de purga	FA-11014	Nota 1	1600 mm DI x 6000 mm T-T	T: 181/181°C P: 6.0 kg/cm ² g	Acero al carbón + 1.6 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de agua desalada	FA-11015	Nota 1	2750 mm DI x 8200 mm T-T	T: 93/200°C P: 10 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Acumulador de agua amarga	FA-11016	Nota 1	2150 mm DI x 6400 mm T-T	T: 93/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de condensado	FA-11017	Nota 1	1250 mm DI x 3200 mm T-T	T: 219/219°C P: 14.0 kg/cm ² g	Acero al carbón + 1.6 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de glicol / agua	FA-11018	Nota 1	5000 mm DI x 15000 mm T-T	T: 93/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 1.6 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de gas combustible	FA-11019	Nota 1	1700 mm DI x 3700 mm T-T	T: 121/200°C P: 9.0 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de gas a quemador	FA-11020	Nota 1	3700 mm DI x 12200 mm T-T	T: 316/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de purga	FA-11021	Nota 1	3100 mm DI x 9200 mm T-T	T: 316/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de carga de crudo	FA-11022	Nota 1	4600 mm DI x 13500 mm T-T	T: 121/200°C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de aceite de lavado	FA-11023	Nota 1	3400 mm DI x 10100 mm T-T	T: 137/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de agua aceitosa	FA-11024	Nota 1	3100 mm DI x 9200 mm T-T	T: 121/200 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Acero al carbón + 3.2 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tanque de condensado flasheado	FA-11025	Nota 1	1250 mm DI x 3200 mm T-T	T: 219/219°C P: 14.0 kg/cm ² g	Acero al carbón + 1.6 mm CA.	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Compresor							
Compresor de gas	GB-11001	Nota 1	1100 KW	T: 151 °C P: 12.0 kg/cm ² g	Acero al carbón	Nota 1	20 años
Intercambiadores							
Crudo/Gasóleo ligero de vacío	EA-11001 A/B/C/D	Nota 1	1246 m ²	T: 121/140 °C P: 45/38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo/Nafta pesada	EA-11002	Nota 1	210 m ²	T: 121/170 °C P: 45/34.6kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo/Turbosina	EA-11003	Nota 1	107 m ²	T: 121/185 °C P: 45/34.6kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo/Gasóleo	EA-11004	Nota 1	69 m ²	T: 121/225 °C P: 45/38kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo/Gasóleo pesado de vacío	EA-11005 A/B/C/D	Nota 1	695 m ²	T: 165/121 °C P: 38/45kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo/Turbosina	EA-11006	Nota 1	329 m ²	T: 122/250 °C P: 45/34.6kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Crudo/Recirculación de diésel	EA-11007 A/B	Nota 1	1048 m ²	T: 160/245 °C P: 45/34.6kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo/Recirculación de Domos	EA-11008 A/B/C/D	Nota 1	1433 m ²	T: 121/140 °C P: 45/34.6kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo/Diésel	EA-11009 A/B	Nota 1	1967 m ²	T: 155/200 °C P: 45/34.6kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo precalentado/Gas óleo pesado de vacío	EA-11010 A/B/C	Nota 1	1944 m ²	T: 210/165 °C P: 38/45kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo precalentado/Gasóleo producto	EA-11011 A/B	Nota 1	1023 m ²	T: 220/175 °C P: 38/45kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Agua desalada de alimentación/efluente	EA-11012	Nota 1	Por definir	T: 175/185 °C P: 44/33.8kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Agua desalada de alimentación/efluente	EA-11013	Nota 1	Por definir	T: 175/185 °C P: 44/33kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Crudo desalado/ Turbosina	EA-11014 A/B	Nota 1	751 m ²	T: 210/180 °C P: 21/28kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo desalado/ Gasóleo producto	EA-11015 A/B	Nota 1	1550 m ²	T: 235/190 °C P: 38/29.2kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo Flasheado/ Diésel	EA-11016	Nota 1	524 m ²	T: 280/195 °C P: 39/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 4.8 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 8.0 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo Flasheado/ Gasóleo producto	EA-11017 A/B	Nota 1	1162 m ²	T: 285/200 °C P: 34.6/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo Flasheado/ Gasóleo producto	EA-11018 A-L	Nota 1	8560 m ²	T: 290/270 °C P: 34.6/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 4.8 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 8.0 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo Flasheado/ Gasóleo producto	EA-11019 A/B/C	Nota 1	878 m ²	T: 275/265 °C P: 34.6/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 4.8 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 8.0 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Crudo Flasheado precalentado/ Residuo de vacío	EA-11020 A/B/C	Nota 1	2086 m ²	T: 290/275 °C P: 39/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 4.8 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 8.0 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AET	20 años
Crudo Flasheado/ Residuo de vacío caliente	EA-11021 A-F	Nota 1	2199 m ²	T: 310/280 °C P: 39/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	ASME SEC VIII DIV.1, AET	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Crudo Flasheado/ Residuo de vacío producto	EA-11022 A-F	Nota 1	4141 m ²	T: 345 /305 °C P: 39/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	ASME SEC VIII DIV.1, AET	20 años
Crudo Flasheado/ gasóleo	EA-11023 A/B	Nota 1	838 m ²	T: 365 /315 °C P: 34.6/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	ASME SEC VIII DIV.1, AET	20 años
Crudo Flasheado/ Residuo de vacío caliente y producto	EA-11024 A-F	Nota 1	3730 m ²	T: 380 /335 °C P: 39/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	ASME SEC VIII DIV.1, AET	20 años
Crudo Flasheado/ aceite de lavado	EA-11025 A/B	Nota 1	431 m ²	T: 365 /340 °C P: 34.6/45 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	ASME SEC VIII DIV.1, AET	20 años
Condensador de vapor de turbosina	EA-11026	Nota 1	Nota 1	T: 255 /280 °C P: 36.6/47.5 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	ASME SEC VIII DIV.1, AET	20 años
Condensador del sistema de eyectores a la entrada (4x25%).	EA-11027 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	T: 260 /93 °C P: 10/13 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	Nota 1	20 años
Primer condensador del sistema de eyectores (2x50%).	EA-11028 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 /93 °C P: 10/13 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	Nota 1	20 años
Segundo condensador del sistema de eyectores (2x50%).	EA-11029 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 /93 °C P: 10/13 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tercer condensador del sistema de eyectores (2x50%).	EA-11030 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 /93 °C P: 10/13 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	Derechos de diseño	20 años
Cuarto condensador del sistema de eyectores (2x100%).	EA-11031 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 /93 °C P: 10/13 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	Derechos de diseño	20 años
Enfriador de gas de descarga	EA-11033	Nota 1	Nota 1	T: 198 /93 °C P: 14/10 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 2.5 mm 316 L. Tubos: Acero al carbón + 2.5 mm 316L	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Generador de vapor del gasóleo pesado de vacío	EA-11034 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 220 /240 °C P: 29.3/38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AKT	20 años
BFW/ Gasóleo pesado de producto	EA-11035	Nota 1	Nota 1	T: 215 /235 °C P: 29.3/38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC III DIV.1, AEU	20 años
Generador de vapor de gasóleo	EA-11036	Nota 1	Nota 1	T: 220 /240 °C P: 29.3/38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AKT	20 años
BFW/ Gasóleo	EA-11037	Nota 1	Nota 1	T: 220 /240 °C P: 29.3/38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Refrigerante / agua-glicol	EA-11038 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	T: 220 /240 °C P: 29.3/38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Enfriador de nafta producto	EA-11039 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 121 /93 °C P: 18/13.9 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Enfriador de turbosina	EA-11040 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 121 /93 °C P: 18/13.9 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Enfriador de salmuera	EA-11041 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 121 /93 °C P: 25/19.2 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Condensador de flash condensado	EA-11042	Nota 1	Nota 1	T: 220 /240 °C P: 29.3/38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Enfriador de agua	EA-11043 A/B/C	Nota 1	Nota 1	T: 121 /93 °C P: 18/13.9 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón + 6.3 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Aero enfriadores							
Aero enfriador de los domos de torre atmosférica	EC-11001 A-P	Nota 1	3949 m ²	T: 130 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Coraza: 2205 Duplex ss + 1.6 mm CA. Tubos: 2205 Duplex ss	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Aero enfriador de los domos de torre atmosférica	EC-11002 A-P	Nota 1	3949 m ²	T: 130 °C P: 3.5 kg/cm ² g	Coraza: 2205 Duplex ss + 1.6 mm CA. Tubos: 2205 Duplex ss	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Aero enfriador de turbosina producto	EC-11003	Nota 1	Nota 1	T: 125 °C P: 23 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Aero enfriador de diésel producto	EC-11004 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	T: 125 °C P: 23 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Aero enfriador de gasóleo producto	EC-11005 A-G	Nota 1	Nota 1	T: 140 °C P: 38 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Aero enfriador de gas	EC-11006	Nota 1	Nota 1	T: 198 °C P: 14 kg/cm ² g	Coraza: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Tubos: Acero al carbón	ASME SEC VIII DIV.1, AEU	20 años
Hornos							
Calentador a fuego directo a carga de la torre de atmosférica.	BA-11001 A/B	Nota 1	Nota 1	T: determinado por el vendedor P: 21 kg/cm ² g	317L SS + 0.8 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Calentador a fuego directo a carga de la torre de vacío	BA-11002 A/B	Nota 1	Nota 1	T: determinado por el vendedor P: 21 kg/cm ² g	317L SS + 0.8 mm CA	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Bombas							
Bomba de carga de crudo	GA-11001 A/B/C	Nota 1	1290 kW	T: 20 °C P: 34.9 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua de desalado	GA-11002 A/B	Nota 1	22 kW	T: 142 °C P: 19.8 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua de desalado	GA-11003 A/B	Nota 1	22 kW	T: 142 °C P: 35.2 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de carga de crudo flasheado	GA-11004 A/B/C	Nota 1	1310 kW	T: 158 °C P: 12.0 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de reciclo de domo	GA-11005 A/B	Nota 1	670 kW	T: 112 °C P: 10 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de reciclo de turbosina	GA-11006 A/B	Nota 1	150 kW	T: 181 °C P: kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de reciclo de diésel	GA-11007 A/B	Nota 1	220 kW	T: 200 °C P: 11 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Bomba de reciclo de gasóleo	GA-11008 A/B	Nota 1	450 kW	T: 255 °C P: 9 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de reflujo de torre atmosférica	GA-11009 A/B	Nota 1	220 kW	T: 337 °C P: 8 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua de torre atmosférica	GA-11010 A/B	Nota 1	56 kW	T: 52 °C P: 8 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de nafta pesada atmosférica	GA-11011 A/B	Nota 1	56 kW	T: 52 °C P: 14 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de turbosina producto	GA-11012 A/B	Nota 1	75 kW	T: 141 °C P: 13 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de diésel producto	GA-11013 A/B	Nota 1	375 kW	T: 117 °C P: 18 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de gasóleo	GA-11014 A/B	Nota 1	56 kW	T: 147 °C P: 19 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de residuo atmosférico	GA-11015 A/B/C	Nota 1	560 kW	T: 307 °C P: 21 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua de lavado	GA-11016 A/B	Nota 1	670 kW	T: 367 °C P: 25 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de gasóleo ligero de vacío	GA-11017 A/B	Nota 1	375 kW	T: 336 °C P: 16 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de gasóleo pesado de vacío	GA-11018 A/B/C	Nota 1	1800 kW	T: 109 °C P: 32 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de residuo vacío	GA-11019 A/B/C	Nota 1	950 kW	T: 260 °C P: 33 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua amarga	GA-11020 A/B	Nota 1	15 kW	T: 349 °C P: 4.4 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua amarga	GA-11021 A/B	Nota 1	2.2 kW	T: 38 °C P: 13 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de nafta recuperada	GA-11022 A/B	Nota 1	2.2 kW	T: 38 °C P: 38 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua para desalado	GA-11023 A/B	Nota 1	260 kW	T: 34 °C P: 6 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua amarga	GA-11024 A/B	Nota 1	22 kW	T: 49 °C P: kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Bomba de condensado	GA-11025 A/B	Nota 1	15 kW	T: 43 °C P: 15.2 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de reciclo de agua/glicol	GA-11026 A/B	Nota 1	1160 kW	T: 107 °C P: 9.1 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de nafta ligera atmosférica	GA-11027 A/B	Nota 1	150 kW	T: 10 °C P: 13 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de alimentación a quemador	GA-11029 A/B	Nota 1	30 kW	T: 52 °C P: 7.7 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de purga	GA-11030 A/B	Nota 1	30 kW	T: 91 °C P: 7.0 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua aceitosa	GA-11032 A/B	Nota 1	5.5 kW	T: 91 °C P: 1.1 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua aceitosa recuperada	GA-11033 A/B	Nota 1	22 kW	T: 27 °C P: 7 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de aceite de lavado	GA-11034 A/B	Nota 1	5.5 kW	T: 38 °C P: 1.1 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Bomba de agua de recirculación	GA-11035 A/B	Nota 1	75 kW	T: 27 °C P: 12 kg/cm ² g	Nota 1	API CLASS: S-6	20 años
Paquetes							
Paquete de eyectores	SPE-11001	Nota 1	Por definir	Nota 1	Nota 1	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Paquete de refrigeración A/B	SPE-11002/3	Nota 1	Por definir	Nota 1	Nota 1	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Paquete de inyección de demulsificante	SPE-11004	Nota 1	Por definir	Nota 1	316L SS	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Paquete de inyección de amina neutralizante	SPE-11005	Nota 1	Por definir	Nota 1	316L SS	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Paquete de inyección de inhibidor de corrosión	SPE-11006	Nota 1	Por definir	Nota 1	316L SS	ASME SEC VIII DIV.1	20 años

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Misceláneos							
Filtro de líquidos de lavado	FG-11001 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 365 °C P: 30 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años



Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Filtro de gasóleo ligero de vacío	FG-11002 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 121 °C P: 38 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 3.2 mm CA. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Filtro de gasóleo pesado de vacío	FG-11003 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 289 °C P: 38 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Filtro de aceite de lavado	FG-11004 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 378 °C P: 39 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Filtro de residuo de vacío	FG-11005 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 121 °C P: 9 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Filtro de carga de gas combustible de torre atmosférica	FG-11006 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 121 °C P: 9 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Filtro de carga de gas combustible de torre de vacío	FG-11007 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 °C P: 14 kg/cm ² g	304 L SS	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Primera etapa de eyectores (2 x 50%)	BY-11001 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 °C P: 14 kg/cm ² g	304 L SS	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Segunda etapa de eyectores (2 x 50%)	BY-11002 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 °C P: 14 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Tercera etapa de eyectores (2 x 50%)	BY-11003 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 °C P: 14 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Cuarta etapa de eyectores (2 x 50%)	BY-11004 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 260 °C P: 14 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Eyectores de succión de compresor	BY-11005	Nota 1	Nota 1	T: 260 °C P: 14 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años
Removedor de turbosina	DSC-11001	Nota 1	Nota 1	T: 121 °C P: 18 kg/cm ² g	Externo: Acero al carbón + 2.5 mm 316L. Interno: 316L	ASME SEC VIII DIV.1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.

2. U-61000. Planta Hidrotratadora de Naftas. No. 1 (HDN).

Tabla I. 15 HDN



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Filtro de Carga	FG-61001	Nota 1					20 años
Tanque de Balance de Carga	FA-61001	Nota 1	D = 4115 mm L _{T-T} = 12802 mm	Temperatura (°C): 200 Presión de Descarga (kg/cm ² g): 4.0	KCS	ASME SEC VIII DIV 1	20 años
Intercambiador Carga al Reactor SHU/Efluente del Reactor HDT	EA-61001 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 63.4 kg/cm ² g y FV @200°C /Tubos 85.8 kg/cm ² g y FV@200°C DT: Envolvente 267 °C/Tubos 245 °C.	Material Envolvente: 1 ¼ Cr- ½ Mo Tubos: 347 SS	ASME SEC VIII DIV 1	20 años
Calentador de Carga al Reactor de Saturación de Diolefinas	EA-61002	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 65.0 kg/cm ² g y FV @200°C /Tubos 84.4 kg/cm ² g y FV@200°C DT: Envolvente 425 °C/Tubos 266 °C.	Material Envolvente: 1 ¼ Cr- ½ Mo Tubos: 9Cr – 1 Mo	Nota 1	20 años
Reactor de Saturación de Diolefinas	DC-61001	Nota 1	D = 2800 mm L _{T-T} = 22740 mm	PDES: Envolvente 82.4 kg/cm ² g y FV @200°C PDes (sulfidrato): 14.0 kg/cm ² g. DT: 260 °C DT (Sulfidrato): 350 °C.	KCS (PWHT)	Nota 1	20 años
Bomba de Carga	GA-61001 A/B	Nota 1	D = 5000 mm L _{T-T} = 40285 mm	Presión Diferencial (kg/cm ² g): 80.1	S-6	Nota 1	20 años
Mezclador Estático de la Alimentación del Reactor de Guarda	EZ-61001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Calentador de Carga del Reactor de Guarda	BA-61001	Nota 1		PDES: 76 kg/cm ² g DT (fluido): 375 °C	347 H SS	Nota 1	20 años
Reactor de Guarda de Sílice	DC-61002 A/B	Nota 1	D = 4000 mm L _{T-T} = 8520 mm	PDES: 73.8 kg/ cm ² g y FV@AMB DT: 400 °C	1 ¼" Cr – ½ Mo/CLAD SS 321 o 347	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Intercambiador de Carga al Reactor de Hidrotratamiento/ Carga al Reactor de Guarda	EA-61004	Nota 1		PDES: Envoltente 67.8 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 76.7 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: Envoltente 414 °C / Tubos 393 °C.	Material Envoltente: 1 ¼ Cr – ½ Mo Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Reactor de Hidrotratamiento	DC-61003	Nota 1	D = 4000 mm L _{T-T} = 16780 mm	PDES: 67.2 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 400 °C.	1 ¼" Cr – ½ Mo / CLAD: SS 321 o 55349	Nota 1	20 años
Intercambiador de Carga al Reactor Guarda/ Efluente del Reactor de Hidrotratamiento	EA-61003 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 64.2 kg/cm ² g y FV@200°C / Tubos 78.5 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: ENVOLVENTE 383 °C / TUBOS 317 °C	Material Envoltente: 1 ¼ Cr – ½ Mo Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Agua de Lavado	FA-61007	Nota 1	D = 762 mm L _{T-T} = 2438 mm	PDES: 4.5 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Aeroenfriador del Efluente del Reactor de HDT	EC-61001	Nota 1	Nota 1	PDES: 62.5 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 245 °C	Cabezal KCS / Tubos 347 SS	Nota 1	20 años
Enfriador con Agua del Efluente del Reactor de HDT	EA-61005 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente: 61.8 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 46.8 kg / cm ² g. DT: Envoltente: 170 / Tubos: 80 °C.	KCS/ Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Separador de Efluente del Reactor de HDT	FA-61002	Nota 1	D = 3353 mm L _{T-T} = 10363 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Separador del Absorbador de Amina	FA-61003	Nota 1	D = 1219 mm L _{T-T} = 3048 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Eyector de Purga	BY-61001	Nota 1	Nota 1			Nota 1	20 años
Bomba de Reposición de Agua de Lavado	BD-61002 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 54.1 kg/cm ²	SS Duplex	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de Recirculación de Agua de Lavado	GA-61002 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 3.9 kg/cm ²	D-1	Nota 1	20 años
Calentador para Agotamiento del Catalizador	EA-61016	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 63 kg/cm ² g / Tubos 51 kg/cm ² g TDES: Envoltente 230 °C / Tubos 425 °C.	Envoltente: KCS Tubos: 1 ½ Cr - Mo	Nota 1	20 años
Tanque de Succión del Compresor de Recirculación	FA-61004	Nota 1	D = 1524 mm L _{T-T} = 3657 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@ 200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Torre Absorbadora con Amina	DA-61001	Nota 1	D = 1219 mm L _{T-T} = 18898 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: Superior 200 °C / Inferior 200 °C.	KCS CLAD 304L SS	Nota 1	20 años
Tanque de Expansión de Amina Rica	FA-61009	Nota 1	D = 1981 mm L _{T-T} = 3658 mm	PDES: 13.7 kg/cm ² g y FV@ 200 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Amina Pobre	FA-61008	Nota 1	D = 1829 mm L _{T-T} = 4267 mm	PDES: 3.0 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Amina Pobre	EA-61006	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 5.0 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 10.0 kg/cm ² g DT: Envoltente 100 °C / Tubos 80 °C.	Envoltente: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Turbina del Compresor de Hidrógeno de Recirculación	MV-61001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Hidrógeno de Recirculación	GB-61001	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 16 kg/cm ²	Es responsabilidad del IPC	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre	GA-61003 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 55.4 kg/cm ²	S-8	Nota 1	20 años
Tanque Esponja de LPG	FA-61010	Nota 1	D = 3962 mm L _{T-T} = 10973 mm	PDES: 13.3 kg/cm ² g y FV@200 °C	KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de Reflujo de la Torre Estabilizadora	FA-61005	Nota 1	D = 2438 mm L _{T-T} = 7315 mm	PDES: 14.3 kg/cm ² g y FV@200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Condensador con Agua de la Torre Estabilizadora	EA-61008 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 14.3 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 11 kg/cm ² g DT: Envolvente 85 / Tubos 80 °C	Envolvente: KCS Tubos: 316 SS	Nota 1	20 años
Rehervidor de la Torre Estabilizadora	BA-61002	Nota 1	Nota 1	DT (Fluido): 240 °C PDES: 17.6 kg/cm ² g	KCS	Nota 1	20 años
Condensador con Aire de la Torre Estabilizadora	EC-61004	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 14.5 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 105 °C	Envolvente: KCS Tubos: 316 SS	Nota 1	20 años
Torre Estabilizadora	DS-61001	Nota 1	D = 3000 mm L _{T-T} = 7500 mm	Temperatura (°C): 25 Presión (kg/cm ² g): 0.3	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS	Nota 1	20 años
Intercambiador de Carga a Torre Estabilizadora	EA-61010 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 15 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 16.5 kg/cm ² g y FV@200 °C	Envolvente: KCS/ Tubos: 9Cr-1 Mo	Nota 1	20 años
Guarda de Azufre	DC-61004	Nota 1	Nota 1	PDES: 16.1 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 215 °C	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de Carga a la Torre Estabilizadora	GA-61007 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 5.9 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Estabilizadora	GA-61004 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 4.0 kg/cm ²	S-5	Nota 1	20 años
Bomba de LPG Producto	GA-61010 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 11.7 kg/cm ²	S-5	Nota 1	20 años
Bomba del Rehervidor de la Torre Estabilizadora	GA-61008 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 4.4 kg/cm ²	C-6	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Aeroenfriador de Nafta Pesada Producto	EC-61003	Nota 1	Nota 1	PDES: 18.6 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 120 °C	Cabezal CS/ Tubos KCS	Nota 1	20 años
Rehervidor de la Torre Separadora de Naftas	BA-61003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Torre Separadora de Naftas	DS-61002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Intercambiador Carga a Torre Estabilizadora/ Fondos Torre Separadora de Naftas	EA-61007 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 18.6 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 17.5 kg/cm ² g DT: Envolvente 185 °C / Tubos 140 °C.	Envolvente: KCS Tubos: 9Cr – 1 Mo	Nota 1	20 años
Condensador de la Torre Separadora de Naftas	EC-61002	Nota 1	Nota 1	PDES: 4.0 kg/cm ² g y FV@200°C DT:155° C	Cabezal CS/Tubos KCS	Nota 1	20 años
Enfriador con Agua de Nafta Pesada Producto	EA-61013	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 18.6 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 14.3 kg/cm ² g	KCS/ Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Nafta Ligera Producto	EA-61011	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 27 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 20.8 kg/cm ² g	Envolvente KCS/ Tubos KCS	Nota 1	20 años
Tanque de Reflujo de la Torre Separadora de Naftas	FA-61006	Nota 1	L _{T-T} = 7,925 mm D _{T-T} = 1,981mm	PDES: 4.00kg/cm ² g y FV@200°C DT:200°C	KCS	Nota 1	20 años
Segundo Tren del compresor separador	GA-61009 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 3.4 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Separadora de Naftas	GA-61005 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Fondos de la Torre	GA-61006 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Separadora de Naftas							
Enfriador Interetapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EA-61014 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 45 kg/cm ² g / Tubos: 35.0 kg/cm ² g DT: Envoltente 140 °C / Tubos 80 °C	Envoltente: KCS Tubos: KCS	Nota 1	Nota 1
Enfriador de Recirculación de Hidrógeno de Reposición	EA-61015	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 82.7 kg/cm ² g / Tubos 63.7 kg/cm ² g.	Envoltente: KCS Tubos: KCS	Nota 1	Nota 1
Tanque de Succión del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-61011	Nota 1	D: 610 mm L _{T-T} : 3048 mm	PDES: 25.3 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	Nota 1
Tanque Separador Interetapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-61012 A/B	Nota 1	D: 610 mm L _{T-T} : 3048 mm	PDES: 44.1 kg/cm ² g FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	Nota 1
Compresor de Hidrógeno de Reposición	BC-61001 A/B	Nota 1		Presión Diferencial: 34.4 kg/cm ²	Es responsabilidad del IPC	Nota 1	Nota 1
Tanque de Aguas Amargas	FA-61013	Nota 1	D _{T-T} : 1,219mm L _{T-T} : 3,048mm	PDES: 3.6 kg/cm ² g y FV@200°C DT: 200°C	KCS	Nota 1	Nota 1
Bomba de Aguas Amargas	BD-61003/R	Nota 1				Nota 1	Nota 1
Bomba de HC a SLOP	BD-61004/R	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



2. U-62000. Planta Hidrotratadora de Naftas. No. 2 (HDN)

Tabla I. 16. HDN

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Filtro de Carga	FG-62001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Carga	FA-62001	Nota 1	D = 4115 mm L _{T-T} = 12802 mm	Temperatura (°C): 200 Presión de Descarga (kg/cm ² g): 4.0	KCS	Nota 1	20 años
Intercambiador Carga al Reactor SHU/Efluente del Reactor HDT	EA-62001 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolverte 63.4 kg/cm ² g y FV @200°C /Tubos 85.8 kg/cm ² g y FV@200°C DT: Envolverte 267 °C/Tubos 245 °C.	Material Envolverte: 1 ¼ Cr-½ Mo Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Calentador de Carga al Reactor de Saturación de Diolefinas	EA-62002	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolverte 65.0 kg/cm ² g y FV @200°C /Tubos 84.4 kg/cm ² g y FV@200°C DT: Envolverte 425 °C/Tubos 266 °C.	Material Envolverte: 1 ¼ Cr-½ Mo Tubos: 9Cr – 1 Mo	Nota 1	20 años
Reactor de Saturación de Diolefinas	DC-62001	Nota 1	D = 2800 mm L _{T-T} = 22740 mm	PDES: Envolverte 82.4 kg/cm ² g y FV @200°C P des (Sulfidrato): 14.0 kg/cm ² g. DT: 260 °C DT (Sulfidrato): 350 °C.	KCS (PWHT)	Nota 1	20 años
Bomba de Carga	GA-62001 A/B	Nota 1	D = 5000 mm L _{T-T} = 40285 mm	Presión Diferencial (kg/cm ² g): 80.1	S-6	Nota 1	20 años
Mezclador Estático de la Alimentación del Reactor de Guarda	EZ-62001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Calentador de Carga del Reactor de Guarda	BA-62001	Nota 1	Nota 1	PDES: 72.9 kg/cm ² g y FV@ AMB DT (fluido): 375 °C	347 H SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Reactor de Guarda de Sílice	DC-62002 A/B	Nota 1	D = 4000 mm L _{T-T} = 8520 mm	PDES: 73.8 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 400 °C	1 ¼" Cr – ½ Mo/CLAD SS 321 o 347	Nota 1	20 años
Intercambiador de Carga al Reactor de Hidrotratamiento/ Carga al Reactor de Guarda	EA-62004	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 67.8 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 76.7 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: Envolvente 414 °C / Tubos 393 °C.	Material Envolvente: 1 ¼ Cr – ½ Mo Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Reactor de Hidrotratamiento	DC-62003	Nota 1	Nota 1	PDES: 67.2 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 400 °C.	1 ¼" Cr – ½ Mo / CLAD: SS 321 o 55349	Nota 1	20 años
Intercambiador de Carga al Reactor Guarda/ Efluente del Reactor de Hidrotratamiento	EA-62003 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 64.2 kg/cm ² g y FV@200°C / Tubos 78.5 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: Envolvente 383 °C / Tubos 317 °C	Material Envolvente: 1 ¼ Cr – ½ Mo Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Agua de Lavado	FA-62007	Nota 1	Nota 1	PDES: 4.5 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Aeroenfriador del Efluente del Reactor de HDT	EC-62001	Nota 1	Nota 1	PDES: 62.5 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 245 °C	Cabezal KCS / Tubos 347 SS	Nota 1	20 años
Enfriador con Agua del Efluente del Reactor de HDT	EA-62005 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente: 61.8 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 46.8 kg / cm ² g. DT: Envolvente: 170 / Tubos: 80 °C.	KCS/ Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Separador de Efluente del Reactor de HDT	FA-62002	Nota 1	D = 3353 mm L _{T-T} = 10363 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Separador del Absorbador de Amina	FA-62003	Nota 1	D = 1219 mm L _{T-T} = 3048 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Eyector de Purga	BY-62001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Reposición de Agua de Lavado	BD-62002 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 54.1 kg/cm ²	SS Duplex	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de Recirculación de Agua de Lavado	GA-62002 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 3.9 kg/cm ²	D-1	Nota 1	20 años
Calentador para Agotamiento del Catalizador	EA-62016	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolverte 63 kg/cm ² g / Tubos 51 kg/cm ² g TDES: Envolverte 230 °C / Tubos 425 °C.	Envolverte: KCS Tubos: 1 ½ Cr - Mo	Nota 1	20 años
Tanque de Succión del Compresor de Recirculación	FA-62004	Nota 1	D = 1524 mm L _{T-T} = 3657 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@ 200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Torre Absorbedora con Amina	DA-62001	Nota 1	D = 1219 mm L _{T-T} = 18898 mm	PDES: 61.4 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: Superior 200 °C / Inferior 200 °C.	KCS CLAD 304L SS	Nota 1	20 años
Tanque de Expansión de Amina Rica	FA-62009	Nota 1	D = 1981 mm L _{T-T} = 3658 mm	PDES: 13.7 kg/cm ² g y FV@ 200 °C. DT: 200 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Amina Pobre	FA-62008	Nota 1	D = 1829 mm L _{T-T} = 4267 mm	PDES: 3.5 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Amina Pobre	EA-62006	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolverte 5.0 kg/cm ² g / Tubos 10.0 kg/cm ² g DT: Envolverte 100 °C / Tubos 80 °C.	Envolverte: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Turbina del Compresor de Hidrógeno de Recirculación	MV-62001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Hidrógeno de Recirculación	GB-62001	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 14.3 kg/cm ²	Es responsabilidad del IPC	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre	GA-62003 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 55.4 kg/cm ²	S-8	Nota 1	20 años
Tanque Esponja de LPG	FA-62010	Nota 1	D = 3962 mm L _{T-T} = 10973 mm	PDES: 13.3 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de Reflujo de la Torre Estabilizadora	FA-62005	Nota 1	D = 2438 mm L _{T-T} = 7315 mm	PDES: 14.3 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Condensador con Agua de la Torre Estabilizadora	EA-62008 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 14.3 kg/cm ² g y FV@200 °C / Tubos 11 kg/cm ² g DT: Envoltente 85 / Tubos 80 °C	Envoltente: KCS Tubos: 316 SS	Nota 1	20 años
Rehervidor de la Torre Estabilizadora	BA-62002	Nota 1	Nota 1	PDES: 17.6 kg/cm ² g y FV@AMB DT (Fluido): 240 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Condensador con Aire de la Torre Estabilizadora	EC-62004	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 14.5 kg/cm ² g DT: 105 °C	Envoltente: KCS Tubos: 316 SS	Nota 1	20 años
Torre Estabilizadora	DS-62001	Nota 1	D _{SUPERIOR} = 2439 mm D _{INFERIOR} = 3658 mm L _{T-T} = 37186 mm	PDES: 14.6 kg/cm ² g DT: Superior 87 °C / Inferior 240 °C.	KCS +CLAD SS 314 del plato 13 a la cabeza superior y KCS+ ¼" CORROSIÓN PERMISIBLE del plato 14 a la cabeza inferior.	Nota 1	20 años
Intercambiador de Carga a Torre Estabilizadora	EA-62010 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 15 / Tubos 16.5 kg/cm ² g DT: Envoltente 240/ Tubos 200°C.	Envoltente: KCS/ Tubos: 9Cr-1 Mo	Nota 1	20 años
Guarda de Azufre	DC-62004	Nota 1	Nota 1	PDES: 16.1 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 215 °C	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de Carga a la Torre Estabilizadora	GA-62007 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 5.8 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Estabilizadora	GA-62004 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 4.0 kg/cm ²	S-5	Nota 1	20 años
Bomba de LPG Producto	GA-62010 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 11.7 kg/cm ²	S-5	Nota 1	20 años
Bomba del Rehervidor de la	GA-62008 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 4.4 kg/cm ²	C-6	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Torre Estabilizadora							
Aeroenfriador de Nafta Pesada Producto	EC-62003	Nota 1	Nota 1	PDES: 18.6 kg/cm ² g DT: 120 °C	Cabezal CS/ Tubos KCS	Nota 1	20 años
Rehervidor de la Torre Separadora de Naftas	BA-62003	Nota 1	Nota 1	PDES: 7 kg/cm ² g y FV@AMB DT (fluido): 198 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Torre Separadora de Naftas	DS-62002	Nota 1	D: 3810 mm L _{T-T} : 36589 mm	PDES: 4.0 kg/cm ² g DT: Superior 161 °C / Inferior 183 °C.	KCS	Nota 1	20 años
Intercambiador Carga a Torre Estabilizadora/ Fondos Torre Separadora de Naftas	EA-62007 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 18.6 kg/cm ² g / Tubos 17.5 kg/cm ² g DT: Envoltente 185 °C / Tubos 140 °C.	Envoltente: KCS Tubos: 9Cr – 1 Mo	Nota 1	20 años
Condensador de la Torre Separadora de Naftas	EC-62002	Nota 1	Nota 1	PDES: 4.0 kg/cm ² g DT: 115°C	Cabezal CS / Tubos KCS	Nota 1	20 años
Enfriador con Agua de Nafta Pesada Producto	EA-62013	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 18.6 / Tubos 14.3 kg/cm ² g DT: Envoltente 85 / Tubos 80 °C.	KCS/ Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Nafta Ligera Producto	EA-62011	Nota 1	Nota 1	PDES: Envoltente 22.5 / Tubos 17.3 kg/cm ² g DT: Envoltente 90 / Tubos 80 °C.	Envoltente KCS/ Tubos KCS	Nota 1	20 años
Tanque de Reflujo de la Torre Separadora de Naftas	FA-62006	Nota 1	D: 1,981 mm L _{T-T} : 7,925 mm	PDES: 4.0 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 161°C	KCS	Nota 1	20 años
Segundo Tren del compresor separador	GA-62009 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 24.1 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Separadora de Naftas	GA-62005 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 3.4 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de Fondos de la Torre Separadora de Naftas	GA-62006 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 14.8 kg/cm ²	C-6	Nota 1	20 años
Enfriador Interetapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EA-62014 A/B	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 45 kg/cm ² g / Tubos: 35.0 kg/cm ² g DT: Envolvente 140 °C / Tubos 80 °C	Envolvente: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Recirculación de Hidrógeno de Reposición	EA-62015	Nota 1	Nota 1	PDES: Envolvente 82.7 kg/cm ² g / Tubos 63.7 kg/cm ² g. DT: Envolvente 160/ Tubos 80 °C.	Envolvente: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Tanque de Succión del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-62011	Nota 1	D: 620 mm L _{T-T} : 3048 mm	PDES: 25.3 kg/cm ² g y FV@200 °C DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Separador Interetapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-62012 A/B	Nota 1	D: 610 mm L _{T-T} : 3048 mm	PDES: (Primera Etapa) 47.7 kg/cm ² g y FV@AMB/ Segunda Etapa: 44.1 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Compresor de Hidrógeno de Reposición	BC-62001 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial (Primera Etapa): 19.1 Nkg/cm ² (Segunda Etapa): 34.4 Nkg/cm ²	Por definir	Nota 1	20 años
Tanque de Aguas Amargas	FA-62013	Nota 1	Nota 1	PDES: 3.5 kg/cm ² g y FV@AMB DT: 170 °C	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de Aguas Amargas	BD-62003/R	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 4.85 kg/cm ²	SS Duplex	Nota 1	20 años
Bomba de HC a SLOP	BD-62004/R	Nota 1	Nota 1	Presión Diferencial: 3.84 kg/cm ²	SS Duplex	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



3. U-72000. Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos (PNX).

Tabla I. 17 PNX

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tambor de alimentación a succión de compresor	FA-72001	Nota 1	700 x 2600	T op: 38°C normal P op.: 22.0 kg/cm ² (g). Flujo: 703 kg/h Fase: Vapor Fluido: 346.09 kmol/h (Hidrógeno)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Eliminador de niebla de aceite de lubricación / aceite lubricante	FA-72002	Nota 1	Nota 1	T op: 38°C. P op.: 39.9 kg/cm ² (g) Flujo: 844 kg/h Fase: Vapor Fluido: 415.31 kmol/h (Hidrógeno).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11. Código: ASME, Sección VIII, División 1.	20 años
Secadores de Gas de Alimentación	FA-72003 A / B	Nota 1	900 x 7300	T op: 38°C normal. P op.: 39.1 kg/cm ² (g) Flujo: 645 kg/h. Fase: Vapor Fluido: 346.09 kmol/h (Hidrógeno)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Secadores de Alimentación	FA-72004 A / B	Nota 1	3050 X 4400	T op: 38°C Flujo: 186,336 kg/h Fase: Líquido Fluido: 464.40 kmol / h (2-Metilpentano)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Tambores de Alimentación	FA-72005	Nota 1	4000 X 11800	T op.: 38°C P op.: 13.0 kg/cm ² (g). Flujo: 186,336 kg/h Fase: Líquido Fluido: 413.55 kmol / h (n-Hexano)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Tambor de Inyección de Cloruro	FA-72006	Nota 1	1800 X 5400	T op: 39°C Flujo: 93,507 kg/h Fase: Líquido Fluido: 0.2 kmol / h (Tetracloroetileno)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL150; ASME CL300.	20 años
Receptor Estabilizador	FA-72007	Nota 1	2150 X 6500	T op: 38°C Flujo: 87,275 kg/h Fase: Vapor / Líquido	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Fluido: 940.97 kmol / h (Isobutano)	corrosión del recipiente: 3.0 mm	Clase: ASME CL300	
Tambor de desgasificación cáustico	FA-72008	Nota 1	1250 X 3000	T op: 35°C Flujo: 27,259 kg/h Fase: Líquido Fluido: 69.71 kmol / h (Hidróxido de sodio).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL150; ASME CL300.	20 años
Tambor de inyección de agua	FA-72009	Nota 1	12"00 X 1900	T op: 50°C P op: 0.7 kg/cm ² (g) Flujo: 30 kg/h Fase: Líquido Fluido: 1.69 kmol / h (Agua)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL150; ASME CL300.	20 años
Receptor Deisohexanizador	FA-72010	Nota 1	3600 X 10800	T op: 55°C Flujo: 431,811 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 2009.19 kmol / h (Isopentano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL150; ASME CL300.	20 años
Lecho protector de azufre	FA-72011	Nota 1	1800 x 5000	T op: 149 °C P op.: 15.5 kg/cm ² (g) Flujo: 92,062 kg/h Fase: Líquido Fluido: 284.68 kmol / h (n-pentano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL300.	20 años
Regenerador Coalescente	FA-72012	Nota 1	Nota 1	T op: 38°C P op.: 10.7 kg/cm ² Flujo: 12,429kg/h Fase: Líquido Fluido: 52.06 kmol / h (Isopentano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11.	20 años
Tambor eliminador de purgas	FA-72013	Nota 1	1250 X 2000	T op: 38°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL150; ASME CL300.	20 años
Recipiente de condensación de	FA-72014	Nota 1	16" OD X 1700	T op: 230°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
lecho de protector de azufre					corrosión del recipiente: 3.0 mm	Clase: ASME CL300.	
Recipiente de condensación del calentador de carga	FA-72015	Nota 1	20"OD X 1700	T op: 255°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL600.	20 años
Recipiente de condensación del 171ehervidor de estabilizador	FA-72016	Nota 1	800 X 1700	T op: 220°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL600.	20 años
Recipiente de condensación del 171ehervidor de Deisohexanizador	FA-72017	Nota 1	1100 X 1600	T op: 230°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL300.	20 años
Estabilizador	DS-72001	Nota 1	2600 y 3800 x 25700	T op: 134°C. P op.: 16.1 kg/cm ² Flujo: 187,014 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 417.88 kmol / h (2-metilpentano)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL300.	20 años
Depurador de gas neto	DT-72001	Nota 1	1350 y 3600 x 20000	T op: 35°C. P op.: 7.9 kg/cm ² Flujo: 4,992 kg/h Fase: Vapor Fluido: 112.57 kmol / h (Hidrógeno)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL150; ASME CL300.	20 años
Deisohexanizador	DF-72001	Nota 1	6000 x 53300	T op: 137°C. P op.: 14.8 kg/cm ² Flujo: 182,022 kg/h Fase: Líquido Fluido: 417.88 kmol / h (2-metilpentano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37. Clase: ASME CL150; ASME CL300.	20 años
Tanque de dilución cáustica	FB-72001	Nota 1	6700 X 6000	T op: ---°C. P op: --- kg/cm ² Flujo: --- kg/h	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de	ANSI ASME	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Fase: Líquido Fluido: --- kmol / h (Hidróxido de sodio).	corrosión del recipiente: 3.0 mm		
Reactores Pentano Hexano (PEMEX)	DC-72001 A / B	Nota 1	3400 x 11800	T op: 125°C. P op: 35.3 kg/cm ² Flujo: 187,014 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 413.55 kmol / h (n-hexano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	ASME Sección VIII, División: I Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-37, 8-12, 9-11.	20 años
Enfriador de Gas de Alimentación	EA-72001	Nota 1	Nota 1	T op: 98°C. P op: 40.2 kg/cm ² Flujo: 844 kg/h Fluido: 415.31 kmol / h (Hidrógeno)	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333 y tubos: Duplex 2205.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Condensador Regenerante	EA-72002	Nota 1	Nota 1	T op: 301°C. P op: 11.4 kg/cm ² Flujo: 12,429 kg/h Fase: Vapor Fluido: 68.75 kmol / h (Agua)	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Vaporizador Regenerante	EA-72003	Nota 1	Nota 1	T op: 38°C. P op: 12.4 kg/cm ² Flujo: 11,188 kg/h Fase: Líquido Fluido: 52.18 kmol / h (Isopentano)	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Intercambiador de alimentación combinado en frío	EA-72004	Nota 1	Nota 1	T op: 38°C. P op: 37.5 kg/cm ² Flujo: 186,981 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 443.61 kmol / h (n-hexano)	Coraza y tubo: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Intercambiador de alimentación combinado en caliente	EA-72005	Nota 1	Nota 1	T op: 73°C. P op: 36.8 kg/cm ² Flujo: 186,981 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 443.61 kmol / h (n-hexano)	Coraza y tubo: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Calentador de carga	EA-72006	Nota 1	Nota 1	T op.: 103°C. P op.: 35.8 kg/cm ² Flujo: 187,014 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 443.61 kmol / h (n-hexano)	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: 1 Cr – ½ Mo ó 1 ¼ Cr – ½ Mo	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Intercambiador de fondos de alimentación del estabilizador	EA-72007	Nota 1	Nota 1	T op.: 99°C. P op.: 16.6 kg/cm ² Flujo: 187,014 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 417.88 kmol / h (2-metilpentano)	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Rehervidor de Estabilizador	EA-72008	Nota 1	Nota 1	T op.: 174°C. P op.: 15.5 kg/cm ² Flujo: 686,949 kg/h Fase: Líquido Fluido: 1577.07 kmol / h (2-metilpentano)	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Condensador de ajuste del estabilizador	EA-72009	Nota 1	Nota 1	T op.: 55°C. P op.: 14.8 kg/cm ² Flujo: 87,275 kg/h Fase: Vapor / Líquido Fluido: 836.62 kmol / h (Isobutano)	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Calentador cáustico	EA-72010	Nota 1	Nota 1	T op.: 35°C. P op.: 14.3 kg/cm ² Flujo: 27,259 kg/h Fase: Líquido Fluido: 69.71 kmol / h (Hidróxido de sodio)	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Enfriador de alimentación	EA-72011	Nota 1	Nota 1	T op.: 55°C. P op.: 13.8 kg/cm ² Flujo: 186,336 kg/h Fase: Líquido Fluido: 413.55 kmol / h (n-hexano)	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Rehervidor Deisohexanizador	EA-72012	Nota 1	Nota 1	T op.: 131°C. P op.: 2.3 kg/cm ² Flujo: 1167,376 kg/h Fase: Líquido Fluido: 5583.11 kmol / h (Ciclohexano)	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Enfriador de productos diversos de Deisohexanizador	EA-72013	Nota 1	Nota 1	T op.: 56°C. P op.: 14.2 kg/cm ² Flujo: 79,916 kg/h Fase: Líquido Fluido: 371.85 kmol / h (Isopentano)	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Enfriador de fondos de Deisohexanizador	EA-72014	Nota 1	Nota 1	T op.: 131°C. P op.: 8.4 kg/cm ² Flujo: 7,832 kg/h Fase: Líquido Fluido: 37.46 kmol / h (Ciclohexano)	Carcasa: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Efluentes de alimentación del lecho protector de azufre	EA-72015	Nota 1	Nota 1	T op.: 40°C. P op.: 21.0 kg/cm ² Flujo: 92,062 kg/h Fase: Líquido Fluido: 284.68 kmol / h (n-pentano)	Coraza y tubo: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Calentador del lecho protector de azufre	EA-72016	Nota 1	Nota 1	T op.: 110°C. P op.: 15.9 kg/cm ² Flujo: 92,062 kg/h Fase: Líquido Fluido: 284.68 kmol / h (n-pentano)	Coraza y tubo: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Calentador del tanque de dilución cáustica	EA-72017	Nota 1	Nota 1	T op.: 35°C. P op.: --- kg/cm ² Flujo: --- kg/h Fase: Líquido Fluido: 10 wt% hidróxido de sodio	Acero al carbón ASTM-A333.	Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Condensador del Estabilizador	EC-72001	Nota 1	Nota 1	T op.: 88°C. P op.: 15.2 kg/cm ² (g) Flujo: 87,275 kg/h Fase: Vapor Fluido: 836.62 kmol / h (Isobutano).	Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-13, 3-11.	20 años
Enfriador de alimentación	EC-72002	Nota 1	Nota 1	T op.: 94°C. P op.: 14.2 kg/cm ² Flujo: 186,336 kg/h Fase: Líquido Fluido: 464.40 kmol / h (2-metilpentano)	Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-13, 3-11.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Condensador Deisohexanizador	EC-72003	Nota 1	Nota 1	T op.: 72°C. P op.: 1.6 kg/cm ² Flujo: 431811 kg/h Fase: Vapor Fluido: 2009.19 kmol / h (Isopentano)	Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-13, 3-11.	20 años
Sobrecalentador regenerador	BH-72001	Nota 1	Nota 1	T op.: 151°C. P op.: 11.9 kg/cm ² Flujo: 11,188 kg/h Fase: Vapor Fluido: 52.06 kmol / h (Isopentano)	Carcasa: 1 Cr – ½ Mo ó 1 ¼ Cr – ½ Mo. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 8-11, 8-12.	20 años
Bombas de carga	GA-72001 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 284 m ³ /h T op.: 38°C P op.: 13.0 kg/cm ² Flujo: 186,336 kg/h Fase: Líquido Fluido: 413.55 kmol / h (n-hexano)	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de Reflujo del Estabilizador	GA-72002 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 153 m ³ /h T op.: 38°C P op.: 14.4 kg/cm ² Flujo: 82,283 kg/h Fase: Líquido Fluido: 792.07 kmol / h (Isobutano)	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de Circulación Cáustica	GA-72003 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 24.8 m ³ /h T: 35°C P: -kg/cm ² Flujo: 27,259 kg/h Fase: Líquido Fluido: 69.13 kmol / h (Hidróxido de sodio)	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de Circulación de Agua	GA-72004 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 17.7 m ³ /h T op.: 35°C P op.: 8.5 kg/cm ² Flujo: 17,379 kg/h	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Fase: Líquido Fluido: 964.66 kmol / h (Agua)			
Bombas de transferencia cáustica	GA-72005 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 22.9 m ³ /h T op.: 35°C P op.: --- kg/cm ² Líquido: 20 wt% Cáustica	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años
Bombas Cáustica Gastada	GA-72006 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 22.9 m ³ /h T op.: 35°C P op.: --- kg/cm ² Líquido: Cáustica gastada	Hierro dúctil	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. ASME B-73.1	20 años
Bombas corte lateral Deisohexanizador	GA-72007 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 158 m ³ /h T op.: 101°C P op.: 2.1 kg/cm ² Flujo: 94,274 kg/h Fase: Líquido Fluido: 325.75 kmol / h (2-metilpentano)	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de líquidos de fondo de Deisohexanizador	GA-72008 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 15 m ³ /h T op.: 131°C P op.: 2.3 kg/cm ² Flujo: 7,832 kg/h Fase: Líquido Fluido: 30.36 kmol / h (Ciclohexano)	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de productos diversos de Deisohexanizador	GA-72009 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 132 m ³ /h T op.: 55°C P op.: 0.91 kg/cm ² Flujo: 431,811 kg/h Fase: Líquido Fluido: 2009.19 kmol / h (Isopentano)	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21. API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de reflujo Deisohexanizador	GA-72010 A / B	Nota 1	Nota 1	Capacidad Normal: 604 m ³ /h T op.: 55°C	Acero al carbón ASTM-A333	Especificaciones estándar UOP: 5-11, 7-12, 5-21.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				P op.: 0.91 kg/cm ² Flujo: 431,811 kg/h Fase: Líquido Fluido: 2009.19 kmol / h (Isopentano)		API 610 11th Edition.	
Bombas de transferencia de cloruro	BP-72001	Nota 1	Nota 1	T op.: 38°C P de descarga máxima: 2.257 kg/cm ² Flujo: --- kg/h Líquido: Percloroetileno	Acero inoxidable	Especificaciones estándar UOP: 5-13, 7-12. API 675 Positive Displacement Pumps.	20 años
Bombas de inyección de cloruro	BP-72002 A/B	Nota 1	Nota 1	T op.: 38°C P de descarga máxima: 36.99 kg/cm ² Flujo: 33 kg/h Líquido: Percloroetileno	Acero inoxidable	Especificaciones estándar UOP: 5-13, 7-12. API 675 Positive Displacement Pumps.	20 años
Bombas de inyección de agua	BP-72003 A / B	Nota 1	Nota 1	T op.: 50°C P op.: 0.70 kg/cm ² Flujo: 30 kg/h Fluido: 1.69 kmol / h (Agua).	Acero inoxidable	Especificaciones estándar UOP: 5-13, 7-12. API 675 Positive Displacement Pumps.	20 años
Compresores reciprocantes	BC-72001 A / B	Nota 1	Nota 1	T op.: 38°C P op.: 21.6 kg/cm ² Flujo: 844 kg/h Fase: Vapor Fluido: 415.31kmol / h (Hidrógeno).	Acero inoxidable	Especificaciones estándar UOP: 5-14, 7-12. API-618- Reciprocating Compressors	20 años
Eyector	BY-72001	Nota 1	Nota 1	T op.: 39°C P op.: 21.6 kg/cm ² Flujo: 844 kg/h Fase: Vapor Fluido: 415.31kmol / h (Hidrógeno).	Nota 1	ASME B46.1	20 años
Atemperador de vapor	DSC-72001	Nota 1	Nota 1	T op.: --- °C P op.: --- kg/cm ² Flujo: --- kg/h Fase: Vapor	Nota 1	Especificaciones estándar UOP: 801.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Fluido: 415.31kmol / h (Hidrógeno).			
Paquete de secado	SPE-72001	Especificado por proveedor	Nota 1	T op.: 35 °C P op.: 5.4 kg/cm ² Flujo: 4,994 kg/h Fase: Vapor Fluido: 112.57 % mol (Hidrógeno).	Nota 1	Especificaciones estándar UOP: 3-11.	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



4. U-71000. Planta Reformadora de Naftas (REF).

Tabla I. 18. REF

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Calentadores de Fuego							
Calentador de carga	BA-71001	Nota 1	Número de pasos de tubos: 85	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Top = 549/549/549 °C Pop = --- kg/cm ² Fop = 358230 / 375979 / 374917 kg/h Calor de absorción = 32.98x106 /35.20x106 /34.36x106 kcal/h	Sección Radiante: Espesor de la pared del tubo = API 530, Material del tubo (Especificación y Grado ASTM) = A 335 P9 Sección de Convección/Vapor de Baja: Espesor de la pared del tubo = ASME BPVC SECT I, Material del tubo (Especificación y Grado ASTM) = SA 106 Gr B	Calentador de fuego por Proyecto UOP especificación 697 y 965 Orientación de la línea de transferencia especificación 840. Especificación Estándar de UOP 2-12	20 años
Intercalentador No. 1	BA-71002	Nota 1	Número de pasos de tubos: 85	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Top = 549/549/549 °C Pop = --- kg/cm ² Fop = 358230 / 375979 / 374917 kg/h	Sección Radiante: Espesor de la pared del tubo = API 530, Material del tubo (Especificación y Grado ASTM) = A 335 P9 Sección de Convección/Vapor Sobrecalentado: Espesor de la pared del tubo = ASME BPVC SECT I, Material del tubo (Especificación y	Calentador de fuego por Proyecto UOP especificación 697 y 965 Orientación de la línea de transferencia especificación 840. Especificación Estándar de UOP 2-12	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
					Grado ASTM) = SA 335 P22		
Intercalentador No. 2	BA-71003	Nota 1	Número de pasos de tubos: 56	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Top = 549/549/549 °C Pop = --- kg/cm ² Fop = 358230 / 375979 / 374917 kg/h	Sección Radiante: Espesor de la pared del tubo = API 530, Material del tubo (Especificación y Grado ASTM) = A 335 P9 Sección de Convección/Vapor Superior: Espesor de la pared del tubo = ASME BPVC SECT I, Material del tubo (Especificación y Grado ASTM) = SA 106 Gr B	Calentador de fuego por Proyecto UOP especificación 697 y 965 Orientación de la línea de transferencia especificación 840. Especificación Estándar de UOP 2-12	20 años
Recipientes – General							
Separador	FA-71001	Nota 1	D = 3550 mm, H = 7200 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 3.5/3.5/3.5 kg/cm ² Top = 50/50/50 °C Qw = 67183 / 94999 / 87413 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL150, (2) ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Separador de Succión de Gas Neto	FA-71002	Nota 1	D = 2700 mm, H = 3500 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 5.0 /5.0/5.0 kg/cm ² Top = 50/50/50 °C Qw = 67849 / 86789 / 74489 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL150, (2) ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Separador de Recontacto No. 1	FA-71003	Nota 1	D = 2300 mm, H = 6500 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL150, (2) ASME CL300	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Pop = 13.80/13.80/13.80 kg/cm ² Top = 38/38/38 °C Qw = 67849 / 86789 / 74489 kg/h		Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	
Separador de Recontacto No. 2	FA-71004	Nota 1	D = 2800 mm, H = 8300 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 31.40/31.40/31.40 kg/cm ² Top = 38/38/38 °C Qw = 197913 / 169859 / 168219 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Tratadores de Cloruros de Gas Neto	FA-71005 ^a /B	Nota 1	D = 2800 mm, H = 6600 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 29/29/29 °C Qw = 16886 / 22168 / 20337 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Debutanizador (Columna)	DF-71001	Nota 1	30 Bandejas D = 2700 y 3600 mm, H = 26300 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 11.6/11.6/11.6 kg/cm ² Top = 56/56/57 °C Qw = 342011 / 345600 / 341656 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Separador Knockout de Alimentación PSA	FA-71006	Nota 1	D = 1400 mm, H = 2800 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 29/29/29 °C Qw = 16885 / 22167 / 20336 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Debutanizador Acumulador	FA-71007	Nota 1	D = 2500 mm, H = 7500 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 38/38/38 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL150, (2) ASME CL300	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Qw = 122078 / 147647 / 122565 kg/h		Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	
Tratadores de Cloruro de LPG	FA-71008 ^a /B	Nota 1	D = 1100 mm, H = 4000 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 38/38/38 °C Qw = 9917 / 5000 / 10762 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Separador Break de Condensado	FA-71009	Nota 1	D = 406 mm, H = 1900 mm	Condensado Pop = --- kg/cm ² Top = --- °C	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL150, (2) ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Separador Disengaging de Vapor	FA-71010	Nota 1	D = 2450 mm, H = 7900 mm	Pop = --- kg/cm ² Top = --- °C	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL600 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Separador Surge de alimentación	FA-71011	Nota 1	D = 3800 mm, H = 1100 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 10.61/10.61/10.61 kg/cm ² Top = 85/85/85 °C Qw = 327256 / 326791 / 329733 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Calentador de alimentación de condensado	FA-71012	Nota 1	D = 508 mm, H = 1700 mm	Condensado de Baja Presión Pop = --- kg/cm ² Top = --- °C	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años
Rehervidor del Debutanizador de Condensado	FA-71013	Nota 1	D = 1000 mm, H = 1600 mm	Condensado de Alta Presión Pop = --- kg/cm ² Top = --- °C	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL300 Especificación Estándar de UOP 3-11, 3-35, 3-37.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Recipientes – Reactores							
Reactor No. 1	DC-71001	Nota 1	DI = 2500 mm, H = 14550 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Top = 453/446/434 °C Pop = --- kg/cm ² Qw = 358230 / 375979 / 374917 kg/h	Coraza, cabezas y conos: SA387 Gr. 11 o Gr. 22. Forjados: SA336 Cl F11 o F22. Boquillas externas y bridas: SA182 Gr. F11 o F22. Para requisitos de material adicionales el Estándar de UOP Especificaciones 3-12 Secciones 4 y 5.	ASME Sección VIII, División 1 Especificaciones Estándar de UOP: 969439-304, -805, -907 969440-305, -640. Especificaciones Estándar de UOP: 31-12, 3-37, 8-1215, 9-11	20 años
Reactor No. 2	DC-71002	Nota 1	DI = 2700 mm, H = 16550 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Top = 480/470/470°C Pop = --- kg/cm ² Qw = 358230 / 375979 / 374917 kg/h	Coraza, cabezas y conos: SA387 Gr. 11 o Gr. 22. Forjados: SA336 Cl F11 o F22. Boquillas externas y bridas: SA182 Gr. F11 o F22. Para requisitos de material adicionales el Estándar de UOP Especificaciones 3-12 Secciones 4 y 5.	ASME Sección VIII, División 1 Especificaciones Estándar de UOP: 969439-304, -805, -907 969440-305, -640. Especificaciones Estándar de UOP: 31-12, 3-37, 8-1215, 9-11	20 años
Reactor No. 3	DC-71003	Nota 1	DI = 3200 mm, H = 15350 mm	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Top = 487/482/483°C Pop = --- kg/cm ² Qw = 358230 / 375979 / 374917 kg/h	Coraza, cabezas y conos: SA387 Gr. 11 o Gr. 22. Forjados: SA336 Cl F11 o F22. Boquillas externas y bridas: SA182 Gr. F11 o F22. Para requisitos de material adicionales el Estándar de UOP	ASME Sección VIII, División 1 Especificaciones Estándar de UOP: 969439-304, -805, -907 969440-305, -640. Especificaciones Estándar de UOP: 31-12, 3-37, 8-1215, 9-11	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
					Especificaciones 3-12 Secciones 4 y 5		
Intercambiadores de Calor – Tubular							
Intercambiador de Alimentación Combinada	EA-71001	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 10.6/ 10.6 / 10.6 kg/cm ² Top = 438 / 439 / 442 °C Qw = 358230 / 375979 / 374917 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Class – ASME CL150, (2) ASME CL300 Especificaciones estándar de UOP 3-11, 4-12.	20 años
Intercambiador de purga del Reactor	EA-71002	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 316/316/316 °C Qw = 891 / 972 / 910 kg/h	1Cr-½ Mo or 1¼Cr- ½ Mo (Std 3-12)	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años
Enfriador de ajuste para Recontacto No. 1	EA-71003	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 47/48/48 °C Qw = 228184 / 200991 / 195977 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años
Enfriador de ajuste para Recontacto No. 2	EA-71004	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 59 / 60 / 59 °C Qw = 197913 / 169859 / 168219 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años
Enfriador de Fondos del Butanizador	EA-71005A/B	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 70/64/69 °C Qw = 310269 / 303313 / 309304 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Intercambiador de Fondos – Alimentación del Debutanizador	EA-71006A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 34 / 32 / 33 °C Qw = 342011 / 345600 / 341656 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años
Rehervidor del Debutanizador	EA-71007	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 217 / 215 / 217 °C Qw = 508229 / 503023 / 494409 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años
Condensador del Debutanizador	EA-71008A/B	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 11.6 / 11.6 / 11.6 kg/cm ² Top = 56 / 56 / 57 °C Qw = 122078 / 147647 / 122565 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años
Calentador de Alimentación	EA-71009	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = 10.6 / 10.6 / 10.6 kg/cm ² Top = 85/85/85°C Qw = 327256 / 326791 / 329733 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 4-11	20 años
Condensador de Superficie del Compresor de Gas Neto	EA-71010	Nota 1	Nota 1	Pop = 0.11 kg/cm ² Top = 46 °C	---	Especificación estándar de UOP 4-14	20 años
Intercambiadores de calor – Aire Enfriado							
Condensador de productos	EC-71001	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ²	Acero al Carbono ASTM A333	ASME BPVC Sección VIII, División 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Top = 122 / 107 / 107 °C Qw = 359201 / 377247 / 376104 kg/h		API 661 / ISO 13706 Especificación estándar de UOP 4-13	
Enfriador de Gas Neto	EC-71002	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 85/85/89 °C	Acero al Carbono ASTM A333	ASME BPVC Sección VIII, División 1 API 661 / ISO 13706 Especificación estándar de UOP 4-13	20 años
Enfriador de Recontacto No. 1	EC-71003	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 131/129/133 °C Qw = 66343 / 85428 / 72856 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME BPVC Sección VIII, División 1 API 661 / ISO 13706 Especificación estándar de UOP 4-13	20 años
Enfriador de Recontacto No. 2	EC-71004	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop = --- kg/cm ² Top = 118/115/119 °C	Acero al Carbono ASTM A333	ASME BPVC Sección VIII, División 1 API 661 / ISO 13706 Especificación estándar de UOP 4-13	20 años
Bombas – Bombas Centrífugas							
Bombas del Separador	GA-71001A/B	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop desc = 34.64 kg/cm ² Top = 50/50/50 °C Qw = 293525 / 283608 / 290323 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP 5-11 y 7-12.	20 años
Bombas del Tanque de Recontacto No. 1	GA-71002A/B	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop desc = 15.19 kg/cm ² Top = 38/38/38°C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP 5-11 y 7-12.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Qw = 174252 / 126532 / 134495 kg/h			
Bombas de Domos del Debutanizador	GA-71003A/B	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop desc = 20.67 kg/cm ² Top = 38/38/38 °C Qw = 100252 / 118360 / 100976 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP 5-11, 7-12 y 5-16.	20 años
Bombas de Agua de Circulación	GA-71004A/B	Nota 1	Nota 1	Agua Pop desc = 53.93 kg/cm ² Top = 262 °C Flujo nominal = 1030 m ³ /h	Acero Inoxidable	Especificación estándar de UOP 5-11, 7-12 y 5-16.	20 años
Bombas de Condensado del Condensador de Superficie	GA-71005A/B	Nota 1	Nota 1	Condensado Pop desc = 9.140 kg/cm ² Top = 47 °C Flujo nominal = 60.6 m ³ /h	Hierro dúctil	ASME B-73.1 Especificación estándar de UOP 5-11, 7-12 y 5-16.	20 años
Bombas de Arranque	GA-71006	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop desc = 16.10 kg/cm ² Top = 85/85/85 °C Flujo nominal = 284 m ³ /h	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP 5-11 y 7-12.	20 años
Bombas- Bombas Dosificadoras							
Bomba de Inyección de Cloruros (Percloroetileno)	BD-71001	Nota 1	Nota 1	F = 0.00071 m ³ /h Presión Diferencial = 8.31 kg/cm ² Top = 20 °C	Acero Inoxidable 316	API 675 Especificación estándar de UOP 5-13	20 años
Bombas de Inyección de Condensados (Agua)	BD-71002A/B	Nota 1	Nota 1	Capacidad 0.0033 m ³ /h Pop desc = 6.806 kg/cm ²	Acero Inoxidable 316	API 675 Especificación estándar de UOP 5-13	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión Diferencial = 5.98 kg/cm ² Top = 50 °C			
Bombas de Inyección de Cloruros de Pre-arranque (Percloroetileno)	BD-71003	Nota 1	Nota 1	Capacidad 0.0178 m ³ /h Pop desc = 8.310 kg/cm ² Presión Diferencial = 8.31 kg/cm ² Top = 20 °C	Acero Inoxidable 316	API 675 Especificación estándar de UOP 5-13	20 años
Bombas de Inyección de sulfuro (Dimetil disulfuro)	BD-71004A/B	Nota 1	Nota 1	Capacidad 0.00018 m ³ /h Pop desc = 10.22 kg/cm ² Presión Diferencial = 10.2 kg/cm ² Top = 39 °C	Acero Inoxidable 316	API 675 Especificación estándar de UOP 5-13	20 años
Compresor – Compresores centrífugos							
Compresor de Reciclo	GB-71001	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop desc = 5.81/6.353/6.25 kg/cm ² Top desc = 103/103/105 °C Qw = 67183 / 94999 / 87413 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	API 617 Especificación estándar de UOP 5-15.	20 años
Compresor de Gas Neto	GB-71002	Nota 1	Nota 1	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Pop desc = 33/32.74/32.59 kg/cm ² Top desc = 117/116/120 °C Qw = 66343 / 85428 / 72856 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	API 617 Especificación estándar de UOP 5-15.	20 años
Misceláneos							
Sistema Recovery Plus	SPE-71001	Nota 1	25 x 25 m	Nafta: 91 Ronc/Lean/Rich Po = 31.4 / 31.4 / 31.4 kg/cm ²	Nota 1	ASME Sección VIII, División 1 API 610 API 619	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Top = 38/38/38 °C Qw = 36072 / 54316 / 45098 kg/h		Especificación estándar de UOP 7-12.	
Unidad PSA Polybed	SPE-71002	Nota 1	Nota 1	Gas Neto: Purificación del H ₂ Nafta: Lean/Rich Pop desc = 28.1 / 28.5 kg/cm ² Top desc = 29 / 29 °C Qw = 22167 / 20336 kg/h	Acero al Carbono ASTM A333	ASME Sección VIII, División 1 Especificación estándar de UOP 3-11, 8-11, 8-12 y 801.	20 años
Eyector	BY-71001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Atemperador del Rehervidor del Debutanizador	DSC-71001	Nota 1	Nota 1	Vapor de Alta Presión Pop desc = 45.36 kg/cm ² Top = 385 °C	Nota 1	Especificación estándar de UOP 801	20 años
Atemperador de vapor HP	DSC-71002	Nota 1	Nota 1	Pop desc = 46.21 kg/cm ² Top = 442 °C	Nota 1	Especificación estándar de UOP 801	20 años
SECCIÓN DE REGENERACIÓN CCR							
Calentadores							
Calentador de Gas de Reducción No. 1 (Eléctrico)	BH-71101	Nota 1	Nota 1	Mezcla e Hidrógeno Nafta: Lean/Rich Pop = 12.94 kg/cm ² Top = 429 °C F = 953 kg/h	Aleación 800/800H/800HT	Especificación estándar de UOP 8-11 y 8-12.	20 años
Calentador de Reducción de Gas No. 2 (Eléctrico)	BH-71102	Nota 1	Nota 1	Mezcla e Hidrógeno Nafta: Lean/Rich Pop = 7.266 kg/cm ² Top = 572 °C F = 543 kg/h	Aleación 800/800H/800HT	Especificación estándar de UOP 8-11 y 8-12.	20 años
Calentador del Regenerador (Eléctrico)	BH-71103	Nota 1	Nota 1	Aire: N ₂ , O ₂ , CO ₂ , otros. Pop = 2.682 kg/cm ² Top = 481 °C	Aleación 800/800H/800HT	Especificación estándar de UOP 8-11 y 8-12.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				F = 39675 kg/h			
Calentador de Aire (Eléctrico)	BH-71104	Nota 1	Nota 1	Aire Pop = 2.682 kg/cm ² Top = 569 °C F = 1249 kg/h	Aleación 800/800H/800HT	Especificación estándar de UOP 8-11 y 8-12.	20 años
Calentador de Gas Recalentado (Eléctrico)	BH-71105	Nota 1	Nota 1	Aire: N ₂ , O ₂ , CO ₂ , otros Pop = 2.682 kg/cm ² Top = 568 °C F = 7905 kg/h	Aleación 800/800H/800HT	Especificación estándar de UOP 8-11 y 8-12.	20 años
Recipientes – General							
Embudo de adición del catalizador	FA-71101	Nota 1	D = 900 mm, H = 900 mm D = 150 mm	Nota 1	Acero inoxidable SA 240 tipo 304L	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Lock Hopper	FA-71102	Nota 1	D = 600 mm, H = 600 mm	Nota 1	Acero inoxidable SA 240 tipo 304L	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Hopper Disengaging Catalizador Gastado	FA-71103	Nota 1	D = 2200 y 1200 mm, H = 6080 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Adsorbedor de cloruros	FA-71104	Nota 1	D = 160 mm, H = 300 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Recipiente Colector de Finos del Catalizador Gastado	FA-71105	Nota 1	D = 600 mm, H = 900 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Hopper de desenganche del	FA-71106	Nota 1	D = 1200 mm, H = 1460 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Catalizador Regenerado						Especificación estándar de UOP 3-15.	
Lock Hopper de desenganche	FA-71107	Nota 1	D = 550 mm, H = 1275 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Lock Hopper	FA-71108	Nota 1	D = 550 mm, H = 1275 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Separador Surge del Lock Hopper	FA-71109	Nota 1	D = 850 mm, H = 2000 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Recipiente Colector de Finos del Catalizador Regenerado	FA-71110	Nota 1	D = 600 mm, H = 900 mm	Nota 1	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP 3-15.	20 años
Recipientes – Reactores							
Torre de Regeneración	DB-71101	Nota 1	D = 2440 y 1675 mm, H = 22100 mm	Catalizador Pop = 2.5 kg/cm ² Top = 565 °C	Carbono de Acero Inoxidable	Especificación de UOP: 969440-305, -606, -640. Estándar de UOP: 3-15, 8-1315, 9-11.	20 años
Intercambiadores de Calor – Tubular							
Intercambiador de Gas de Reducción	EA-71101	Nota 1	Nota 1	Hidrocarburos e Hidrógeno Pop = 7.252 / 13.44 kg/cm ² (Coraza/Tubos) Top = 352.7 / 310 °C (Coraza/Tubos)	Acero Cr-Mo	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP: 4-11.	20 años
Calentador de Gas “Booster”	EA-71102	Nota 1	Nota 1	Hidrocarburos e Hidrógeno	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Pop = 10 / 29.05 kg/cm ² (Coraza/Tubos) Top = 183.3 / 168.5 °C (Coraza/Tubos)		Especificación estándar de UOP: 4-11.	
Pre calentador de aire	EA-71103	Nota 1	Nota 1	Aire atmosférico / Vapor de Baja Presión Pop = 0.03042 / 3.09 kg/cm ² (Coraza/Tubos) Top = 93 / 142 °C (Coraza/Tubos)	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP: 4-11.	20 años
Calentador de gas precalentado	EA-71104	Nota 1	Nota 1	Nitrógeno / Vapor de Media Presión Pop = 3.557 / 10 kg/cm ² (Coraza/Tubos) Top = 172.5 / 183.3 °C (Coraza/Tubos)	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP: 4-11.	20 años
Enfriador de venteo de gas	EA-71105	Nota 1	Nota 1	Aire atmosférico / Gas de venteo Pop = 0.01996 / 2.681 kg/cm ² (Coraza/Tubos) Top = 391.4 / 140.4 °C (Coraza/Tubos)	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP: 4-11.	20 años
Enfriador de la Zona de Enfriamiento	EA-71106	Nota 1	Nota 1	Aire atmosférico / Gas de enfriamiento Pop = 0.21 / 2.68 kg/cm ² (Coraza/Tubos) Top = 371.1 / 71.3 °C (Coraza/Tubos)	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I Especificación estándar de UOP: 4-11.	20 años
Intercambiadores de Calor – Aire Enfriado							
Enfriador de Regeneración	EC-71101	Nota 1	Nota 1	Gas de regeneración Top = 481 °C	Acero al Carbono ASTM A333	ASME sección VIII, División I	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
						Especificación estándar de UOP: 3-11 y 3-15.	
Bombas – Bombas Dosificadoras							
Bombas de Inyección de Cloruros a Torre de Regeneración	BD-71101	Nota 1	Nota 1	Percloroetileno Pop = 1.750 kg/cm ² Top = 20 °C	Acero Inoxidable 316	Especificación estándar de UOP: 5-13 y 7-12.	20 años
Compresores – Compresores Reciprocantes							
Soplador de Regeneración	BV-71101	Nota 1	Nota 1	Nitrógeno Pop desc= 2.739 kg/cm ² Top = 521 °C	Acero Inoxidable 316	Especificación estándar de UOP: 7-12.	20 años
Soplador del enfriador	BV-71102	Nota 1	Nota 1	Aire Pop desc= 0.05842 kg/cm ² Top = 584 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 7-12.	20 años
Soplador de Gas Ligero de Catalizador Gastado	BV-71103	Nota 1	Nota 1	Gas ligero del catalizador gastado Pop desc= 5.269 kg/cm ² Top = 60 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 7-12.	20 años
Soplador de Remoción de Finos de Catalizador Gastado	BV-71104	Nota 1	Nota 1	Aire Pop desc= 3.598 kg/cm ² Top = 60 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 7-12.	20 años
Soplador de Gas Ligero de Catalizador Regenerado	BV-71105	Nota 1	Nota 1	Gas ligero del catalizador regenerado Pop desc= 5.269 kg/cm ² Top = 60 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 7-12.	20 años
Soplador de Remoción de Finos de Catalizador Regenerado	BV-71106	Nota 1	Nota 1	Aire Pop desc= 3.089 kg/cm ² Top = 76 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 7-12.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Misceláneos							
Filtro de Gas de Reducción	FG-71101	Nota 1	Nota 1	H ₂ y hidrocarburos con trazas de HCl Pop desc= 7.87 kg/cm ² Top = 80 °C	Acero al Carbono ASTM A333	ASME B46.1	20 años
Coalescente de Gas Booster	SPE-71101	Nota 1	Nota 1	Vapor de alimentación Pop = 29.98 kg/cm ² Top = 29 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 3-11.	20 años
Colector de Polvos del Catalizador Gastado	SPE-71102	Nota 1	Nota 1	Nitrógeno Pop = 4.34 kg/cm ² Top = 60 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 3-11.	20 años
Colector de Polvos de catalizador Regenerado	SPE-71103	Nota 1	Nota 1	Nitrógeno Pop = 3.84 kg/cm ² Top = 81 °C	Acero al Carbono ASTM A333	Especificación estándar de UOP: 3-11.	20 años
Paquete Secador de Aire	SA-71101	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Termocompresor	BY-71101	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



5. U-51000. Planta Hidrotratadora de Diésel No.1 (HDDI).

Tabla I. 19. HDDI

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Calentador de Carga	BA-51001	Nota 1	Nota 1	3.41/10.81 Mkal/h ΔP max= 112.5 kg/cm ² ΔT =380°C	347SS	Nota 1	20 años
Rehervidor de Torre Fraccionadora	BA-51002 A/B	Nota 1	Nota 1	Proceso= 10.40/10.12 Mkal/h Vapor= 0.23/0.21 Mkal/h ΔP max= 10 kg/cm ² ΔT = 352°C	5 Cr – ½ Mo	Nota 1	20 años
Torres							
Torre Lavadora	DA-51001	Nota 1	D=2,286 mm L _{T-T} =21,336 mm	ΔP max= 80 kg/cm ² ΔT superior= 200°C ΔT inferior= 200°C	KCS + CLAD 304 L	Nota 1	20 años
Torre Fraccionadora	DF-51001	Nota 1	Sección Superior D ₁ =3,200 mm L _{T-T} =8,996 mm Sección Inferior D ₂ =4,420 mm L _{T-T} =26,361 mm Transición Altura=1,219 mm	ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT superior= 250°C ΔT inferior= 390°C	KCS	Nota 1	20 años
Torre Agotadora	DS-51001	Nota 1	D=2,896 mm L _{T-T} =25,908 mm	ΔP max= 14.4 kg/cm ² ΔT superior= 285°C ΔT inferior= 285°C	KCS	Nota 1	20 años
Reactores							
Primer Reactor Desmetalizador	DC-51001	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =6,400 mm	ΔP max= 112.5 kg/cm ² ΔT =427°C	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años
Segundo Reactor Desmetalizador	DC-51002	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =6,400 mm	ΔP max= 102.7 kg/cm ² ΔT =427°C	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Primer Reactor de Hidrotratamiento	DC-51003	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =18,990 mm	ΔP max= 102.7 kg/cm ² ΔT =427°C	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años
Segundo Reactor de Hidrotratamiento	DC-51004	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =18,990 mm	ΔP max= 102.7 kg/cm ² ΔT =427°C	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años
Intercambiador de calor							
Intercambiador de Carga/ Diésel Producto (9)	EA-51001 A/B	Nota 1	Nota 1	16.613*1.1 Mkcal/h ΔP Envolverte= 11.6 kg/cm ² Tubos=15.1 kg/cm ² ΔT envolverte = 165°C ΔT tubos = 240°C	Envolverte y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Primer Intercambiador de Carga/ Efluente del Reactor DC-51004	EA-51002 A/D	Nota 1	Nota 1	26.96*1.1 Mkcal/h ΔP Envolverte= 108.6 kg/cm ² Tubos=102.7 kg/cm ² ΔT envolverte = 326°C ΔT tubos = 375°C	Envolverte: 5 Cr- ½ Mo Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Intercambiador de Hidrógeno/ Efluente del Reactor DC-51004	EA-51003	Nota 1	Nota 1	7.81*1.1 Mkcal/h ΔP Envolverte= 108.6 kg/cm ² Tubos=102.7 kg/cm ² ΔT envolverte = 390°C ΔT tubos = 393°C	Envolverte: 1 ¼ Cr-1/2 Mo-Si Rec 347 SS Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Segundo Condensador de Torre Agotadora	EA-51004	Nota 1	Nota 1	0.234 Mkcal/h ΔP Envolverte= 14.4 kg/cm ² Tubos=11.1 kg/cm ² ΔT envolverte = 220°C ΔT tubos = 80°C	Envolverte y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Segundo Intercambiador de Carga/ Efluente del Reactor DC-51004	EA-51005 A/B	Nota 1	Nota 1	9.64*1.1 Mkcal/h ΔP Envolverte= 112.5kg/cm ² Tubos=102.7 kg/cm ²	Envolverte: 1 ¼ Cr-1/2 Mo-Si Rec 347 SS Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				ΔT envolvente = 398°C ΔT tubos = 416°C			
Intercambiador Alimentación/ Fondos de Torre Fraccionadora	EA-51006	Nota 1	Nota 1	12.58*1.1 Mkal/h ΔP Envolvente= 11.6 kg/cm ² Tubos=15.1 kg/cm ² ΔT envolvente = 230°C ΔT tubos = 290°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Generador de Vapor	EA-51007	Nota 1	Nota 1	8.2*1.1 Mkal/h ΔP Envolvente= 16.2 kg/cm ² Tubos=15.1 kg/cm ² ΔT envolvente = 291°C ΔT tubos = 390°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Precalentador de alimentación a Generador de Vapor	EA-51008	Nota 1	Nota 1	1.54*1.1 Mkal/h ΔP Envolvente= 15.1 kg/cm ² Tubos=33 kg/cm ² ΔT envolvente = 265°C ΔT tubos = 225°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Segundo Condensador de Torre Fraccionadora	EA-51009	Nota 1	Nota 1	0.62*1.1 Mkal/h ΔP Envolvente= 7.7 kg/cm ² Tubos=10 kg/cm ² ΔT envolvente = 125°C ΔT tubos = 80°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Condensador de Superficie de Compresor GB-51001	EA-51010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador del Sistema de Lubricación de Compresor GB-51001	EA-51011	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Condensador de Interface	EA-51012	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador del Sistema Cerrado de Enfriamiento con Condensado Limpio	EA-51013 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador con aire							
Enfriador de Vapores del Separador Caliente de Alta Presión	EC-51001	Nota 1	Nota 1	33.711*1.1 Mkcal/h ΔP max= 96 kg/cm ² ΔT =200°C	Cabezal: ALLOY 825 Tubos: ALLOY 825	Nota 1	20 años
Enfriador de Primera Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EC-51002 A/B/C	Nota 1	Nota 1	0.870*1.2 Mkcal/h ΔP max= 38.5 kg/cm ² ΔT =150°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Segunda Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EC-51003 A/B/C	Nota 1	Nota 1	1.130*1.2 Mkcal/h ΔP max= 63.5 kg/cm ² ΔT =150°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Diésel Producto	EC-51004	Nota 1	Nota 1	27.15*1.1 Mkcal/h ΔP max= 15.1 kg/cm ² ΔT =260°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Primer Condensador de Torre Fraccionadora	EC-51005	Nota 1	Nota 1	16.44*1.1 Mkcal/h ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT =250°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador Final de Gases	EC-51006	Nota 1	Nota 1	1.34*1.1 Mkcal/h ΔP max= 17.4 kg/cm ² ΔT =175°C	Cabezal: KCS Tubos: 304 SS	Nota 1	20 años
Enfriador del Spill Back del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EC-51007	Nota 1	Nota 1	1.149*1.2 Mkcal/h ΔT =145°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Primer Condensador de Torre Agotadora	EC-51008	Nota 1	Nota 1	5.27 Mkal/h ΔP max= 14.4 kg/cm ² ΔT =285°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Recipientes							
Acumulador De Carga	FA-51001	Nota 1	D= 4,572 mm L _{T-T} =14,630 mm	ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT =165°C	KCS	Nota 1	20 años
Separador Caliente de Alta Presión	FA-51002	Nota 1	D= 3,810 mm L _{T-T} =10,363 mm	ΔP max=102.7 kg/cm ² ΔT =310°C	Envolvente: 1 ¼ Cr- ½ Mo Rec. 347 SS	Nota 1	20 años
Separador Frío de Alta Presión	FA-51003	Nota 1	D= 2,286 mm L _{T-T} =13,716 mm	ΔP max= 7 kg/cm ² ΔT = 200°C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque K.O. de Succión del compresor	FA-51004	Nota 1	D= 1,524 mm L _{T-T} =3,505 mm	ΔP max= 23.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque Separador de Primera Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-51005 A/B/C	Nota 1	D= 914 mm L _{T-T} =3,505 mm	ΔP max= 38.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque Separador de Segunda Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-51006 A/B/C	Nota 1	D= 914 mm L _{T-T} =3,505 mm	ΔP max= 63.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque K.O. de Succión del compresor de Hidrógeno de Recirculación	FA-51007	Nota 1	D=2,134 mm L _{T-T} =5,334 mm	ΔP max= 79.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	KCS	Nota 1	20 años
Primer Separador de Diésel	FA-51008	Nota 1	D=2,896 mm L _{T-T} =11,278 mm	ΔP max= 17.4 kg/cm ² ΔT = 310°C	KCS	Nota 1	20 años
Segundo Separador de Diésel	FA-51009	Nota 1	D=2,286 mm L _{T-T} =7,315 mm	ΔP max= 17.4 kg/cm ² ΔT = 310°C	KCS	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de Torre Fraccionadora	FA-51010	Nota 1	D=2,286 mm L _{T-T} =7,315 mm	ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT = 100°C	KCS	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de Torre Agotadora	FA-51011	Nota 1	D=1,372 mm L _{T-T} =4,267 mm	ΔP max= 14.4 kg/cm ² ΔT = 200°C	KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque Acumulador de Agua de Lavado	FA-51012	Nota 1	D=2,134 mm L _{T-T} =6,401 mm	$\Delta P_{\text{max}} = 7 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 200^\circ\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Acumulador de Amina Rica	FA-51013	Nota 1	D=3,658 mm L _{T-T} =10,363 mm	$\Delta P_{\text{max}} = 14.4 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 200^\circ\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Acumulador de Agua Amarga	FA-51014	Nota 1	D=2,438 mm L _{T-T} =7,315 mm	$\Delta P_{\text{max}} = 14.4 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 100^\circ\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Acumulador de Amina Pobre	FA-51015	Nota 1	D=3,658 mm L _{T-T} =10,363 mm	$\Delta P_{\text{max}} = 7 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 200^\circ\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Coalescedor de Carga Fría	FA-51016	Nota 1	D=2,591 mm L _{T-T} =7,772 mm	-	-	Nota 1	20 años
Tanque de Antiensuciante	FA-51021	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Antiespumante	FA-51022	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Alcalinos (Sección de Lavado con MDEA)	FA-51023	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Alcalinos (Sección de Fraccionamiento)	FA-51024	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Amargos (DS-51001)	FA-51025	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Amargos (DF-51001)	FA-51026	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque Acumulador de Condensado Limpio del Sistema Cerrado de Enfriamiento	FA-51031	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Recuperación de Hidrocarburos por Vacío de Equipos	FA-51032	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque Separador de Drenajes Aceitosos	FA-51033	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Desfogue de Alta Presión	FA-51041	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Desfogue de Baja Presión	FA-51042	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Desfogue	FA-51043	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Fosa de Decoquizado de BA-51001	FA-51051	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Fosa de Decoquizado de BA-51002 A/B	FA-51052	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Gas Combustible	FA-51053	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Fosas							
Fosa para Sistema de Decoquizado de BA-51001	F-51001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Fosa para Sistema de Decoquizado de BA-51002 A/B	F-51002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtros							
Filtro de Carga	FG-51001	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 1.2 \text{ kg/cm}^2$	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Gas Combustible	FG-51002 A/B	Nota 1	Nota 1	-	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bombas							
Bomba de Carga	GA-51001 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P_{\max} = 97.1$ kg/cm ² $\Delta T = 165^{\circ}\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre de Alta Presión	GA-51002 A/B	Nota 1	Nota 1	Potencia = 219.3 m ³ /h $\Delta P_{\max} = 72.2$ kg/cm ² Potencia hidráulica = 431.5 kW	S-8	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Fraccionadora	GA-51003 A/B	Nota 1	Nota 1	$Q = 168.8$ m ³ /h $\Delta P_{\max} = 7.0$ kg/cm ² Potencia hidráulica = 32.11 kW	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Diésel Producto	GA-51004 A/B	Nota 1	Nota 1	$Q = 590.7$ m ³ /h $\Delta P_{\max} = 12.5$ kg/cm ² Potencia hidráulica = 200.93 kW	C-6	Nota 1	20 años
Bomba de Recirculación al Rehervidor BA-51002 A/B	GA-51005 A/B (T) C/D (T)	Nota 1	Nota 1	$Q = 896.5$ m ³ /h $\Delta P_{\max} = 70.2$ kg/cm ² Potencia hidráulica = 181.48 kW	C-6	Nota 1	20 años
Bomba de Agua Amarga de FA-51001	GA-51006 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P_{\max} = 3.8$ kg/cm ² Potencia hidráulica = 80.22 kW	D-1	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Agotadora	GA-51007 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P_{\max} = 4.1$ kg/cm ² Potencia hidráulica = 3.45 kW	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Agua de Lavado	GA-51008 A/B	Nota 1	Nota 1	Potencia = 33.7 * 1.1 kcal/h	Cabezal: ALLOY 825 Tubos: ALLOY 825	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				$\Delta P \text{ max} = 70.2 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 200^\circ\text{C}$			
Bomba de Agua Amarga de FA-51016	GA-51009 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 2.1 \text{ kg/cm}^2$ Potencia= 1 kW	D-1	Nota 1	20 años
Bomba de Agua Amarga de FA-51010	GA-51010 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	
Bomba de Condensador de Superficie	GA-51014 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba del Sistema de Lubricación	GA-51015 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado Limpio a Sistema de Enfriamiento de Sistemas Dinámicos	GA-51031 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Hidrocarburos Recuperados por Vaciado a Slop	GA-51032 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Hidrocarburos Recuperados por Vaciado a Slop (del área de segregación de drenaje aceitoso)	GA-51033 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Agua Aceitosa a Tratamiento (del área de segregación de drenaje aceitoso)	GA-51034 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Desfogue de Alta Presión	GA-51041 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de Desfogue de Baja Presión	GA-51042 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Desfogue	GA-51043 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas dosificadoras							
Bomba de Agua Amarga de FA-51010	BD-51001 A/B	Nota 1	Nota 1	Q= 2.4 m ³ /h ΔP ΔP max= 6.8 kg/cm ² Potencia hidráulica= 0.44kW	D-1	Nota 1	20 años
Bomba de Antiensuciante	BD-51021 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Antiespumante	BD-51022 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Inhibidor de Corrosión para medios alcalinos (Sección de Lavado de MDEA)	BD-51023 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Inhibidor de Corrosión para medios alcalinos (Sección de Fraccionamiento)	BD-51024 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DS-51001)	BD-51025 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DF-51001)	BD-51026 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresores							
Compresor de Hidrógeno de Reposición	BC-51001 A/B/C	Nota 1	Nota 1	1ª Etapa ΔP max= 13.9 kg/cm ² 2ª Etapa	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				ΔP max= 22.8 kg/cm ² 3ª Etapa ΔP max= 37.5 kg/cm ² Potencia hidraulica a ₁ =894.8 kW Potencia hidraulica a ₂ =938.1 kW Potencia hidraulica a ₃ =938.1 kW 956 kw			
Compresor de Hidrógeno de Recirculación	GB-51001 (T)	Nota 1	Nota 1	ΔP max= 23.0 kg/cm ² Potencia Hidráulica= 3,336 kW	Nota 1	Nota 1	20 años
Turbinas							
Turbina del Compresor GB-51001	MV-51001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Turbina de Bomba de Recirculación al Rehervidor BA-51002 A	MV-51002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Turbina de Bomba de Recirculación al Rehervidor BA-51002 B	MV-51003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyectores							
Eyector y Silenciador	BY-51001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyector de la Primera Etapa del Condensador de Superficie	BY-51002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Eyector de la Segunda Etapa del Condensador de Superficie	BY-12003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyector de la Tercera Etapa del Condensador de Superficie	BY-51004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquetes							
Paquete del Antiensuciante	SPE-51001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Antiespumante	SPE-51002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios alcalinos	SPE-51003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios alcalinos	SPE-51004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DS-51001)	SPE-51005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DF-51001)	SPE-51006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Sistema Cerrado de Enfriamiento con Condensado Limpio	SPE-51009	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Recolección de Purgas y Vaciado de Hidrocarburos Cerrado	SPE-51010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Paquete del Área de Segregación de Drenaje Aceitoso	SPE-51011	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Lubricación por Niebla	SPE-51012	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Filtrado	SPE-51013	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Eyector	SPE-51014	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Compresor de Hidrógeno de Reposición	SPE-51015	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Compresor de Hidrógeno de Recirculación	SPE-51016	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



5. U-52000. Planta Hidrotratadora de Diésel No.2 (HDDI).

Tabla I. 20. HDDI

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Calentadores a fuego directo							
Calentador de Carga	BA-52001	Nota 1	Nota 1	3.43 MMkcal/h ΔP max= 112.5 kg/cm ² ΔT =380°C	347 SS	Nota 1	20 años
Rehervidor de Torre Fraccionadora	BA-52002 A/B	Nota 1	Nota 1	12.381 MMkcal/h Vapor= 0.23/0.21 Mkal/h ΔP max= 10 kg/cm ² ΔT = 352°C	5 Cr – ½ Mo	Nota 1	20 años
Torres							
Torre Lavadora	DA-52001	Nota 1	D=2,286 mm L _{T-T} =21,336 mm	ΔP max= 80 kg/cm ² ΔT superior= 200°C ΔT inferior= 200°C	KCS + CLAD 304 L	Nota 1	20 años
Torre Fraccionadora	DF-52001	Nota 1	Sección Superior D ₁ =3,962 mm L _{1T-T} =7,166 mm Sección Inferior D ₂ =4,877 mm L _{2T-T} =22,400 mm Transición Altura=1,219 mm	ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT superior= 250°C ΔT inferior= 390°C	KCS	Nota 1	20 años
Torre Agotadora	DS-52001	Nota 1	D=2,896 mm L _{T-T} =95,908 mm	ΔP max= 14.4 kg/cm ² ΔT superior= 285°C ΔT inferior= 285°C	KCS	Nota 1	20 años
Reactores							
Primer Reactor Desmetalizador	DC-52001	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =6,600 mm	ΔP max= 112.5 kg/cm ² ΔT =427°C	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años
Segundo Reactor Desmetalizador	DC-52002	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =6,600 mm	ΔP max= 102.7 kg/cm ² ΔT =427°C	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Primer Reactor de Hidrotratamiento	DC-52003	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =19,240 mm	$\Delta P_{\text{max}} = 102.7 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 427^\circ\text{C}$	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años
Segundo Reactor de Hidrotratamiento	DC-52004	Nota 1	D=5,000 mm L _{T-T} =19,240 mm	$\Delta P_{\text{max}} = 102.7 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 427^\circ\text{C}$	SA-542 Tipo D 4a Recubrimiento 347SS	Nota 1	20 años
Intercambiador de calor							
Intercambiador de Carga/ Diésel Producto (9)	EA-52001 A/B	Nota 1	Nota 1	0.485 MMkcal/h $\Delta P_{\text{Envolvente}} = 11.6 \text{ kg/cm}^2$ Tubos=15.1 kg/cm ² $\Delta T_{\text{envolvente}} = 165^\circ\text{C}$ $\Delta T_{\text{tubos}} = 240^\circ\text{C}$	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Primer Intercambiador de Carga/ Efluente del Reactor DC-52004	EA-52002 A/D	Nota 1	Nota 1	26.370 MMkcal/h $\Delta P_{\text{Envolvente}} = 108.6 \text{ kg/cm}^2$ Tubos=102.7 kg/cm ² $\Delta T_{\text{envolvente}} = 326^\circ\text{C}$ $\Delta T_{\text{tubos}} = 375^\circ\text{C}$	Envolvente: 5 Cr- $\frac{1}{2}$ Mo Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Intercambiador de Hidrógeno/ Efluente del Reactor DC-52004	EA-52003 A/B	Nota 1	Nota 1	4.398 MMkcal/h $\Delta P_{\text{Envolvente}} = 108.6 \text{ kg/cm}^2$ Tubos=102.7 kg/cm ² $\Delta T_{\text{envolvente}} = 390^\circ\text{C}$ $\Delta T_{\text{tubos}} = 393^\circ\text{C}$	Envolvente: 1 $\frac{1}{4}$ Cr-1/2 Mo-Si Rec 347 SS Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años
Segundo Condensador de Torre Agotadora	EA-52004	Nota 1	Nota 1	0.1145 MMkcal/h $\Delta P_{\text{Envolvente}} = 14.4 \text{ kg/cm}^2$ Tubos=11.1 kg/cm ² $\Delta T_{\text{envolvente}} = 220^\circ\text{C}$ $\Delta T_{\text{tubos}} = 80^\circ\text{C}$	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Segundo Intercambiador de Carga/ Efluente del Reactor DC-52004	EA-52005 A/B	Nota 1	Nota 1-	5.426 MMkcal/h $\Delta P_{\text{Envolvente}} = 112.5 \text{ kg/cm}^2$ Tubos=102.7 kg/cm ²	Envolvente: 1 $\frac{1}{4}$ Cr-1/2 Mo-Si Rec 347 SS Tubos: 347 SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				ΔT envolvente = 398°C ΔT tubos = 416°C			
Intercambiador Alimentación/ Fondos de Torre Fraccionadora	EA-52006	Nota 1	Nota 1	12.550 MMkcal/h ΔP Envolvente= 11.6 kg/cm ² Tubos=15.1 kg/cm ² ΔT envolvente = 230°C ΔT tubos = 290°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Generador de Vapor	EA-52007	Nota 1	Nota 1	9.100 MMkcal/h ΔP Envolvente= 16.2 kg/cm ² Tubos=15.1 kg/cm ² ΔT envolvente = 291°C ΔT tubos = 390°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Precalentador de alimentación a Generador de Vapor	EA-52008	Nota 1	Nota 1	1.713 MMkcal/h ΔP Envolvente= 15.1 kg/cm ² Tubos=33 kg/cm ² ΔT envolvente = 265°C ΔT tubos = 225°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Segundo Condensador de Torre Fraccionadora	EA-52009	Nota 1	Nota 1	0.739 MMkcal/h ΔP Envolvente= 7.7 kg/cm ² Tubos=10 kg/cm ² ΔT envolvente = 125°C ΔT tubos = 80°C	Envolvente y tubos: KCS	Nota 1	20 años
Condensador de Superficie de Compresor GB-52001	EA-52010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador del Sistema de Lubricación de Compresor GB-52001	EA-52011	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Condensador de Interface	EA-52012	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Enfriador del Sistema Cerrado de Enfriamiento con Condensado Limpio	EA-52013 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador con aire							
Enfriador de Vapores del Separador Caliente de Alta Presión	EC-52001	Nota 1	Nota 1	23.896 MMkcal/h ΔP max= 96 kg/cm ² ΔT =200°C	Cabezal: ALLOY 825 Tubos: ALLOY 825	Nota 1	20 años
Enfriador de Primera Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EC-52002 A/B/C	Nota 1	Nota 1	0.822 MMkcal/h ΔP max= 38.5 kg/cm ² ΔT =150°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Segunda Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EC-52003 A/B/C	Nota 1	Nota 1	1.072 MMkcal/h ΔP max= 63.5 kg/cm ² ΔT =150°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Diésel Producto	EC-52004	Nota 1	Nota 1	27.188 MMkcal/h ΔP max= 15.1 kg/cm ² ΔT =260°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Primer Condensador de Torre Fraccionadora	EC-52005	Nota 1	Nota 1	17.749 MMkcal/h ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT =250°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador Final de Gases	EC-52006	Nota 1	Nota 1	0.83 MMkcal/h ΔP max= 17.4 kg/cm ² ΔT =175°C	Cabezal: KCS Tubos: 304 SS	Nota 1	20 años
Enfriador del Spill Back del Compresor de Hidrógeno de Reposición	EC-52007	Nota 1	Nota 1	1.085 MMkcal/h ΔT =145°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años
Primer Condensador de Torre Agotadora	EC-52008	Nota 1	Nota 1	3.813 MMkcal/h ΔP max= 14.4 kg/cm ² ΔT =285°C	Cabezal: KCS Tubos: KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Recipientes							
Acumulador De Carga	FA-52001	Nota 1	D= 4,572 mm L _{T-T} =14,630 mm	ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT =165°C	KCS	Nota 1	20 años
Separador Caliente de Alta Presión	FA-52002	Nota 1	D= 3,810 mm L _{T-T} =10,363 mm	ΔP max=102.7 kg/cm ² ΔT =310°C	Envolvente: 1 ¼ Cr- ½ Mo Rec. 347 SS	Nota 1	20 años
Separador Frío de Alta Presión	FA-52003	Nota 1	D= 2,286 mm L _{T-T} =13,716 mm	ΔP max= 7 kg/cm ² ΔT = 200°C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque K.O. de Succión del compresor	FA-52004	Nota 1	D= 1,524 mm L _{T-T} =3,505 mm	ΔP max= 23.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque Separador de Primera Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-52005 A/B/C	Nota 1	D= 914 mm L _{T-T} =3,505 mm	ΔP max= 63.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque Separador de Segunda Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición	FA-52006 A/B/C	Nota 1	D= 914 mm L _{T-T} =3,505 mm	ΔP max= 63.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque K.O. de Succión del compresor de Hidrógeno de Recirculación	FA-52007	Nota 1	D=2,134 mm L _{T-T} =5,334 mm	ΔP max= 79.5 kg/cm ² ΔT = 150°C	KCS	Nota 1	20 años
Primer Separador de Diésel	FA-52008	Nota 1	D=2,896 mm L _{T-T} =11,278 mm	ΔP max= 17.4 kg/cm ² ΔT = 310°C	KCS	Nota 1	20 años
Segundo Separador de Diésel	FA-52009	Nota 1	D=2,296 mm L _{T-T} =7,315 mm	ΔP max= 17.4 kg/cm ² ΔT = 310°C	KCS	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de Torre Fraccionadora	FA-52010	Nota 1	D=2,286 mm L _{T-T} =7,315 mm	ΔP max= 6 kg/cm ² ΔT = 100°C	KCS	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de Torre Agotadora	FA-52011	Nota 1	D=1,372 mm L _{T-T} =4,267 mm	ΔP max= 14.4 kg/cm ² ΔT = 200°C	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Acumulador de Agua de Lavado	FA-52012	Nota 1	D=2,134 mm L _{T-T} =6,401 mm	ΔP max= 7 kg/cm ² ΔT = 200°C	KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque Acumulador de Amina Rica	FA-52013	Nota 1	D=3,658 mm L _{T-T} =10,363 mm	$\Delta P \text{ max} = 14.4 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 200^\circ\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Acumulador de Agua Amarga	FA-52014	Nota 1	D=2,438 mm L _{T-T} =7,315 mm	$\Delta P \text{ max} = 14.4 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 100^\circ\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Tanque Acumulador de Amina Pobre	FA-52015	Nota 1	D=3,658 mm L _{T-T} =10,363 mm	$\Delta P \text{ max} = 7 \text{ kg/cm}^2$ $\Delta T = 200^\circ\text{C}$	KCS	Nota 1	20 años
Coalescedor de Carga Fría	FA-52016	Nota 1	D=2,591 mm L _{T-T} =7,772 mm	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Antiensuciante	FA-52021	Nota 1	-	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Antiespumante	FA-52022	Nota 1	-	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Alcalinos (Sección de Lavado con MDEA)	FA-52023	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Alcalinos (Sección de Fraccionamiento)	FA-52024	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Amargos (DS-52001)	FA-52025	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Inhibidor de Corrosión para Medios Amargos (DF-52001)	FA-52026	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Agente Quelante	FA-52027	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Agente Secuestrante	FA-52028	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque Acumulador de Condensado Limpio del Sistema Cerrado de Enfriamiento	FA-52031	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Recuperación de Hidrocarburos por Vacío de Equipos	FA-52032	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque Separador de Drenajes Aceitosos	FA-52033	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Desfogue de Alta Presión	FA-52041	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Desfogue de Baja Presión	FA-52042	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Ácido	FA-52043	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Fosa de Decoquizado de BA-52001 A/B	FA-52051	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Fosa de Decoquizado de BA-52002 A/B	FA-52052	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Gas Combustible	FA-52053	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Fosas							
Fosa para Sistema de Decoquizado de BA-52001	F-52001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Fosa para Sistema de Decoquizado de BA-52002 A/B	F-52002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtros							
Filtro de Carga	FG-52001	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 1.2 \text{ kg/cm}^2$	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Gas Combustible	FG-52002 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas							



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de Carga	GA-52001 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 96.7 \text{ kg/cm}^2$	S-8	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre de Alta Presión	GA-52002 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 70 \text{ kg/cm}^2$	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Fraccionadora	GA-52003 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 6.95 \text{ kg/cm}^2$	C-6	Nota 1	20 años
Bomba de Diésel Producto	GA-52004 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 9.6 \text{ kg/cm}^2$	C-6	Nota 1	20 años
Bomba de Recirculación al Rehervidor BA-52002 A/B	GA-52005 A/B (T) C/D (T)	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 6.5 \text{ kg/cm}^2$	D-1	Nota 1	20 años
Bomba de Agua Amarga de FA-52001	GA-52006 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	S-6	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de Torre Agotadora	GA-52007 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Cabezal: ALLOY 825 Tubos: ALLOY 825	Nota 1	20 años
Bomba de Agua de Lavado	GA-52008 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	D-1	Nota 1	20 años
Bomba de Agua Amarga de FA-52016	GA-52009 A/B	Nota 1	Nota 1	-	-	Nota 1	-
Bomba de Agua Amarga de FA-52010	GA-52010 A/B	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 4.46 \text{ kg/cm}^2$	-	Nota 1	20 años
Bomba de Condensador de Superficie	GA-52014 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba del Sistema de Lubricación	GA-52015 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado Limpio a Sistema de Enfriamiento de Sistemas Dinámicos	GA-52031 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de Hidrocarburos Recuperados por Vaciado a Slop	GA-52032 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Hidrocarburos Recuperados por Vaciado a Slop (del área de segregación de drenaje aceitoso)	GA-52033 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Agua Aceitosa a Tratamiento (del área de segregación de drenaje aceitoso)	GA-52034 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Desfogue de Alta Presión	GA-52041 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Desfogue de Baja Presión	GA-52042 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Desfogue Ácido	GA-52043 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas dosificadoras							
Bomba de Antiensuciante	BD-52021 A/B	Nota 1	Nota 1	Q= 2.4 m ³ /h ΔP ΔP max= 6.8 kg/cm ² Potencia hidráulica= 0.44kW	D-1	Nota 1	20 años
Bomba de Antiespumante	BD-52022 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Inhibidor de Corrosión para medios alcalinos (Sección de Lavado de MDEA)	BD-52023 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Inhibidor de Corrosión para	BD-52024 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
medios alcalinos (Sección de Fraccionamiento)							
Bomba de Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DS-52001)	BD-52025 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DF-52001)	BD-52026 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Agente Quelante	BD-52027 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	-
Bomba de Agente Secuestrante de Oxígeno	BD-52028 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	-
Compresor de Hidrógeno de Reposición	BC-52001 A/B/C	Nota 1	Nota 1	1ª Etapa $\Delta P \text{ max} = 13.9 \text{ kg/cm}^2$ 2ª Etapa $\Delta P \text{ max} = 22.8 \text{ kg/cm}^2$ 3ª Etapa $\Delta P \text{ max} = 37.5 \text{ kg/cm}^2$ Potencia hidráulica $a_1 = 894.8 \text{ kW}$ Potencia hidráulica $a_2 = 938.1 \text{ kW}$ Potencia hidráulica $a_3 = 938.1 \text{ kW}$ 956 kW	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Hidrógeno de Recirculación	GB-52001 (T)	Nota 1	Nota 1	$\Delta P \text{ max} = 23.0 \text{ kg/cm}^2$	Nota 1	Nota 1	20 años
Turbinas							



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Turbina del Compresor GB-52001	MV-52001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyectores							
Eyector y Silenciador	BY-52001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyector de la Primera Etapa del Condensador de Superficie	BY-52002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyector de la Segunda Etapa del Condensador de Superficie	BY-52003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyector de la Tercera Etapa del Condensador de Superficie	BY-52004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquetes							
Paquete del Antiensuciante	SPE-52001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Antiespumante	SPE-52002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios alcalinos	SPE-52003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios alcalinos	SPE-52004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DS-52001)	SPE-52005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Paquete del Inhibidor de Corrosión para medios amargos (DF-52001)	SPE-52006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Agente Quelante	SPE-52007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	-
Paquete de Agente Secuestrante de Oxígeno	SPE-52008	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	-
Paquete del Sistema Cerrado de Enfriamiento con Condensado Limpio	SPE-52009	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Recolección de Purgas y Vaciado de Hidrocarburos Cerrado	SPE-52010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Área de Segregación de Drenaje Aceitoso	SPE-52011	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Lubricación por Niebla	SPE-52012	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Filtrado	SPE-52013	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Eyector	SPE-52014	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Compresor de Hidrógeno de Reposición	SPE-52015	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete del Compresor de Hidrógeno de Recirculación	SPE-52016	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



6. U-41000/ U-42000/ U-40000. Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 y No. 2 (HDTGO)..

Tabla I. 21 HDTGO

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Primer Tren HP Amina Absorbente	DA-41001	Nota 1	D = 2350 mm L _{T-T} = 17400 mm	Temperatura (°C): SOR: 67/65 EOR: 67/66 Presión (kg/cm²g): 113/113.3	Capa Externa: KCS Interna: KCS	Nota 1	20 años
Segundo Tren HP Amina Absorbente	DA-42001	Nota 1	D = 2350 mm L _{T-T} = 17400 mm	Temperatura (°C): SOR: 67/65 EOR: 67/66 Presión (kg/cm²g): 113/113.3	Capa Externa: KCS Interna: KCS	Nota 1	20 años
Separador	DS-40001	Nota 1	D _{TOP} : 1800 mm D _{MID} : 4100 mm D _{BOTTOM} : 5000 mm L _{T-T} = 37200 mm	Temperatura (°C): SOR: 172/303 EOR: 177/301 Presión (kg/cm²g): 11.7/12.0	Capa Externa: KCS Interna: KCS	Nota 1	20 años
Fraccionador	DF-40001	Nota 1	D _{TOP} : 3400 mm D _{BOTTOM} : 5100 mm L _{T-T} = 37200 mm	Temperatura (°C): SOR: 119/344 EOR: 129/341 Presión (kg/cm²g): 1.2/1.6	Capa Externa: KCS Interna: KCS	Nota 1	20 años
Primer Tren Reactor	DC-41001	Nota 1	D = 5000 mm L _{T-T} = 40285 mm	Temperatura (°C): SOR: 369 EOR: 398 Presión (kg/cm²g): SOR: 124.9 EOR: 129.3	Capa Externa: 2.25Cr-1Mo-0.25V Interna: SS347	Nota 1	20 años
Segundo Tren Reactor	DC-42001	Nota 1	D = 5000 mm L _{T-T} = 40285 mm	Temperatura (°C): SOR: 369 EOR: 398 Presión (kg/cm²g): SOR: 124.9 EOR: 129.3	Capa Externa: 2.25Cr-1Mo-0.25V Interna: SS347	Nota 1	20 años
Primer Tren de Tambor de Alimentación	FA-41001	Nota 1	D = 4500 mm L _{T-T} = 17000 mm	Temperatura (°C): 205 Presión (kg/cm²g): 1.0	Capa Externa: KCS+3.2 mm CA Interna: KCS C+ 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Primer Tren Separador de HP Caliente	FA-41002	Nota 1	D = 3100 mm L _{T-T} = 15300 mm	Temperatura (°C): 295 Presión (kg/cm²g): 115.8	Capa Externa: 1 ¼ Cr – ½ Mo Interna: SS347 OR SS321	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Primer Tren Separador de HP Frío	FA-41003	Nota 1	D = 2600 mm L _{T-T} = 8000 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 113.5	Capa Externa: KCS HIC Res. +6.4 CA Interna: KCS HIC Res. +6.4 CA	Nota 1	20 años
Primer tren del Tambor KO del absorbente de Amina HP	FA-41004	Nota 1	D = 1800 mm L _{T-T} = 2800 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 113.4	Capa Externa: KCS HIC Res. +6.4 CA Interna: KCS HIC Res. +6.4 CA	Nota 1	20 años
Primer Tren del tambor K.O. del compresor de reciclaje.	FA-41005	Nota 1	D = 1800 mm L _{T-T} = 3100 mm	Temperatura (°C): 67 Presión (kg/cm ² g): 113.0	Capa Externa: KCS HIC Res. +6.4 CA Interna: KCS HIC Res. +6.4 CA	Nota 1	20 años
Tambor Separador MP Caliente Primer Tren	FA-41006	Nota 1	D = 3400 mm L _{T-T} = 13300 mm	Temperatura (°C): 301 Presión (kg/cm ² g): 29.2	Capa Externa: 1 ¼ Cr – ½ Mo Interna: SS347 OR SS321	Nota 1	20 años
Tambor Separador MP Frío Primer Tren	FA-41007	Nota 1	D = 2600 mm L _{T-T} = 9000 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 28.3	Capa Externa: KCS HIC Res. + 6.4 CA Interna: KCS HIC Res. + 6.4 CA	Nota 1	20 años
Tambor de Succión KO de Compresor MU Primer Tren	FA-41008 A/B	Nota 1	D = 900 mm L _{T-T} = 2100 mm	Temperatura (°C): 40 Presión (kg/cm ² g): 20.8	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Primer tren de la segunda interfase del tambor K.O. del compresor MU	FA-41010 A/B	Nota 1	D = 700 mm L _{T-T} = 2100 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 73.0	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor de Alimentación del Segundo Tren	FA-42001	Nota 1	D = 4500 mm L _{T-T} = 17000 mm	Temperatura (°C): 205 Presión (kg/cm ² g): 1.0	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor Separador HP Caliente Segundo Tren	FA-42002	Nota 1	D = 3100 mm L _{T-T} = 15300 mm	Temperatura (°C): 295 Presión (kg/cm ² g): 115.8	Capa Externa: 1 ¼ Cr – ½ Mo Interna: SS347 OR SS321	Nota 1	20 años
Tambor Separador HP Frío Segundo Tren	FA-42003	Nota 1	D = 2600 mm L _{T-T} = 8000 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 113.5	Capa Externa: KCS HIC Res. + 6.4 CA Interna: KCS HIC Res. + 6.4 CA	Nota 1	20 años
Segundo tren de Hp Amortiguador	FA-42004	Nota 1	D = 1800 mm L _{T-T} = 2800 mm	Temperatura (°C): 50	Capa Externa: KCS HIC Res. + 6.4 CA	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
de Amina del Tambor K.O.				Presión (kg/cm ² g): 113.4	Interna: KCS HIC Res. + 6.4 CA		
Segundo Tren del Compresor de Reciclaje del tambor K.O.	FA-42005	Nota 1	D = 1800 mm L _{T-T} = 3100 mm	Temperatura (°C): 67 Presión (kg/cm ² g): 113.0	Capa Externa: KCS HIC Res. + 6.4 CA Interna: KCS HIC Res. + 6.4 CA	Nota 1	20 años
Tambor Separador MP Caliente Segundo Tren	FA-42006	Nota 1	D = 3400 mm L _{T-T} = 13300 mm	Temperatura (°C): 301 Presión (kg/cm ² g): 29.2	Capa Externa: 1 ¼ Cr – ½ Mo Interna: SS347 OR SS321	Nota 1	20 años
Tambor Separador MP Frío Segundo Tren	FA-42007	Nota 1	D = 2600 mm L _{T-T} = 9000 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 28.3	Capa Externa: KCS HIC Res. + 6.4 CA Interna: KCS HIC Res. + 6.4 CA	Nota 1	20 años
Segundo Tren del componente del compresor de succión del tambor K.O.	FA-42008 A/B	Nota 1	D = 900 mm L _{T-T} = 2100 mm	Temperatura (°C): 40 Presión (kg/cm ² g): 20.8	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Segundo Tren: Componente del Compresor del Primer tambor K.O en etapas intermedias.	FA-42009 A/B	Nota 1	D = 800 mm L _{T-T} = 2100 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 39.5	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Segundo Tren Componente del Compresor del Segundo tambor K.O en etapas intermedias	FA-42010 A/B	Nota 1	D = 700 mm L _{T-T} = 2100 mm	Temperatura (°C): 50 Presión (kg/cm ² g): 73	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor de Agua de Lavado	FA-40001	Nota 1	D = 2100 mm L _{T-T} = 6800 mm	Temperatura (°C): 45 Presión (kg/cm ² g): 2.0	Capa Externa: KCS HIC Res. + 3.2 CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor de Aumento de Amina Pobre	FA-40002	Nota 1	D = 3600 mm L _{T-T} = 12300 mm	Temperatura (°C): 65 Presión (kg/cm ² g): 3.0	Capa Externa: KCS HIC Res. + 3.2 CA Interna: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor Flash de Agua Amarga	FA-40003	Nota 1	D = 2500 mm L _{T-T} = 8000 mm	Temperatura (°C): 50	Capa Externa: KCS HIC Res. +6.4 CA	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (kg/cm ² g): 11.0	Interna: KCS HIC Res + 6.4 CA		
Tambor Flash de Amina Rica	FA-40004	Nota 1	D = 2700 mm L _{T-T} = 10700 mm	Temperatura (°C): 67 Presión (kg/cm ² g): 11.0	Capa Externa: KCS HIC Res. +6.4 CA Interna: KCS HIC Res + 6.4 CA	Nota 1	20 años
Tambor Separador de Reflujo	FA-40005	Nota 1	D = 2000 mm L _{T-T} = 6000 mm	Temperatura (°C): 38 Presión (kg/cm ² g): 11.0	Capa Externa: KCS HIC Res. +6.4 CA Interna: KCS HIC Res + 6.4 CA	Nota 1	20 años
Tambor de Reflujo Fraccionador	FA-40006	Nota 1	D = 2450 mm L _{T-T} = 8500 mm	Temperatura (°C): 90 Presión (kg/cm ² g): 1.0	Capa Externa: KCS + 3.2 CA Interna: KCS + 3.2 CA	Nota 1	20 años
Coalescedor de Alimentación	FA-40007 A/B	Nota 1		Temperatura (°C): 80 Presión (kg/cm ² g): 7.2	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor K.O de bengala HP	FA-40050	Nota 1	D = 3200 mm L _{T-T} = 8000 mm	Temperatura (°C): 25 Presión (kg/cm ² g): 0.3	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS	Nota 1	20 años
Tambor K.O. de bengala LP	FA-40051	Nota 1	D = 3000 mm L _{T-T} = 7500 mm	Temperatura (°C): 25 Presión (kg/cm ² g): 0.3	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS	Nota 1	20 años
Tambor Slops	FA-40052	Nota 1	D = 2900 mm L _{T-T} = 8600 mm	Temperatura (°C): 80 Presión (kg/cm ² g): 0.7	Capa Externa: KCS + 3.2 mm CA Interna: KCS	Nota 1	20 años
Tambor de Amina	FA-40053	Nota 1	D = 2250 mm L _{T-T} = 6750 mm	Temperatura (°C): 65 Presión (kg/cm ² g): 0.7	Capa Externa: KCS + 6.4 mm CA Interna: KCS	Nota 1	20 años
Nocaut de Gas Combustible	FA-40054	Nota 1	D = 750 mm L _{T-T} = 2800 mm	Temperatura (°C): 38 Presión (kg/cm ² g): 3.5	Capa Externa: CS + 3.2 mm CA Interna: 316 SS	Nota 1	20 años
Tambor de Purga de Condensado Continuo	FA-40055	Nota 1	D = 700 mm L _{T-T} = 2100 mm	Temperatura (°C): 148 Presión (kg/cm ² g): 3.5	Capa Externa: CS Interna: CS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tambor de Purga de Condensado Intermitente	FA-40056	Nota 1	D = 1100 mm L _{T-T} = 4000 mm		Capa Externa: CS + 3.2 mm CA Interna: CS	Nota 1	20 años
Tambor de Condensado de Baja Presión	FA-40057	Nota 1	D = 1000 mm L _{T-T} = 2500 mm	Temperatura (°C): 100 Presión (kg/cm²g): 0.2	Capa Externa: CS + 3.2 mm CA Interna: CS	Nota 1	20 años
Tambor de Agente de Sulfuración	FA-40059	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tambor Antiespumante	FA-40060	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tambor inhibidor de Corrosión	FA-40061	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tambor Antiincrustante	FA-40062	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Reciclado Primer Tren	GB-41001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 92 Presión (kg/cm²g): 137.3	Nota 1	Nota 1	20 años
Primer Tren del Compresor Separador	BC-41001 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 115 Presión (kg/cm²g): 137.4	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Reciclaje Segundo Tren	GB-42001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 92 Presión (kg/cm²g): 137.3	Nota 1	Nota 1	20 años
Segundo Tren del compresor separador	BC-42001 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 115 Presión (kg/cm²g): 137.4	Nota 1	Nota 1	20 años
Precalentador de Aire Forzado Ventilador de Tiro	BV-40001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Precalentador de Aire Inducido Ventilador de Tiro	BV-40002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Reactor de Alimentación/ Intercambiadores de Efluente Primer Tren	EA-41001 A-D	Nota 1	A = 3048 m²	Temperatura (°C): Capa: 218 Tubo:398 Presión (kg/cm²g): Capa: 134.9 Tubo: 119.3	Capa: 2.25Cr - 1.0Mo Tubo:	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Precalentadores de Gas Reciclado Primer Tren	EA-41002 A/B	Nota 1	A = 420 m ²	Temperatura (°C): Capa: 101 Tubo: 295 Presión (kg/cm ² g): Capa: 136.1 Tubo: 115.8	Capa: 1.25Cr - 0.5Mo Tubo:	Nota 1	20 años
Precalentador Líquido MP Primer Tren	EA-41003	Nota 1	A = 345 m ²	Temperatura (°C): Capa: 51 Tubo: 226 Presión (kg/cm ² g): Capa: 14.3 Tubo: 114.7	Capa: KCS Tubo:	Nota 1	20 años
Reactor de Alimentación/ Intercambiadores de Efluente Segundo Tren	EA-42001 A-D	Nota 1	A = 3048 m ²	Temperatura (°C): Capa: 218 Tubo: 398 Presión (kg/cm ² g): Capa: 134.9 Tubo: 119.3	Capa: 2.25Cr 1.0Mo Tubo:	Nota 1	20 años
Precalentadores de Gas Reciclado Segundo Tren	EA-42002 A/B	Nota 1	A = 420 m ²	Temperatura (°C): Capa: 101 Tubo: 295 Presión (kg/cm ² g): Capa: 136.1 Tubo: 115.8	Capa: 1.25Cr - 0.5Mo Tubo:	Nota 1	20 años
Precalentador Líquido MP Segundo Tren	EA-42003	Nota 1	A = 345 m ²	Temperatura (°C): Capa: 51 Tubo: 226 Presión (kg/cm ² g): Capa: 14.3 Tubo: 114.7	Capa: KCS Tubo:	Nota 1	20 años
Separador del Condensador de Ajuste	EA-40001	Nota 1	A = 170 m ²	Temperatura (°C): Capa: 55 Tubo: 28 Presión (kg/cm ² g): Capa: 11.3 Tubo: 6	Capa: KCS HIC Resistant Tubo: Duplex SS	Nota 1	20 años
Alimentación Fresca/ Intercambiador de Fondos Fraccionados.	EA-40002 A/B	Nota 1	A = 1534 m ²	Temperatura (°C): Capa: 149 Tubo: 305 Presión (kg/cm ² g): Capa: 6.9 Tubo: 14.4	Capa: KCS Tubo: KCS	Nota 1	20 años
Fraccionador de Alimentación/ Intercambiador de Fondos.	EA-40003 A-F	Nota 1	A = 4980 m ²	Temperatura (°C): Capa: 302 Tubo: 344 Presión (kg/cm ² g): Capa: 19.7 Tubo: 18.6	Capa: KCS Tubo:	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Separador Frío MP/ Intercambiador de Fondos Fraccionados.	EA-40004	Nota 1	A = 384 m ²	Temperatura (°C): Capa: 210 Tubo: 308 Presión (kg/cm ² g): Capa: 13.2 Tubo: 16.2	Nota 1	Nota 1	20 años
Generador De Vapor Encendido MP de la ronda de bombeo	EA-40005	Nota 1	A = 528 m ²	Temperatura (°C): Capa: 110 Tubo: 249 Presión (kg/cm ² g): Capa: 15.8 Tubo: 10	Capa: KCS Tubo: KCS	Nota 1	20 años
Generador de Vapor de LP de la ronda de bombeo	EA-40006	Nota 1	A = 538 m ²	Temperatura (°C): Capa: 110 Tubo: 218 Presión (kg/cm ² g): Capa: 6.8 Tubo: 9.3	Capa: KCS Tubo: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Nafta	EA-40007	Nota 1	A = 5.4 m ²	Temperatura (°C): Capa: 90 Tubo: 28 Presión (kg/cm ² g): Capa: 12 Tubo: 6	Capa: KCS Tubo: Duplex SS	Nota 1	20 años
Generador de Vapor en Gasoleo	EA-40008	Nota 1	A = 500 m ²	Temperatura (°C): Capa: 110 Tubo: 249 Presión (kg/cm ² g): Capa: 15.8 Tubo: 12.3	Capa: KCS Tubo: KCS	Nota 1	20 años
Alimentador Fresco / Intercambiador de productos Disel	EA-40009 A/B	Nota 1	A = 640 m ²	Temperatura (°C): Capa: 136 Tubo: 249 Presión (kg/cm ² g): Capa: 7.2 Tubo: 15.7	Capa: KCS Tubo: KCS	Nota 1	20 años
Enfriador de Purga	EA-40051	Nota 1	A = 5 m ²	Temperatura (°C): Capa: 99 Tubo: 25 Presión (kg/cm ² g): Capa: 0.1 Tubo: 6.0	Capa: KCS Tubo: Duplex SS	Nota 1	20 años
Precalentador de Aire del Fraccionador	EA-40010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
GB-MV-41001 Condensador de Superficie	EA-41004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
GB-MV-42001 Condensador de Superficie	EA-42004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
LP Enfriador de Condensado	EA-40052	Nota 1	A = 2 m ²	Temperatura (°C): Capa: 99 Tubo: 25 Presión (kg/cm ² g): Capa: 0.2 Tubo: 6.0	Capa: KCS Tubo: Duplex SS	Nota 1	20 años
Primer Tren del Enfriador de Vapor Separador de HP Caliente	EC-41001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 149 Presión (kg/cm ² g): 114.1	ALLOW 825 Tubes	Nota 1	20 años
Primer Tren del Enfriador de Vapor Separador de MP caliente	EC-41002	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 84 Presión (kg/cm ² g): 29	KCS HIC Res	Nota 1	20 años
Primer Tren del compresor separador de la primera etapa intermedia de aire acondicionado.	EC-41003 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 100 Presión (kg/cm ² g): 39.6	KCS	Nota 1	20 años
Primer Tren del compresor MU de la segunda etapa intermedia de aire acondicionado.	EC-41004 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 114 Presión (kg/cm ² g): 74.1	KCS	Nota 1	20 años
Segundo Tren del Enfriador de Vapor Separador de HP Caliente	EC-42001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 149 Presión (kg/cm ² g): 114.1	ALLOW 825 Tubes	Nota 1	20 años
Segundo Tren del Enfriador de Vapor Separador de MP Caliente	EC-42002	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 84 Presión (kg/cm ² g): 29	KCS HIC Res	Nota 1	20 años
Segundo Tren del Compresor Separador De La Primera Etapa Intermedia De Condensador de Aire	EC-42003 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 100 Presión (kg/cm ² g): 39.6	KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Segundo Tren del Compresor Separador De La Segunda Etapa Intermedia del condensador de aire	EC-42004 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 114 Presión (kg/cm²g): 74.1	KCS	Nota 1	20 años
Separador de condensador de aire	EC-40001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 177 Presión (kg/cm²g): 11.6	SS316L Tubes	Nota 1	20 años
Enfriador de Aire Fraccionador	EC-40002	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 129 Presión (kg/cm²g): 1.2	KCS	Nota 1	20 años
Aire Acondicionado de Diésel	EC-40003	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 155 Presión (kg/cm²g): 14.4	KCS	Nota 1	20 años
Aire Acondicionado de Gasoleo.	EC-40004	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 230 Presión (kg/cm²g): 12.7	KCS	Nota 1	20 años
Calentador del Reactor del Primer Tren	BA-41001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 346/374 Presión (kg/cm²g): 133.5	SS347H Tubes	Nota 1	20 años
Calentador del Reactor del Segundo Tren	BA-42001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 346/374 Presión (kg/cm²g): 133.5	SS347H Tubes	Nota 1	20 años
Calentador Fraccionador	BA-40001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 321/360 Presión (kg/cm²g): 6.85	9 Cr – 1 Mo Tubes	Nota 1	20 años
Bombas de Alimentación del Primer Tren	GA-41001 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 205 Presión (kg/cm²g): 145.4	-	Nota 1	20 años
Bombas de Alimentación del Segundo Tren	GA-42001 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 205	-	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (kg/cm ² g): 145.4			
Bombas de Agua de Lavado	GA-40001 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 45 Presión (kg/cm ² g): 123.7	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Amina Pobre	GA-40002 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 65 Presión (kg/cm ² g): 121.9	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Bombas de Reflujo	GA-40003 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 38 Presión (kg/cm ² g): 24.7	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Bombas de Fondo	GA-40004 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 301 Presión (kg/cm ² g): 20.2	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Agua Fraccionadora	GA-40005 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 90 Presión (kg/cm ² g): 8.9	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Reflujo Fraccionador	GA-40006 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 90 Presión (kg/cm ² g): 12.0	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Pumparound	GA-40007 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 249 Presión (kg/cm ² g): 10.0	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Diésel	GA-40008 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 249 Presión (kg/cm ² g): 15.8	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Gasoleo	GA-40009 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 341 Presión (kg/cm ² g): 18.7	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Agentes de Sulfuración	GA-40010 A	Nota 1	Nota 1	-	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bombas de Inyección Antiespumantes	GA-40011 A	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Inyección de Inhibidor de Corrosión	GA-40012 A	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Inyección de Agentes Antiincrustante	GA-40013 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Tambor K.O de bengala HP	GA-40050 A	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 60 Presión (kg/cm²g): 4.8	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de Tambor K.O de bengala LP	GA-40051 A	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 44 Presión (kg/cm²g): 4.6	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Tambor de Gotas	GA-40052 A	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 40 Presión (kg/cm²g): 5.3	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Tambor de Amina	GA-40053 A	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 40 Presión (kg/cm²g): 9	Nota 1	Nota 1	20 años
GB-MV-41001 Bomba de Condensador de Superficie	GA-41002 A	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
GB-MV-42001 Bomba de Condensador de Superficie	GA-42002 A	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado de Baja Presión	GA-40054 A	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 99 Presión (kg/cm²g): 7.0	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de Agente de Sulfuración	SPE-40001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Stainless Steel (4)	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Paquete de Inyección de Antiespumante	SPE-40002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Stainless Steel (4)	Nota 1	20 años
Paquete Inhibidor de Corrosión	SPE-40003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Stainless Steel (4)	Nota 1	20 años
Paquete de Inyección Antiincrustante	SPE-40004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Stainless Steel (4)	Nota 1	20 años
BFW Paquete de Inyección Química	SPE-40007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Primer Tren de Arranque de Eyector	BY-41001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 220 Presión (kg/cm²g): 10.5	Nota 1	Nota 1	20 años
Segundo Tren de Arranque de Eyector	BY-42001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 220 Presión (kg/cm²g): 10.5	Nota 1	Nota 1	20 años
Pluma de Inyección de Alimentación de Primer Tren	SPE-41001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EA-41003 Pluma de Inyección de Agua de Lavado	SPE-41003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EC-41001 Spray de Inyección de Agua de Lavado	SPE-41004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EC-41001 Spray de Inyección de Agua de Lavado	SPE-41005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EC-41002 Spray de Inyección de Agua de Lavado	SPE-41006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Pluma de Inyección de Antiespumante de Amina Pobre	SPE-40005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EC-40001 Inyección Inhibidor de la Corrosión	SPE-40006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Pluma de Inyección de Alimentación del Segundo Tren	SPE-42001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EA-42001 A-D por Paso de Inyección de Tubo	SPE-42002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EA-42003 Pluma de Inyección de Agua de Lavado	SPE-42003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EC-42001 Spray de Inyección de Agua de Lavado	SPE-42004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EC-42001 Spray de Inyección de Agua de Lavado	SPE-42005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
EC-42002 Spray de Inyección de Agua de Lavado	SPE-42006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
LP Atemperador de Vapor	DSC-40001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 300 Presión (kg/cm²g): 5.7	Nota 1	Nota 1	20 años
MP Atemperador de Vapor	DSC-40002	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 230 Presión (kg/cm²g): 14.5	Nota 1	Nota 1	20 años
Slops/ Tambor de Amina de Eyector de Depresión	BY-40050	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 25 Presión (kg/cm²g): 5.0	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Alimentación del Primer Tren	FG-41001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 205 Presión (kg/cm²g): 4.3	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Alimentación del Segundo Tren	FG-42001	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 205 Presión (kg/cm²g): 4.3	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Gas Combustible del	FG-40050 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 38	304 SS	Nota 1	20 años



Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Calentador del Fraccionador				Presión (kg/cm ² g): 3.0			
Filtro de Gas Combustible del Calentador del Primer/Segundo reactor	FG-40051 A/B	Nota 1	Nota 1	Temperatura (°C): 38 Presión (kg/cm ² g): 3.0	304 SS	Nota 1	20 años
GB-MV-41001 Paquete de Condensador de Superficie	SPE-41007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
GB-MV-42001 Paquete de Condensador de Superficie	SPE-42007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
BFW Lámina de Inyección Química	SPE-42008	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
BFW Lámina de Inyección Química	SPE-42009	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
BFW Lámina de Inyección Química	SPE-42010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).

Tabla I. 22. FCC

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Fracccionadora de Coque.	DF-31001	Nota 1	8700 mm ID x 55295 mm T/T	P= 0.91 kg/cm ² g y T= 302 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Regeneradora	DC-21002	Nota 1	-	P= 2.3 kg/cm ² g y T=720 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Reactor	DC-21001	Nota 1	-	P= 2.0 kg/cm ² g y T=535 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Gasóleo de Alimentación	FA-21101	Nota 1	5300 mm ID x 14700 mm T/T	P= 9.04 kg/cm ² g y T= 187 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna Principal	DF-21101	Nota 1	8700 mm ID x 46600 mm T/T	P= 1.4 kg/cm ² g y T=153 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Recibidor de Columna Principal	FA-21102	Nota 1	6200 mm ID x 17000 mm T/T	P= 0.92 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Gas Húmedo	GB-21201	Nota 1	5 m ³ /H ΔP1.27kg/cm ²	T= 103 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna Absorbadora Primaria	DA-21201	Nota 1	3700 mm ID x 34200 mm T/T	P= 14.5 kg/cm ² g T= 48 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna Absorbadora Esponja	DA-21202	Nota 1	1400 mm ID x 16700 mm T/T	P= 14 kg/cm ² g T=48 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna Agotadora	DS-21201	Nota 1	5000 mm ID x 31900 mm T/T	T= 63 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna Desbutanizadora	DF-21201	Nota 1	4400 mm ID ₁ y 5500 mm ID ₂ x 30600 mm T/T	P= 12.5 kg/cm ² g T=69 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Recibidor de Columna Desbutanizadora	FA-21206	Nota 1	3800 mm ID x 11400 mm T/T	P= 12 kg/cm ² g T= 55 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Absorbador de Amina	DA-21301	Nota 1	3100 mm ID x 18000 mm T/T	P= T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Extractor Plus	DT-21301	Nota 1	3100 mm ID x 21400 mm T/T	P= 9.8 kg/cm ² g T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Oxidador	FA-21304	Nota 1	20" ID _{ext} x 3600 mm T/T	P= 5.5 kg/cm ² g y T= 44 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Disulfuro	FA-21305	Nota 1	1200 mm ID x 6300 mm T/T	P= 5.0 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Columna Separadora de C3/C4	DF-21401	Nota 1	3200 mm ID ₁ y 4000 mm ID ₂ x 31400 mm T/T	P= 20.1 kg/cm ² g y T= 52 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Recibidor de columna Separadora de C3/C4	FA-21401	Nota 1	3100 mm ID x 9300 mm T/T	T=50 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna Desetanizadora	DF-21402	Nota 1	2100 mm ID ₁ y 2600 mm ID ₂ x 32300 mm T/T	T= 47 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Recibidor de Columna Desetanizadora	FA-21402	Nota 1	2100 mm ID x 6300 mm T/T	P= 23.1 kg/cm ² g T= 32 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna Separadora de C3	DF-21403	Nota 1	5500 mm ID x 57700 mm T/T	T= 27 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Guarda de COS	DT-21401	Nota 1	2200 mm ID x 5700 mm T/T	P= 21.0 kg/cm ² g T= 28 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de la Bomba de Calor	GB-21401	Nota 1	373000 m ³ /h 5910.5 kW	T=56 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque Contactor de Gas de Amina	DA-21501	Nota 1	1600 mm ID x 19800 mm T/T	P= 13.3 kg/cm ² g y T= 57 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



8. U-81000. Planta de Recuperación de Azufre (PARA).

Tabla I. 23 PARA

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Soplador Aire de combustión a Camara de Combustion	BV-81001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.812 kg/cm ² a	0-40	0.83 kg//cm ² a	90	Nota 1	Nota 1	20 años
Soplador Aire de combustión oxidador	BV-81002 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.812 kg/cm ² a	0-40	1.07 kg//cm ² a	50	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyector de gas de venteo	BY-81001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	-0.01 kg/cm ² g	130	0.06 kg//cm ² g	129	Tobera: SS; Camara, difusor y lado vapor: CS	Nota 1	20 años
Caldera de calor de desecho Claus	CB-81001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.25 kg/cm ² g	HS:1296 CS:300	HS:0.23kg/cm ² g CS:47.9 kg/cm ² g	HS302 CS300	Coraza/tubos CS/CS	Section I Codigo ASME and Pressure Vessel Code	20 años
Caldera de calor de desecho del oxidador	CB-81002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.01 kg/cm ² g	530	0.0 kg/cm ² g	290	Coraza/tubos CS/CS	Section I Codigo ASME and Pressure Vessel Code	20 años
Chimenea (gas de tiro)	CHI-81001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Atm	290	Atm	290	CS Aislada térmicamente para preveini cond. ácida	Nota 1	20 años
Mezclador Estático	EZ-81001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Cuerpo CS e internos de SS	Nota 1	20 años
1st Reactor Claus	DC-81001	Nota 1	4200m m	T/T:116 00mm	0.20 kg/cm ² g	235	0.17 kg/cm ² g	299	Lining-castable Grid/Gauze. SS Suport ring:0.5Mo Anchors:SS Cuerpo: CS	Nota 1	20 años
Reactor de hidrogenación EUROCLAUS	DC-81002	Nota 1	4200m m	T/T:116 00 mm	0.14 kg/cm ² g	204	0.11 kg/cm ² g	221	Lining-castable Grid/Gauze. SS Suport ring:0.5Mo Anchors:SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
									Cuerpo: CS		
Reactor de oxidación selectiva EUROCLAUS	DC-81003	Nota 1	4200m m	T/T:195 00 mm	0.08 kg/cm ² g	210	0.04 kg/cm ² g	269	Lining-castable Grid/Gauze. SS Suport ring:0.5Mo Anchors:SS Cuerpo: CS	Nota 1	20 años
Precalentador de gas ácido	EA-81001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.32 kg/cm ² g	43	0.29 kg/cm ² g	100	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Precalentador de aire de combustión	EA-81002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.32 kg/cm ² g	90	0.28 kg/cm ² g	230	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Condensador de azufre térmico	EA-81003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.24 kg/cm ² g	302	0.21 kg/cm ² g	179	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Recalentador de gas de proceso 1ª Etapa	EA-81004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.21 kg/cm ² g	179	0.20 kg/cm ² g	235	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Condensador de azufre 1ª. Etapa	EA-81005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.17 kg/cm ² g	299	0.15 kg/cm ² g	171	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Recalentador de gas de proceso 2da. Etapa	EA-81006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.15 kg/cm ² g	171	0.14 kg/cm ² g	204	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Condensador de azufre 2da. Etapa	EA-81007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.11 kg/cm ² g	221	0.10 kg/cm ² g	161	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Recalentador de gas de proceso 3a. Etapa	EA-81008	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.10 kg/cm ² g	161	0.09 kg/cm ² g	210	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Precalentador de aire de oxidación	EA-81009	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.79 kg/cm ² g	90	0.19 kg/cm ² g	210	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Condensador de azufre 3ª. Etapa	EA-81010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.04 kg/cm ² g	269	0.03 kg/cm ² g	125	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Enfriador de azufre	EA-81011	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.0 kg/cm ² g	162	0.0 kg/cm ² g	155	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Sobrecalentador de vapor de alta presión	EA-81012	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.01kg/cm ² g 47.6 kg/cm ² g	HS:710 CS:261	0.01kg/cm ² g 47.2 kg/cm ² g	HS:530 CS:432	Coraza: CS Tubos: SS	Nota 1	20 años
Condensador de vapor	EC-81001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.01 kg/cm ² g	120	0.01 kg/cm ² g	120	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de condensado	EC-81002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	7.1 kg/cm ² g	97	6.7 kg/cm ² g	80	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Gas ácido de (planta de amina)	FA-81001	Nota 1	1450mm	T/T: 3850 mm	0.83 kg/cm ² g	43	0.82 kg/cm ² g	43	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Separador de Gas ácido de (planta de aguas amargas)	FA-81002	Nota 1	1000	3250	0.83 kg/cm ² g	85	0.82 kg/cm ² g	85	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Coalescedor	FA-81003	Nota 1	3350	4000	.03 kg/cm ² g	125	.02 kg/cm ² g	125	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Acumulador de condensado de baja presión	FA-81004	Nota 1	650	1600	0.0 kg/cm ² g	93	0.0 kg/cm ² g	93	Nota 1	Nota 1	20 años
Acumulador Flash de condensado de alta presión	FA-81005	Nota 1	1000	4000	0.1 kg/cm ² g	97	0.1 kg/cm ² g	97	Nota 1	Nota 1	20 años
Acumulador colector de condensado de baja presión	FA-81006	Nota 1	1450	7000	0.1 kg/cm ² g	97	0.1 kg/cm ² g	97	Empaque SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Acumulador KO de gas combustible	FA-81007	Nota 1	500	2200	3.5 kg/cm ² g	38	3.5 kg/cm ² g	38	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Secador de vapor	FA-81008	Nota 1	900	2700	47.9 kg/cm ² g	261	47.6 kg/cm ² g	261	Vane pack SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Acumulador de condensado	FA-81009	Nota 1	650	3000	4.3 kg/cm ² g	152	4.3 kg/cm ² g	152	CS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
de alta presión											
Acumulador de vapor Claus	FA-81010	Nota 1	2500	8600	58 kg/cm ² g	110	47.9 kg/cm ² g	261	CS Aislante EC	Nota 1	20 años
Acumulador de vapor del oxidador	FA-81011	Nota 1	1450	6300	58 kg/cm ² g	110	58 kg/cm ² g	261	CS Aislante EC	Nota 1	20 años
Fosa de azufre (incluyendo venas de vapor)	FS-81001	Nota 1	41100X15000	4000(m m)	Nota 1	155	Nota 1	155	Cuerpo: Acid Resist Brick Internals CS/SS	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de Agua ácida	GA-81001 A/B (AAG)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.82kg/cm ² g	43	1.5 kg/cm ² g	43	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de Agua ácida	GA-81002 A (SWAG)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.82kg/cm ² g	85	1.5 kg/cm ² g	85	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de azufre	GA-81003 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.0 kg/cm ² g	150	0.0 kg/cm ² g	150	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de condensado	GA-81004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.1 kg/cm ² g	97	7.0 kg/cm ² g	97	Nota 1	Nota 1	20 años
Quemador del oxidador	HI-81001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.22kg/cm ² g	38-50	0.22 kg/cm ² g		Nota 1	Nota 1	20 años
Camara del oxidador	HI-81002	Nota 1	4200	14300	.02-.06-.22 kg/cm ² g	125-50-129	.01 kg/cm ² g	710	Nota 1	Nota 1	20 años
Quemador principal	QE-81001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.28 kg/cm ² g	230 aire 90 gas ácido	0.25 kg/cm ² g	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Camara de combustión principal	QE-81002	Nota 1	4200	6500	0.28 kg/cm ² g	Nota 1	0.25 kg/cm ² g	1296	Nota 1	Nota 1	20 años
Trampa de azufre	SSM-81001 A	Nota 1	Nota 1	Nota 1	.22 kg/cm ² g	165	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	
Trampa de azufre	SSM-81001B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	.16 kg/cm ² g	162	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	
Trampa de azufre	SSM-81001C	Nota 1	Nota 1	Nota 1	.11 kg/cm ² g	157	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operacion				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Trampa de azufre	SSM-81001D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	..04 kg/cm ² g	123	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Trampa de azufre	SSM-81001E	Nota 1	Nota 1	Nota 1	..03 kg/cm ² g	125	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Distribuidores de aire en columnas de burbujas	SPE-81002A/B/C/D/E/F	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Atm	155	Atm	155	Cuerpo CS e internos SS	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



8. U-82000. Planta de Recuperación de Azufre (PARA).

Tabla I. 24. PARA

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Soplador Aire de combustión a Camara de Combustión	BV-82001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.812 kg/cm ² a	0-40	0.83 kg//cm ² a	90	Nota 1	Nota 1	20 años
Soplador Aire de combustión oxidador	BV-82002 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.812 kg/cm ² a	0-40	1.07 kg//cm ² a	50	Nota 1	Nota 1	20 años
Eyector de gas de venteo	BY-82001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	-0.01 kg/cm ² g	130	0.06 kg//cm ² g	129	Tobera: SS; Camara, difusor y lado vapor: CS	Nota 1	20 años
Caldera de calor de desecho Claus	CB-82001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.25 kg/cm ² g	HS:1296 CS:300	HS:0.23kg/cm ² g CS:47.9 kg/cm ² g	HS ₃ O ₂ CS300	Coraza/tubos CS/CS	Section I Codigo ASME and Pressure Vessel Code	20 años
Caldera de calor de desecho del oxidador	CB-82002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.01 kg/cm ² g	530	0.0 kg/cm ² g	290	Coraza/tubos CS/CS	Section I Codigo ASME and Pressure Vessel Code	20 años
Chimenea (gas de tiro)	CHI-82001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Atm	290	Atm	290	CS Aislada térmicamente para preveini cond. ácida	Nota 1	20 años
Mezclador Estático	EZ-82001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Cuerpo CS e internos de SS	Nota 1	20 años
1st Reactor Claus	DC-82001	Nota 1	4200m m	T/T:116 00mm	0.20 kg/cm ² g	235	0.17 kg/cm ² g	299	Lining-castable Grid/Gauze. SS Suport ring:0.5Mo Anchors:SS Cuerpo: CS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Reactor de hidrogenación EUROCLAS	DC-82002	Nota 1	4200mm	T/T:11600mm	0.14 kg/cm ² g	204	0.11 kg/cm ² g	221	Lining-castable Grid/Gauze. SS Support ring:0.5Mo Anchors:SS Cuerpo: CS	Nota 1	20 años
Reactor de oxidación selectiva EUROCLAS	DC-82003	Nota 1	4200mm	T/T:19500mm	0.08 kg/cm ² g	210	0.04 kg/cm ² g	269	Lining-castable Grid/Gauze. SS Support ring:0.5Mo Anchors:SS Cuerpo: CS	Nota 1	20 años
Precalentador de gas ácido	EA-82001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.32 kg/cm ² g	43	0.29 kg/cm ² g	100	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Precalentador de aire de combustión	EA-82002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.32 kg/cm ² g	90	0.28 kg/cm ² g	230	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Condensador de azufre térmico	EA-82003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.24 kg/cm ² g	302	0.21 kg/cm ² g	179	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Recalentador de gas de proceso 1ª Etapa	EA-82004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.21 kg/cm ² g	179	0.20 kg/cm ² g	235	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Condensador de azufre 1ª Etapa	EA-82005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.17 kg/cm ² g	299	0.15 kg/cm ² g	171	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Recalentador de gas de proceso 2da. Etapa	EA-82006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.15 kg/cm ² g	171	0.14 kg/cm ² g	204	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Condensador de	EA-82007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.11 kg/cm ² g	221	0.10 kg/cm ² g	161	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
azufre 2da. Etapa											
Recalentador de gas de proceso 3a. Etapa	EA-82008	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.10 kg/cm ² g	161	0.09 kg/cm ² g	210	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Precalentador de aire de oxidación	EA-82009	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.79 kg/cm ² g	90	0.19 kg/cm ² g	210	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Condensador de azufre 3ª. Etapa	EA-82010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.04 kg/cm ² g	269	0.03 kg/cm ² g	125	Coraza: CS Tubos. CS	Nota 1	20 años
Enfriador de azufre	EA-82011	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.0 kg/cm ² g	162	0.0 kg/cm ² g	155	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Sobrecalentador de vapor de alta presión	EA-82012	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.01kg/cm ² g 47.6 kg/cm ² g	HS:710 CS:261	0.01kg/cm ² g 47.2 kg/cm ² g	HS:530 CS:432	Coraza: CS Tubos. SS	Nota 1	20 años
Condensador de vapor	EC-82001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.01 kg/cm ² g	120	0.01 kg/cm ² g	120	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de condensado	EC-82002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	7.1 kg/cm ² g	97	6.7 kg/cm ² g	80	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Gas ácido de (planta de amina)	FA-82001	Nota 1	1450mm	T/T: 3850 mm	0.83 kg/cm ² g	43	0.82 kg/cm ² g	43	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Separador de Gas ácido de (planta de aguas amargas)	FA-82002	Nota 1	1000	3250	0.83 kg/cm ² g	85	0.82 kg/cm ² g	85	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Coalescedor	FA-82003	Nota 1	3350	4000	0.03 kg/cm ² g	125	0.02 kg/cm ² g	125	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Acumulador de	FA-82004	Nota 1	650	1600	0.0 kg/cm ² g	93	0.0 kg/cm ² g	93		Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
condensado de baja presión											
Acumulador Flash de condensado de alta presión	FA-82005	Nota 1	1000	4000	0.1 kg/cm ² g	97	0.1 kg/cm ² g	97	Nota 1	Nota 1	20 años
Acumulador colector de condensado de baja presión	FA-82006	Nota 1	1450	7000	0.1 kg/cm ² g	97	0.1 kg/cm ² g	97	Empaque SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Acumulador KO de gas combustible	FA-82007	Nota 1	500	2200	3.5 kg/cm ² g	38	3.5 kg/cm ² g	38	Demister SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Secador de vapor	FA-82008	Nota 1	900	2700	47.9 kg/cm ² g	261	47.6 kg/cm ² g	261	Vane pack SS Cuerpo CS	Nota 1	20 años
Acumulador de condensado de alta presión	FA-82009	Nota 1	650	3000	4.3 kg/cm ² g	152	4.3 kg/cm ² g	152	CS	Nota 1	20 años
Acumulador de vapor Claus	FA-82010	Nota 1	2500	8600	58 kg/cm ² g	110	47.9 kg/cm ² g	261	CS Aislante EC	Nota 1	20 años
Acumulador de vapor del oxidador	FA-82011	Nota 1	1450	6300	58 kg/cm ² g	110	58 kg/cm ² g	261	CS Aislante EC	Nota 1	20 años
Fosa de azufre (incluyendo venas de vapor)	FS-82001	Nota 1	41100X15000	4000(m m)	Nota 1	155	Nota 1	155	Cuerpo: Acid Resist Brick Internals CS/SS	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia	GA-82001 A/B (AAG)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.82kg/cm ² g	43	1.5 kg/cm ² g	43	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Alimentación de Agua ácida											
Bomba de transferencia de Agua ácida	GA-82002 A (SWAG)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.82kg/cm ² g	85	1.5 kg/cm ² g	85	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de azufre	GA-82003 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.0 kg/cm ² g	150	0.0 kg/cm ² g	150	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de condensación	GA-82004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.1 kg/cm ² g	97	7.0 kg/cm ² g	97	Nota 1	Nota 1	20 años
Quemador del oxidador	HI-82001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.22kg/cm ² g	38-50	0.22 kg/cm ² g		Nota 1	Nota 1	20 años
Camara del oxidador	HI-82002	Nota 1	4200	14300	0.02-0.06-0.22 kg/cm ² g	125-50-129	0.01 kg/cm ² g	710	Nota 1	Nota 1	20 años
Quemador principal	QE-82001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.28 kg/cm ² g	230 aire 90 gas ácido	0.25 kg/cm ² g		Nota 1	Nota 1	20 años
Camara de combustión principal	QE-82002	Nota 1	4200	6500	0.28 kg/cm ² g	Nota 1	0.25 kg/cm ² g	1296	Nota 1	Nota 1	20 años
Trampa de azufre	SSM-82001 A	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.22 kg/cm ² g	165	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Trampa de azufre	SSM-82001B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.16 kg/cm ² g	162	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Trampa de azufre	SSM-82001C	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.11 kg/cm ² g	157	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Trampa de azufre	SSM-82001D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.04 kg/cm ² g	123	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Trampa de azufre	SSM-82001E	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.03 kg/cm ² g	125	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Distribuidores de aire en columnas de burbujas	82002A/B/C/D/E/F	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Atm	155	Atm	155	Curierpo CS e internos SS	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



8. U-82000. Planta de Recuperación de Azufre (PARA).

Equipos comunes a 81000/82000.

Tabla I. 25. PARA

Descripción	Identificación	Capacidad kg/hr	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil
			ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Tanque de vaciado de equipos	FA-82012	Nota 1	1500	5000	1.1	58	Nota 1	Nota 1	CS e internos CS	Nota 1	20 años
Bomba de Agua Amarga de Vaciado de Equipos	GA-2005 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	5.92 kg/cm ² g	43	Nota 1	Nota 1	20 años
Fosa de Vaciado de equipos	FS82010	Nota 1	8860x4500mm (preliminares)	3302mm (preliminares)	Atm	38	Nota 1	Nota 1	Concreto armado	Nota 1	20 años
Eyector de fosa de Vaciado de Equipos	BY-82002	Nota 1	Por ser definido	Por ser definido	4.3kg/cm ² g	152	Nota 1	Nota 1	CS	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



9. U-87000. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (U-87100 / U-87200) (PAA).

Tabla I. 26. PAA

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperat ura (normal/ diseño) °C			
Tratamiento de aguas amargas fenólicas tren 1 87100								
Recibidor de agua amarga	FA-87101	Nota 1	4800 mm Dlx18000 mm T-T	1 / 5.3 kg/ cm²	51/95- 200 °C	KCS, PWHT Aislamiento:PP	Nota 1-	20 años
Bomba de transferencia de agua amarga	GA-87101A/B	Nota 1	Nota 1-	Presión diferencial 2.4/2.55 kg/cm2 Presión de descarga 3.7 kg/ cm²	Nota 1-	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1-	20 años
Tanque de agua amarga fenólica	FB-87501	Nota 1	36.576 mm Dlx12192 mm T-T	4 plg agua/8 plg agua-4 plg agua vac	Nota 1-	KCS CON REC. EPOXICO / INT. CON REC. TOTAL EPOXICO	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación de agua amarga fenólica	GA-87502A/B/C	Nota 1	Nota 1-	Presión diferencial 7.7 / 7.7 kg/cm2	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1-	20 años
Bomba de hidrocarburo decantado	GA-87507 A/B	Nota 1	Nota 1-	Presión diferencial 8.0 /7.98 kg/cm2	Nota 1-	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1-	20 años
Precalentador de Carga /fondos del agotador	EA-87101 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 1.8/7.7 Tubos 4.0/10	Nota 1-	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de fondos del agotador	GA-87104 A/B	Nota 1	Nota 1-	presión diferencial 9.17 /9.33 presión de descarga 11.2 kg/ cm²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr aislamiaento:PP	Nota 1-	20 años
Enfriador de fondos	EC-87103 A/B	Nota 1	Nota 1-	7.9/16.4 kg/ cm²	81/160- 200 °C	C,KCS,PWHT/ TUBOS KCS	Nota 1-	20 años
Agotador de agua amarga	DS-87101	Nota 1	3500mm Dlx33,200mm T-T	1.5 / 5.5 kg/ cm²	98/160- 200 °C	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Rehervidor del agotador	EA-87102 A/B	Nota 1	Nota 1-	Coraza 3.5/7.7 kg/ cm ² Tubos 1.8/6.0 kg/ cm ²	Coraza 146/220 °C Tubos 128/220 °C	KCS	Nota 1	20 años
Condensador de domos del agotador	EC-87101 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1-	1.5/5.5 kg/ cm ²	119/150- 200 °C	2205 SUPLEX SS /2205 SUPLEX	Nota 1	20 años
Acumulador de reflujo	FA-87102	Nota 1	2200mm DIx7000 mm T-T	1.5/5.5 kg/ cm ²	119/150- 200 °C	KCS + 3.0 mm min DE REC. DE 2205 DUPLEX SS	Nota 1	20 años
Segundo enfriador de fondos	EA-87103 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 7.2 /16.4 kg/ cm ² Tubos 6/12.7 kg/ cm ²	Coraza 55 /110- 200 °C Tubos 25/110°C	KCS	Nota 1	20 años
Desobrecalentador de vapor de baja presión	DSC-87101	Nota 1	Nota 1	*7.7 kg/ cm ²	*/220 °C	EC	Nota 1	20 años
Bomba del reflujo del Agotador	GA-87103 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 5.0/ 5.0 kg/cm ² presión de descarga 6.6 kg/ cm ²	Nota 1-	C / IMP 2205 DUPLEX SS	Nota 1	20 años
Tratamiento de aguas amargas fenólicas tren 2 87200								
Recibidor de agua amarga	FA-87201	Nota 1	4800 mm DIx18000 mm T-T	1/5.3 kg/ cm ²	51/95- 200 °C	KCS, PWHT Aislamiento:PP	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de agua amarga	GA-87201A/B	Nota 1	Nota 1--	Presión diferencial 2.4/2.55 kg/cm ² Presión de descarga 3.7 kg/ cm ²	Nota 1--	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1--	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Tanque de agua amarga fenólica	FB-87502	Nota 1	36.576 mm Dlx12192 mm T-T	4 plg agua/8 plg agua-4 plg agua vac	45/90 °C	KCS CON REC. EPOXICO / INT. CON REC. TOTAL EPOXICO	Nota 1-	20 años
Precalentador de Carga /fondos del agotador	EA-87201 A/B	Nota 1	Nota 1-	Coraza 1.8/7.7 kg/ cm ² Tubos 4.0/10 kg/ cm ²	Coraza 128/160- 200 °C Tubos 51/160- 200 °C	KCS	Nota 1-	20 años
Bomba de fondos del agotador	GA-87204 A/B	Nota 1	Nota 1-	presión diferencial 9.17 /9.33 presión de descarga 11.2 kg/ cm ²	Nota 1--	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr aislamiento:PP	Nota 1-	20 años
Enfriador de fondos	EC-87203 A/B	Nota 1	Nota 1-	7.9/16.4 kg/ cm ²	81/160- 200 °C	C,KCS,PWHT/ TUBOS KCS	Nota 1-	20 años
Agotador de agua amarga	DS-87201	Nota 1	3500mm Dlx33,200mm T-T	1.5/5.5 kg/ cm ²	98/160- 200 °C	Nota 1--	Nota 1-	20 años
Rehervidor del agotador	EA-87202 A/B	Nota 1	Nota 1-	Coraza 3.5/7.7 kg/ cm ² Tubos 1.8/6.0 kg/ cm ²	Coraza 146/220 °C Tubos 128/220 °C	KCS	Nota 1-	20 años
Condensador de domos del agotador	EC-87201 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1-	1.5/5.5 kg/ cm ²	119/150- 200 °C	2205 SUPLEX SS /2205 SUPLEX	Nota 1-	20 años
Acumulador de reflujo	FA-87202	Nota 1	2200mm Dlx7000 mm T-T	1.4/5.5 kg/ cm ²	85/150- 200 °C	KCS + 3.0 mm mín DE REC. DE 2205 DUPLEX SS	Nota 1-	20 años
Segundo enfriador de fondos	EA-87203 A/B	Nota 1	Nota 1--	Coraza 7.2 /16.4 kg/ cm ² Tubos 6/12.7 kg/ cm ²	Coraza 55 /110- 200 °C Tubos 25/110	KCS	Nota 1-	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Desobrecalentador de vapor de baja presión	DSC-87201	Nota 1	Nota 1	*7.7 kg/ cm ²	*220 °C	EC	Nota 1	20 años
Bomba del reflujo del Agotador	GA-87203 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 5.0/ 5.0 kg/cm ² presión de descarga 6.6 kg/ cm ²	Nota 1	C / IMP 2205 DUPLEX SS	Nota 1	20 años
Tratamiento de Aguas Amargas Equipo Común 87500								
Separador de condensados	FA-87501	Nota 1	2600mm DI x 8300 mm T-T	0.2/5.5 kg/ cm ²	85/190-200 °C	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de condensados	EC-87501 A/B	Nota 1	Nota 1	0.2 / 5.5 kg/ cm ²	97/190-200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de condensados	GA-87501 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión diferencial *8.2 kg/cm ² Presión de descarga 8.4 kg/ cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Tanque de vaciado de equipo	FA-87503	Nota 1	3100 mm DI x 9300 mm T-T	0.3/3.5 kg/ cm ²	45/95-200 °C	KCS/PWHT	Nota 1	20 años
Bomba de vaciado de equipo	GA-87503 A/B	Nota 1	-	Presión diferencial 3.944 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Fosa de aceite recuperado	FS-87503	Nota 1	13500 mm largo x 6300 ancho x 7300 alto	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua amarga recuperada de desfogue	GA-87504 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión diferencial *3.7 kg/cm ² Presión de descarga 4.5 kg/ cm ²	45/160-200 °C	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Separador de desfogue acido	FA-87504	Nota 1	4600mm DI x 13400 mm T-T	1.1/3.5 kg/ cm ²	45/160-200 °C	KCS / PWHT	Nota 1	20 años
Acumulador de aceite recuperado	FA-87505	Nota 1	2300mm DI x 6900 mm T-T	*3.5 kg/ cm ²	*95-200 °C	KCS / PWHT	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Fosa de aceite recuperado	FS-87505	Nota 1	10700 mm largo x 5500 ancho x 6500 alto	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Aceite Recuperado	GA-87505 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial */7.8 kg/cm ² presión de descarga 7.8 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Bomba de polisulfuro de amonio	BD-87508 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión diferencial */7.2 kg/cm ²	Nota 1	C CS, PWHT / IMP : 316 SS	Nota 1	20 años
Recibidor de polisulfuro de amonio	FA-87508	Nota 1	2500mm DI x 6200 mm T-T	1.0/ 3.5 kg/cm ²	20/70-200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación de agua amarga no fenolica	GA-87506 A/B	Nota 1	Nota 1	presión descarga 8 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Bomba de hidrocarburo decantado	GA-87507 A/B	Nota 1	Nota 1	presión descarga 8.1 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Bomba de polisulfuro de amonio	GA-87508 A/B	Nota 1	Nota 1	presión descarga 7.9 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



10. U-87000. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (U-87300 / U-87400) (PAA).

Tabla I. 27. PAA

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Tratamiento de aguas amargas no fenólicas tren 1 87300								
Recibidor de agua amarga	FA-87301	Nota 1	4000mm DI x11,900 mm T-T	1 / 5.3 kg/ cm²	54 / 95-200 °C	KCS + 3 mm MIN REC 316 L SS / INT: 316 L SS AISLAMIENTO PP	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de agua amarga	GA-87301A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 1.8/1.94 kg/ cm² kg/cm2 presión de descarga 3.1 kg/ cm²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 316 L SS	Nota 1	20 años
Tanque de agua amarga no fenólica	FB-87503	Nota 1	30,480 mm DI x 12,192 mm T-T	4 plg agua/8 plg agua-4 plg agua vac	45/90 °C	KCS CON REC. EPOXICO / INT. CON REC. TOTAL EPOXICO	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación de agua amarga no fenólica	GA-87506 A/B/C	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 8.0 / 8.0 kg/cm²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 316L SS	Nota 1	20 años
Precalentador de Carga /fondos del agotador	EA-87301 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 1.8/7.9 kg/ cm² Tubos 7.4/10.2 kg/ cm²	Coraza 128/160-200 °C Tubos 54/160-200 °C	CORAZA KCS TUBOS 316 L SS	Nota 1	20 años
Bomba de fondos del agotador	GA-87304 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 10.9/10.9 kg/cm2 presión de descarga 12.8 kg/cm²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Enfriador de fondos	EC-87303 A/B	Nota 1	Nota 1	8.8 / 17.6 kg/ cm²	84 / 160-200 °C	C,KCS,PWHT/ TUBOS KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Agotador de agua amarga	DS-87301	Nota 1	2500mm DI x 33,400mm T-T	1.5-1.8 / 5.5 kg/ cm ²	114-128/ 160-200 °C	Nota 1	Nota 1	20 años
Rehervidor del agotador	EA-87302 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 3.5/ 7.7 kg/ cm ² Tubos 1.8/ 6.0 kg/ cm ²	Coraza 146 / 220 °C Tubos 128 / 220 °C	KCS	Nota 1	20 años
Condensador de domos del agotador	EC-87301 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	1.5 / 5.5 kg/ cm ²	114 / 150-200 °C	2205 SUPLEX SS / 2205 SUPLEX	Nota 1	20 años
Acumulador de reflujo	FA-87302	Nota 1	1900 mm DI x 6100 mm T-T	1.4 / 5.5 kg/ cm ²	85 / 150-200 °C	KCS + 3.0 mm min DE REC. DE 2205 DUPLEX SS Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Segundo enfriador de fondos	EA-87303 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 8.4 / 17.6 kg/ cm ² Tubos 6.0/13.6	Coraza 55 / 110-200 °C Tubos 25/110 °C	KCS	Nota 1	20 años
Desobrecalentado r de Vapor de Baja Presión	DSC-87301	Nota 1	Nota 1	3.5 / 7.7 kg/ cm ²	190 / 220 °C	EC	Nota 1	20 años
Bomba del reflujo del Agotador	GA-87303 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 5.8/ 4.3 kg/cm ² presión de descarga 5.9 kg/ cm ²	Nota 1	C / IMP 2205 DUPLEX SS	Nota 1	20 años
Tratamiento de aguas amargas no fenólicas tren 2 87400								
Recibidor de agua amarga	FA-87401	Nota 1	4000mm DI x11,900 mm T-T	1 / 5.3 kg/ cm ²	54 / 95-200 °C	KCS + 3 mm MIN REC 316 L SS / INT: 316 L SS AISLAMIENTO PP	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de agua amarga	GA-87401A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 1.8/1.94 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 316 L SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
				presión de descarga 3.1 kg/ cm ²				
Tanque de agua amarga no fenólica	FB-87504	Nota 1	30,480 mm DI x 12,192 mm T-T	4 plg agua/8 plg agua-4 plg agua vac	45/90 °C	KCS CON REC. EPOXICO / INT. CON REC. TOTAL EPOXICO	Nota 1	20 años
Precalentador de Carga /fondos del agotador	EA-87401 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 1.8/7.9 kg/ cm ² Tubos 7.4/10.2 kg/ cm ²	Coraza 128/160-200 °C Tubos 54/160-200 °C	CORAZA KCS TUBOS 316 L SS	Nota 1	20 años
Bomba de fondos del agotador	GA-87404 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 10.9/10.9 kg/cm ² presión de descarga 12.8 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Enfriador de fondos	EC-87403 A/B	Nota 1	Nota 1	8.8 / 17.6 kg/ cm ²	84 / 160-200 °C	C,KCS,PWHT/ TUBOS KCS	Nota 1	20 años
Agotador de agua amarga	DS-87401	Nota 1	2500mm DI x 33,400mm T-T	1.5-1.8 /5.5 kg/ cm ²	114-128/ 160-200 °C	Nota 1	Nota 1	20 años
Rehervidor del agotador	EA-87402 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 3.5/ 7.7 kg/ cm ² Tubos 1.8/ 6.0 kg/ cm ²	Coraza 146 /220 °C Tubos 128 / 220 °C	KCS	Nota 1	20 años
Condensador de domos del agotador	EC-87401 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	1.5 / 5.5 kg/ cm ²	114 / 150-200 °C	2205 SUPLEX SS /2205 SUPLEX	Nota 1	20 años
Acumulador de reflujo	FA-87402	Nota 1	1900 mm DI x 6100 mm T-T	1.4 / 5.5 kg/ cm ²	85 / 150-200 °C	KCS + 3.0 mm min DE REC. DE 2205 DUPLEX SS Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Segundo enfriador de fondos	EA-87403 A/B	Nota 1	Nota 1	Coraza 8.4 / 17.6 kg/ cm ² Tubos 6.0/13.6 kg/ cm ²	Coraza 55 / 110-200 °C Tubos 25/110 °C	KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Desobrecalentador de Vapor de Baja Presión	DSC-87401	Nota 1	Nota 1	3.5 / 7.7 kg/ cm ²	190 / 220 °C	EC	Nota 1	20 años
Bomba del reflujo del Agotador	GA-87403 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial 5.8/ 4.3 kg/cm ² presión de descarga 5.9 kg/ cm ²	Nota 1	C / IMP 2205 DUPLEX SS	Nota 1	20 años
Tratamiento de Aguas Amargas Equipo Común 87500								
Separador de condensados	FA-87501	Nota 1	2600mm DI x 8300 mm T-T	0.2/5.5 kg/ cm ²	85/190-200 °C	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de condensados	EC-87501 A/B	Nota 1	Nota 1	0.2 / 5.5 kg/ cm ²	97/ 190-200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de condensados	GA-87501 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión diferencial */8.2 kg/cm ² Presión de descarga 8.4 kg/ cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Tanque de vaciado de equipo	FA-87503	Nota 1	3100 mm DI x 9300 mm T-T	0.3/3.5 kg/ cm ²	45/95-200 °C	KCS/PWHT	Nota 1	20 años
Bomba de vaciado de equipo	GA-87503 A/B	Nota 1	-	Presión diferencial 3.944 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Fosa de aceite recuperado	FS-87503	Nota 1	13500 mm largo x 6300 ancho x 7300 alto	Nota 1	Nota 1	-	Nota 1	20 años
Bomba de agua amarga recuperada de desfogue	GA-87504 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión diferencial */3.7 kg/cm ² Presión de descarga 4.5 kg/ cm ²	45/160-200 °C	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Separador de desfogue acido	FA-87504	Nota 1	4600mm DI x 13400 mm T-T	1.1/3.5 kg/ cm ²	45/160-200 °C	KCS / PWHT	Nota 1	20 años
Acumulador de aceite recuperado	FA-87505	Nota 1	2300mm DI x 6900 mm T-T	*/3.5 kg/ cm ²	*/95-200 °C	KCS / PWHT	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/ diseño) °C			
Fosa de aceite recuperado	FS-87505	Nota 1	10700 mm largo x 5500 ancho x 6500 alto	-	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Aceite Recuperado	GA-87505 A/B	Nota 1	Nota 1	presión diferencial */7.8 kg/cm ² presión de descarga 7.8 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Bomba de polisulfuro de amonio	BD-87508 A/B	Nota 1	Nota 1	Presión diferencial */7.2 kg/cm ²	Nota 1	C CS, PWHT / IMP : 316 SS	Nota 1	20 años
Recibidor de polisulfuro de amonio	FA-87508	Nota 1	2500mm DI x 6200 mm T-T	1.0/ 3.5 kg/ cm ²	20/70-200 °C	KCS	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación de agua amarga no fenolica	GA-87506 A/B	Nota 1	Nota 1	presión descarga 8 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Bomba de hidrocarburo decantado	GA-87507 A/B	Nota 1	Nota 1	presión descarga 8.1 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años
Bomba de polisulfuro de amonio	GA-87508 A/B	Nota 1	Nota 1	presión descarga 7.9 kg/cm ²	Nota 1	C,CS,PWHT/ IMP 12 Cr	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



11. U-88000. Planta de Regeneración de Amina sin CO₂ (U-88100 / U-88200) (URA).

Tabla I. 28. URA

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Tren 1 (U-88100)								
Separador de Amina Rica	FA-88101	Nota 1	6/22.6 (T-T)	1 kg/cm² g	/ 65 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Rica	GA-88101A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.8 kg/cm²	Nota 1-	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre	EA-88101A/B/C/D	Nota 1	Nota 1-	10.79 kg/cm² g	/66 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 316L SS AISLAMIENTO: EC TIPO DE TEMA: AES	Nota 1	20 años
Regeneradora de Amina	DB-88101	Nota 1	3.35/31.3 (T-T)	1.27 kg/cm² g	111 °C	KCS/PLATOS: 316L SS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Aerocondensador de la Regeneradora de Amina	EC-88101 A/B/C/D/E	Nota 1	Nota 1	1.27 kg/cm² g	11 °C	CORAZA: KCS- HIC, PWHT TUBO: KCS-HIC	Nota 1	20 años
Condensador de la Regeneradora de Amina	EA-88102	Nota 1	Nota 1	1.16 kg/cm² g	55 °C	CORAZA: KCS- HIC, PWHT TUBO: KCS-HIC AISLAMIENTO: N TIPO DE TEMA: AEU	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de la Regeneradora de Amina	FA-88102	Nota 1	2.15/5.5 (T-T)	1.06 kg/cm² g	45 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de la Regeneradora de Amina	GA-88103A/B	Nota 1	Nota 1-	Pd: 7.8 kg/cm²	Nota 1-	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Rehervidor de la Regeneradora de Amina	EA-88103A/B	Nota 1	Nota 1	1.41 kg/ cm ² g (amina) /	126 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 2205 DUPLEX SS AISLAMIENTO: EC TIPO DE TEMA: AKU	Nota 1	20 años
Separador de Condensados	FA-88103A/B	Nota 1	Nota 1	3 kg/ cm ² g	145 °C	CS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Desobrecalentado r de la URA	DSC-88101	Nota 1	Nota 1	-	145 °C (máx)	CS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre	GA-88102A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 4.6 kg/ cm ²	Nota 1-	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Aeroenfriador de Amina Pobre	EC-88102A/B/C	Nota 1	Nota 1	9.52 kg/ cm ² g	85 °C	C: KCS, PWHT/TUBOS: KCS, PWHT	Nota 1	20 años
Pre-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88101A/B	Nota 1	Nota 1	8.82 kg/ cm ² g	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Filtro de Carbón de Amina Pobre	FLC-88101A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1-	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Pos-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88102A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Tanque de Amina Pobre	FB-88101 (U-88100/88200)	Especificado por proveedor	13/12 (T-T)	0.07 kg/ cm ² g	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Amina de Respuesto	GA-88104A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 3.7 kg/ cm ²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS API S8 AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Filtro de Gases de Tanque de Amina Pobre	FLC-88102A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Tanque de Fosa de Amina	FA-88104 (U-88100/88200)	Nota 1	3.75/11.20 (T-T)	Nota 1	Nota 1	KCS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Tanque de Fosa de Amina	GA-88105 (U-88100/88200)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	C: CS, IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Filtro de Tanque de Fosa de Amina	FG-88103 (U-88100/88200)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: PP	Nota 1-	20 años
Filtro de Gases de Tanque de Fosa de Amina	FLC-88104A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Fosa de Amina	FS-88101	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	
Bomba de Fosa de Amina	BD-88101	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	
Tren 2 (U-88200)								
Separador de Amina Rica	FA-88201	Nota 1	6/22.6 (T-T)	1 kg/ cm ²	65 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Rica	GA-88201A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.8 kg/ cm ²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre	EA-88201A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	10.79 kg/ cm ² g	66 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 316L SS AISLAMIENTOS: EC TIPO DE TEMA: AES	Nota 1	20 años
Regeneradora de Amina	DB-88201	Nota 1	3.5/31.3 (T-T)	1.27 kg/ cm ² g	111 °C	KCS/PLATOS: 316L SS AISLAMIENTOS: EC	Nota 1	20 años
Aerocondensador de la Regeneradora de Amina	EC-88201 A/B/C/D/E	Nota 1	Nota 1	1.27 kg/ cm ² g	111 °C	C: KCS-HIC, PWHT TUBO: KCS-HIC	Nota 1	20 años
Condensador de la Regeneradora de Amina	EA-88202	Nota 1	Nota 1	1.16 kg/ cm ² g	55 °C	CORAZA: KCS- HIC, PWHT TUBO: KCS-HIC AISLAMIENTOS: N TIPO DE TEMA: AEU	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de la Regeneradora de Amina	FA-88202	Nota 1	2.15/5.5 (T-T)	1.06 kg/ cm ² g	45 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de la	GA-88203A/B	Nota 1	Nota 1-	Pd: 7.8 kg/ cm ²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Regeneradora de Amina						AISLAMIENTO: N		
Rehervidor de la Regeneradora de Amina	EA-88203A/B	Nota 1	Nota 1-	1.41 kg/ cm ² g (amina)	126 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 2205 DUPLEX SS AISLAMIENTO: EC TIPO DE TEMA: AKU	Nota 1	20 años
Separador de Condensados	FA-88203A/B	Nota 1	1.2/2.6 (T-T)	3 kg/ cm ² g	145 °C	CS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Desobrecalentador de la URA	DSC-88201	Nota 1	Nota 1	-	-	CS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre	GA-88202A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.8 kg/ cm ²	Nota 1-	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Aeroenfriador de Amina Pobre	EC-88202A/B/C	Nota 1	Nota 1	9.85 kg/ cm ² g	85 °C	C: KCS, PWHT TUBOS: KCS, PWHT	Nota 1	20 años
Pre-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88201A/B	Nota 1	Nota 1	8.82 kg/ cm ² g	65 °C	CS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Filtro de Carbón de Amina Pobre	FLC-88201A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Pos-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88202A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Compresor de gas ácido (U-88500)								
Paquete del Compresor de Gas Amargo	SPE-88501A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Gas Amargo	BL-88501A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque del Compresor de Gas Amargo	FA-88502A/B	Nota 1	Nota 1	7 kg/cm ² g	60 °C	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Bomba de Recirculación de Agua de Sello	GA-88502A/B	Especificado por proveedor	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de Agua de Sello	EA-88501A/B	Especificado por proveedor	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de aceite recuperado (U-88500)								
Tanque de Aceite Recuperado de Tren 1 y 3	FA-88503	Especificado por proveedor	1.2/3.6 (T-T)	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de Aceite Recuperado de Tren 1 y 3	GA-88503A/B	Especificado por proveedor	Nota 1-	Pd: 9.824 kg/cm ² (9.8 en DTI)	Nota 1-	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS API S8 AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Tanque de mdea (U-88500)								
Tanque de MDEA	FB-88501	Especificado por proveedor	3.5/4.5 (T-T)	1.07 kg/cm ² g	20 °C	KCS AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de Tanque de MDEA	GA-88506A/B	Especificado por proveedor	Nota 1	Pd: 7.2 kg/cm ²	-	C: CS, IMP: CS AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de TOTE de Tanque de MDEA	BD-88502	Especificado por proveedor	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Recuperación de condensado (U-88100 Y U-88300)								
Enfriador de Condensado Recuperado de Tren 1 y 3	EC-88501A/B	Nota 1	Nota 1	5.5 kg/cm ² g	120 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanque de Recuperación de Condensados de Tren 1 y 3	FA-88504	Nota 1	2.65/8.10 (T-T)	3.5 kg/cm ² g g	120 °C (diseño)	CS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado Recuperado de Tren 1 y 3	GA-88504A/B	Nota 1	Nota 1-	Pd: 5.1 kg/cm ²	Nota 1-	CS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Desfogue ácido (U-88100 y U-88300)								
Tanque Separador de Desfogue Ácido de Tren 1 y 3	FA-88505	Nota 1	3.3/10 (T-T)	3.5 kg/cm² g / FV	190/200 °C (diseño)	KCS, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Agua amarga (U-88100 y U-88300)								
Bomba de Agua Amarga de Tren 1 y 3	GA-88505A/B	Nota 1	Nota 1-	Pd: 2.4 kg/cm²	Nota 1-	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Tanque de aceite recuperado (U-88200 y U-88400)								
Tanque de Aceite Recuperado de Tren 2 y 4	FA-88506	Nota 1	1.2/3.6 (T-T)	3.5 kg/cm² g / FV	122/200 °C (diseño)	KCS, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Bomba de Aceite Recuperado de Tren 2 y 4	GA-88507A/B	Nota 1	-	Pd: 9.8 kg/cm²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS API S8 AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Recuperación de condensado (U-88200 y U-88400)								
Enfriador de Condensado Recuperado de Tren 2 y 4	EC-88502A/B	Nota 1	Nota 1	5.5 kg/cm² g	120 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanque de Recuperación de Condensados de Tren 2 y 4	FA-88507	Nota 1	2.65/8.10 (T-T)	3.5 kg/cm² g g	120 °C (diseño en DTI)	CS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado Recuperado de Tren 2 y 4	GA-88508A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	CS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Desfogue ácido (U-88200 y U-88400)								
Tanque Separador de Desfogue	FA-88508	Nota 1	3.3/10 (T-T)	3.5 kg/cm² g / FV	190/200 °C (diseño)	KCS, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Desfogue ácido (U-88100 y U-88300)								
Ácido de Tren 2 y 4								
Bomba de Agua Amarga de Tren 2 y 4	GA-88509A/B	Especificado por proveedor	Nota 1	Pd: 2.4 kg/cm²	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



12. U-88000. Planta Regeneradora de Amina con CO₂ (U-88300 / U-88400) (URA).

Tabla I. 29. URA

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Tren 3 (U-88300)								
Separador de Amina Rica	FA-88301	Nota 1	6/22.6 (T-T)	1 kg/ cm²	52 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Rica	GA-88301A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.3 kg/ cm²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre	EA-88301A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	11.31 kg/ cm² g	53 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 316L SS AISLAMIENTO: EC TIPO DE TEMA: AES	Nota 1	20 años
Regeneradora de Amina	DB-88301	Nota 1	3.6/33.4 (T-T)	1.27 kg/ cm² g	114 °C	KCS/PLATOS: 316L SS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Aerocondensador de la Regeneradora de Amina	EC-88301A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	1.27 kg/ cm²g	114 °C	C: 316L SS, TUBOS: 316L SS	Nota 1	20 años
Condensador de la Regeneradora de Amina	EA-88302	Nota 1	Nota 1	1.16 kg/ cm²g	55 °C	CORAZA: KCS TUBO: 2205 DUPLEX SS AISLAMIENTO: N TIPO DE TEMA: AEU	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de la Regeneradora de Amina	FA-88302	Nota 1	2.15/5.5 (T-T)	1.06 kg/ cm² g	/45 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de la Regeneradora de Amina	GA-88303A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.1 kg/ cm²	Nota 1	C: 316L SS/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Rehervidor de la Regeneradora de Amina	EA-88303A/B	Nota 1	Nota 1	1.41 kg/cm ² g (amina)	126 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 2205 DUPLEX SS AISLAMIENTOS: EC TIPO DE TEMA: AKU	Nota 1	20 años
Separador de Condensados	FA-88303A/B	Nota 1	1.2/2.6 (T-T)	3 kg/cm ² g	145 °C	CS AISLAMIENTOS: EC	Nota 1	20 años
Desobrecalentado r de la URA	DSC-88301	Nota 1	Nota 1	-	Nota 1	CS AISLAMIENTOS: EC	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre	GA-88302A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 23.9 kg/cm ²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Aeroenfriador de Amina Pobre	EC-88302A/B/C	Nota 1	Nota 1	25.49 kg/cm ² g	79 °C	C: KCS, PWHT/TUBOS: KCS, PWHT	Nota 1	20 años
Pre-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88301A/B	Nota 1	Nota 1	24.79 kg/cm ² g	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Filtro de Carbón de Amina Pobre	FLC-88301A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	-	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Pos-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88302A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Tanque de Amina Pobre	FB-88301 (U- 88300/88400)	Nota 1	13/12 (T-T)	0.07 kg/cm ² g	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Amina de Respuesto	GA-88304A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 2.8 kg/cm ²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS API S8 AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Filtro de Gases de Tanque de Amina Pobre	FLC-88302A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Tanque de Fosa de Amina	FA-88304 (U-88300/88400)	Nota 1	3.75/11.20 (T-T)	Nota 1	Nota 1	KCS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Tanque de Fosa de Amina	GA-88305 (U-88300/88400)	Nota 1	Nota 1	Pd: 5 kg/cm ²	Nota 1	C: CS, IMP: 316L SS AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Filtro de Tanque de Fosa de Amina	FG-88303 (U-88300/88400)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Filtro de Gases de Tanque de Fosa de Amina	FLC-88304A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Fosa de Amina	FS-88301	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Fosa de Amina	BD-88301	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tren 4 (U-88400)								
Separador de Amina Rica	FA-88401	Nota 1	6/22.6 (T-T)	1 kg/cm ²	52 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Rica	GA-88401A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.3 kg/cm ²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre	EA-88401A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	11.31 kg/cm ² g	53 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 316L SS AISLAMIENTOS: EC TIPO DE TEMA: AES	Nota 1	20 años
Regeneradora de Amina	DB-88401	Nota 1	3.6/33.4 (T-T)	1.27 kg/cm ² g	114 °C	KCS/PLATOS: 316L SS AISLAMIENTOS: EC	Nota 1	20 años
Aerocondensador de la Regeneradora de Amina	EC-88401A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	1.27 kg/cm ² g	114 °C	C: 316L SS TUBOS: 316L SS	Nota 1	20 años
Condensador de la Regeneradora de Amina	EA-88402	Nota 1	Nota 1	1.16 kg/cm ² g	55 °C	CORAZA: KCS TUBOS: 2205 DUPLEX SS AISLAMIENTOS: N TIPO DE TEMA: AEU	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de la Regeneradora de Amina	FA-88402	Nota 1	2.15/5.5 (T-T)	1.06 kg/cm ² g	45 °C	KCS-HIC, PWHT AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo de la	GA-88403A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.1 kg/cm ²	Nota 1	C: 316L SS/IMP: 316L SS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Regeneradora de Amina						AISLAMIENTO: N		
Rehervidor de la Regeneradora de Amina	EA-88403A/B	Nota 1	Nota 1	1.41 kg/cm ² g (amina)	126 °C	CORAZA: KCS, PWHT TUBO: 2205 DUPLEX SS AISLAMIENTO: EC TIPO DE TEMA: AKU	Nota 1	20 años
Separador de Condensados	FA-88403A/B	Nota 1	1.2/2.6 (T-T)	3 kg/cm ² g	145 °C	CS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Desobrecalentador de la URA	DSC-88401	Nota 1	Nota 1		Nota 1	CS AISLAMIENTO: EC	Nota 1	20 años
Bomba de Amina Pobre	GA-88402A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 23.9 kg/cm ²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Aeroenfriador de Amina Pobre	EC-88402A/B/C	Nota 1	Nota 1	25.49 kg/cm ² g	79 °C	C: KCS, PWHT TUBOS: KCS, PWHT	Nota 1	20 años
Pre-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88401A/B	Nota 1	Nota 1	24.79 kg/cm ² g	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Filtro de Carbón de Amina Pobre	FLC-88401A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Pos-Filtro de Cartucho de Amina Pobre	FG-88402A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	65 °C	KCS, PWHT AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Compresor de gas ácido (U-88500)								
Paquete del Compresor de Gas Amargo	SPE-88501A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Gas Amargo	BL-88501A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque del Compresor de Gas Amargo	FA-88502A/B	Nota 1	Nota 1	7 kg/cm ² g	60 °C	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm ²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Bomba de Recirculación de Agua de Sello	GA-88502A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de Agua de Sello	EA-88501A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de aceite recuperado (U-88500)								
Tanque de Aceite Recuperado de Tren 1 y 3	FA-88503	Nota 1	1.2/3.6 (T-T)	Nota 1	Nota 1	KCS, PWHT AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de Aceite Recuperado de Tren 1 y 3	GA-88503A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 9.824 kg/cm ² (9.8 en DTI)	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS API S8 AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Tanque de MDEA (U-88500)								
Tanque de MDEA	FB-88501	Nota 1	3.5/4.5 (T-T)	1.07 kg/cm ² g	20 °C	KCS AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de Tanque de MDEA	GA-88506A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.2 kg/cm ²	-	C: CS, IMP: CS AISLAMIENTOS: N	Nota 1	20 años
Bomba de TOTE de Tanque de MDEA	BD-88502	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Recuperación de condensado (U-88100 y U-88300)								
Enfriador de Condensado Recuperado de Tren 1 y 3	EC-88501A/B	Nota 1	Nota 1	5.5 kg/cm ² g	120 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanque de Recuperación de Condensados de Tren 1 y 3	FA-88504	Nota 1	2.65/8.10 (T-T)	3.5 kg/cm ² g g	120 °C (diseño)	CS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado Recuperado de Tren 1 y 3	GA-88504A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 5.1 kg/cm ²	Nota 1	CS AISLAMIENTOS: PP	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Desfogue ácido (U-88100 y U-88300)								
Tanque Separador de Desfogue Ácido de Tren 1 y 3	FA-88505	Nota 1	3.3/10 (T-T)	3.5 kg/cm² g / FV	190/200 °C (diseño)	KCS, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Agua amarga (U-88100 y U-88300)								
Bomba de Agua Amarga de Tren 1 y 3	GA-88505A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 2.4 kg/cm²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Tanque de aceite recuperado (U-88200 y U-88400)								
Tanque de Aceite Recuperado de Tren 2 y 4	FA-88506	Nota 1	1.2/3.6 (T-T)	3.5 kg/cm² g / FV	122/200 °C (diseño)	KCS, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Bomba de Aceite Recuperado de Tren 2 y 4	GA-88507A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 9.8 kg/cm²	Nota 1	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS API S8 AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Recuperación de condensado (U-88200 y U-88400)								
Enfriador de Condensado Recuperado de Tren 2 y 4	EC-88502A/B	Nota 1	Nota 1	5.5 kg/cm² g	120 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanque de Recuperación de Condensados de Tren 2 y 4	FA-88507	Nota 1	2.65/8.10 (T-T)	3.5 kg/cm² g g	120 °C (diseño en DTI)	CS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado Recuperado de Tren 2 y 4	GA-88508A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	CS AISLAMIENTO: PP	Nota 1	20 años
Desfogue ácido (U-88200 y U-88400)								
Tanque Separador de Desfogue Ácido de Tren 2 y 4	FA-88508	Nota 1	3.3/10 (T-T)	3.5 kg/cm² g / FV	190/200 °C (diseño)	KCS, PWHT AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años
Agua amarga (U-88200 y U-88400)								



Descripción	Identificación	Capacidad (normal/ diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/ diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Bomba de Agua Amarga de Tren 2 y 4	GA-88509A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 2.4 kg/cm²	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	C: CS, PWHT/IMP: 316L SS AISLAMIENTO: N	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



13. U-23000. Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4).

Tabla I. 30 I-C4

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Secadores de gas de estructura aislante	FA-23001 A / B	Nota 1	450 x 3400	T op: 38°C normal T op: 316°C regeneración. P op.: 39.7 kg/cm ² (g) Flujo: 57 kg/h Fase: Vapor Fluido: 28.28 kmol/h (Hidrógeno).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Secadores de Butano	FA-23002 A / B	Nota 1	1800 x 7600	T op: 39°C normal. T op: 316°C regeneración. P op.: 13.1 kg/cm ² (g) Flujo: 47,079 kg/h Fase: Líquido Fluido: 792.23 kmol/h (n-Butano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Regenerante Coalescente	FA-23003	Nota 1	Nota 1	T op: 38°C P op: 10.3 kg/cm ² (g) Flujo: 5861 kg/h Fluido: 792.23 kmol / h (n-Butano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 6 MM	Especificaciones estándar UOP: 3-11.	20 años
Tambor de alimentación	FA-23004	Nota 1	2700 X 8000	T op: 39°C P op.: 12.3 kg/cm ² (g) Flujo: 47,079 kg/h Fluido: 792.23 kmol / h (n-Butano seco).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Tambor de inyección de cloruro	FA-23005	Nota 1	1200 X 3600	T op: 39°C P op.: 1.997 kg/cm ² (g) Flujo: 8.3 kg/h	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Fluido: 0.05 kmol / h (Tetracloroetileno).			
Receptor de Estabilizador	FA-23006	Nota 1	1850 X 5600	T op: 38°C P op.: 21.1 kg/cm ² (g) Flujo: 44895 kg/h Fluido: 525.82 kmol / h (Isobutano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Tambor de inyección de agua	FA-23007	Nota 1	12"00 X 1900	T op: 50°C P op.: 0.70 kg/cm ² (g) Flujo: 5.6 kg/h Fluido: 0.31 kmol / h (agua).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300	20 años
Tambor de desgasificación cáustico	FA-23008	Nota 1	800 X 3000	T op: 34°C Flujo: kg/h Fluido: kmol / h (Hidróxido de sodio)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35,3-37. Clase: ASME CL300; ASME CL150	20 años
Coalescente de alimentación Butano	FA-23009	Nota 1	Nota 1	T op: 38°C P op.: 12.4 kg/cm ² (g) Flujo: 34,212 kg/h Fluido: 353.31 kmol / h (n-Butano)	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11.	20 años
Receptor Deisobutanizante	FA-23010	Nota 1	9600 X 3200	T op: 53°C P op.: 6.6 kg/cm ² (g) Flujo: 236,485 kg/h Fluido: 3789.86 kmol / h (Isopropano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11. Clase: ASME CL300; ASME CL150	20 años
Tambor de eliminación de gas de alimentación /Eliminador de neblina aceite lubricante	FA-23011	Nota 1	Nota 1	T op: Por otros, °C P op: Por otros, kg/cm ² (g). Fluido: Gas de alimentación Hidrógeno	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3 mm	ASME VIII, División 1. Especificaciones estándar UOP: 3-11.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Calentador de carga con potenciómetro	FA-23012	Nota 1	20" X 1700	T op: 237°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	ASME VIII, División 1. Especificaciones estándar UOP: 3-11. Clase: ASME CL600	20 años
Rehervidor de condensado de estabilizador	FA-23013	Nota 1	500 X 1700	T op: 143°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	ASME VIII, División 1. Especificaciones estándar UOP: 3-11. Clase: ASME CL300	20 años
Rehervidor de condensado Deisobutanizador	FA-23014	Nota 1	700 X 1700	T op: 143°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	ASME VIII, División 1. Especificaciones estándar UOP: 3-11. Clase: ASME CL300; ASME CL150	20 años
Tambor eliminador de purga	FA-23015	Nota 1	900 X 2000	T op: 38°C Flujo: --- kg/h Fluido: --- kmol / h.	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	ASME VIII, División 1. Especificaciones estándar UOP: 3-11. Clase: ASME CL300; ASME CL150	20 años
Estabilizador	DS-23001	Nota 1	2400 x 24100	T op: 103°C. P op.: 22.2 kg/cm ² (g) Flujo: 47,145 kg/h Fluido: 478.7 kmol / h (Isobutano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37, ASME CL300	20 años
Depurador de gas neto	DT-23001	Nota 1	600 y 2300 x 16800	T op: 34°C. P op.: 8.2 kg/cm ² (g) Flujo: 1055 kg/h Fluido: 24.26 kmol / h (Hidrógeno).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37,	20 años
Deisobutanizador	DF-23001	Nota 1	4000 x 62700	T op.: 69°C. P op.: 8.8 kg/cm ² (g) Flujo: 46090 kg/h Fluido: 305.04 kmol / h (n-butano).	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 mm	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-35, 3-37,	20 años
Reactores	DC-23001 A / B	Nota 1	1400 x 5700	T op: 158°C. P op.: 34.7 kg/cm ² (g) Flujo: 47,145 kg/h	Acero al carbón ASTM-A333. Tolerancia de	Especificaciones estándar UOP: 3-11, 3-37, 8-12, 9-11,	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Fluido: 792.23 kmol / h (n-butano).	corrosión del recipiente: 3.0 MM		
Vaporizador Regenerante	EA-23001	Nota 1	Nota 1	T op.: 38°C. P op.: 11.7 kg/cm ² (g) Flujo: 5,393 kg/h Fluido: 54.99 kmol / h (Isobutano).	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Condensador Regenerante	EA-23002	Nota 1	Nota 1	T op.: 292°C. P op.: 10.7 kg/cm ² (g) Flujo: 5861 kg/h Fluido: 54.99 kmol / h (Isobutano).	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Intercambiador de alimentación combinado en frio	EA-23003	Nota 1	Nota 1	T op.: 39°C. P op.: 36.5 kg/cm ² (g) Flujo: 47,137 kg/h Fluido: 792.23 kmol / h (n-butano).	Coraza y tubo: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11.	20 años
Intercambiador de alimentación combinado en caliente	EA-23004	Nota 1	Nota 1	T op.: 125°C. P op.: 35.8 kg/cm ² (g) Flujo: 47,137 kg/h Fluido: 792.23 kmol / h (n-butano).	Coraza y tubo: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11.	20 años
Calentador de carga	EA-23005	Nota 1	Nota 1	T op.: 138°C. P op.: 35.3 kg/cm ² (g) Flujo: 47,145 kg/h Fluido: 792.23 kmol / h (n-butano).	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: 1 Cr – ½ Mo ó 1 ¼ Cr – ½ Mo	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Condensador de compensación del estabilizador	EA-23006	Nota 1	Nota 1	T op.: 55°C. P op.: 21.5 kg/cm ² (g). Flujo: 44,895 kg/h Fluido: 525.82 kmol / h (Isobutano).	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Rehervidor de Estabilizador	EA-23007	Nota 1	Nota 1	T op.: 112°C. P op.: 22.3 kg/cm ² (g) Flujo: 225,378 kg/h Fluido: 2,298.27 kmol/h (Isobutano).	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Calentador Cáustico	EA-23008	Nota 1	Nota 1	T op.: 34°C. P op.: 14.3 kg/cm ² (g) Flujo: 7,544 kg/h Fluido: 19.02 kmol/h (Hidróxido de Sodio).	Coraza y tubo: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Enfriador de productos de Deisobutanizador	EA-23009	Nota 1	Nota 1	T op.: 55°C. P op.: 25 kg/cm ² (g) Flujo: 31,917 kg/h Fluido: 511.49 kmol/h (Isobutano).	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Rehervidor corte lateral de Deisobutanizador	EA-23010 A / B	Nota 1	Nota 1	T op.: 73°C. P op.: 8.4 kg/cm ² (g) Flujo: 440,487 kg/h Fluido: 7246.84 kmol / h (n-butano).	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Enfriador corte lateral de Deisobutanizador	EA-23011	Nota 1	Nota 1	T op.: 55°C. P op.: 7.6 kg/cm ² (g) Flujo: 47,079 kg/h Fluido: 794.27 kmol / h (n-butano).	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Rehervidor Deisobutanizador	EA-23012	Nota 1	Nota 1	T op.: 98°C. P op.: 8.2 kg/cm ² (g) Flujo: 361,854 kg/h Fluido: 2974.46 kmol/h (Isopentano).	Coraza y tubos: Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Enfriador de productos de fondo de Deisobutanizador	EA-23013	Nota 1	Nota 1	T op.: 99°C. P op.: 9.7 kg/cm ² (g) Flujo: 1,306 kg/h Fluido: 10.74 kmol/h (Isopentano).	Carcasa: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Enfriador Regenerante	EA-23014	Nota 1	Nota 1	T op.: 112°C. P op.: 22.2 kg/cm ² (g) Flujo: 5,393 kg/h Fluido: 54.99 kmol/h (Isobutano).	Coraza: Acero al carbón ASTM-A333. Tubos: Duplex 2205	Especificaciones estándar UOP: 4-11, 4-12, 3-11. Código de diseño de presión: ASME Sec. VIII, Div. 1	20 años
Condensador del Estabilizador	EC-23001	Nota 1	Nota 1	T op.: 91°C. P op.: 21.9 kg/cm ² (g) Flujo: 44895 kg/h Fluido: 525.82 kmol/h (Isobutano).	Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-13, 3-11.	20 años
Condensador Deisobutanizante	EC-23002	Nota 1	Nota 1	T op.: 56°C. P op.: 6.8 kg/cm ² (g) Flujo: 236485 kg/h Fluido: 3789.86 kmol/h (Isobutano).	Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-13, 3-11.	20 años
Condensador lateral de Deisobutanizador	EC-23003	Nota 1	Nota 1	T op.: 73°C. P op.: 7.9 kg/cm ² (g) Flujo: 47049 kg/h Fluido: 794.27 kmol/h (n-butano).	Acero al carbón ASTM-A333.	Especificaciones estándar UOP: 4-13, 3-11.	20 años
Sobrecalentador regenerador	BH-23001	Nota 1	Nota 1	T op.: 86°C. P op.: 11.2 kg/cm ² (g) Flujo: 5393 kg/h Fluido: 54.99 kmol/h (Isobutano).	Carcasa: 1 Cr – ½ Mo ó 1 ¼ Cr – ½ Mo. Tolerancia de corrosión del recipiente: 3.0 MM	Especificaciones estándar UOP: 8-11, 8-12.	20 años
Bombas de carga	GA-23001 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 39°C P: 12.3 kg/cm ²	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Flujo: 47,079 kg/h Líquido: Butano			
Bombas de Reflujo del Estabilizador	GA-23002 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 38°C P: 21.1 kg/cm ² Flujo: 43,840 kg/h Líquido: Isobutano	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de Circulación de Agua	GA-23003 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 34°C P: 9.6 kg/cm ² Flujo: 3433 kg/h Líquido: Agua	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de Circulación Cáustica	GA-23004 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 34°C P: 11.42 kg/cm ² Flujo: 7544 kg/h Líquido: 10 wt% Cáustica	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años
Bombas Cáustico Gastado	GA-23005 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 34°C P: 3.958 kg/cm ² Líquido: 2 wt% Cáustica	Hierro dúctil	ASME B-73.1	20 años
Bombas de Reflujo Deisobutanizador	GA-23006 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 54°C P: 7.41 kg/cm ² Flujo: 204569 kg/h Líquido: isobutano	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años
Bombas corte lateral Deisobutanizador	GA-23007 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 38°C P: 6.9 kg/cm ² Flujo: 47079 kg/h Líquido: n-butano	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de líquidos de fondo de Deisobutanizador	GA-23008 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 98°C P: 8.0 kg/cm ² Flujo: 363160 kg/h Líquido: hidrocarburo	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de componentes varios del Deisobutanizador	GA-23009 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 53°C P: 6.6 kg/cm ² Flujo: 236485 kg/h Líquido: hidrocarburo	Acero al carbón ASTM-A333	API 610 11th Edition.	20 años
Bombas de inyección de cloruro	BP-23001 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 38°C P: 33.4 kg/cm ² Flujo: 8.3 kg/h Líquido: Percloroetileno	Acero inoxidable	API 675 Positive Displacement Pumps. Especificaciones estándar UOP: 5-13, 7-12.	20 años



Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bombas de transferencia de cloruro	BP-23002	Nota 1	Nota 1	T: 38°C P: 1.96 kg/cm² Líquido: Percloroetileno	Acero inoxidable	API 675 Positive Displacement Pumps. Especificaciones estándar UOP: 5-13, 7-12.	20 años
Bombas de inyección de agua	BP-23003 A / B	Nota 1	Nota 1	T: 50°C P: 0.70 kg/cm² Flujo: 5.6 kg/h Líquido: Condensado frío	Acero inoxidable	API 675 Positive Displacement Pumps. Especificaciones estándar UOP: 5-13, 7-12	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY).

Tabla I. 31. ALKY

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de Balance	FA-22001	Nota 1	3300 mm ID x 9900 mm	P= 5.4 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Reactor 1	DC-22001	Nota 1	2000 mm ID x 7200 mm T/T	P= 28.4 kg/cm ² g y T=80 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Reactor 2	DC-22002	Nota 1	2000 mm ID x 7200 mm T/T	P= 26.3 kg/cm ² g y T=86 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de reciclado	GA-22002A/B	Nota 1	260 m ³ /H 124.3 m	T=86 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Agotador	DS-22001	Nota 1	1300 mm ID ₁ y 2600 mm ID ₂ x 18300 mm T/T	P= 21.9 kg/cm ² g y T=103 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Acumulador de Reflujo de Agotador	FA-22002	Nota 1	1200 mm ID x 3700 mm T/T	P= 21.3 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Reflujo Agotador	GA-22003A/B	Nota 1	30.4 m ³ /H 69.1 m	T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de succión del gas de compresor	FA-22003	Nota 1	500 mm ID x 2100 mm T/T	P= 21.9 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de Reposición de Gas	BC-22001A/B	Nota 1	646 nm ³ /H 13.4 kW	T=76 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Acumulador de Agua	FA-22004	Nota 1	Nota 1	P= 31.3 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Carga	GA-22101A/B	Nota 1	232 m ³ /H 188 m	T=39 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Mezcladora	FA-22103A/B	Nota 1	Nota 1	P _{Dis} = 20 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Regenerador Coalescedor	FA-22105	Nota 1	Nota 1	P _{Dis} = 20 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de Reacción de Alquilación	EA-22104A/B	Nota 1	Nota 1	P _{Dis} = 23 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Asentador de Acido	FA-22104	Nota 1	7600 mm x 16100 mm	P _{Dis} = 20 kg/cm ² g y T=38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de transferencia rápida de Acido	FA-22107	Nota 1	6000 mm x 20000 mm	$P_{DIS} = 20 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T=38^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Ácido Rerun	GA-22103A/B	Nota 1	7.25 m ³ /H 22.8 m	$T=38^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna de rerun de acido	DS-22101	Nota 1	1400 mm y 600 mm x 10900 mm	$P = 8.4 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T=106^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Decantador de ASAS	FA-22108	Nota 1	1500 mm x 5000 mm	$P = 6.3 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T=43^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Lavador caustico de ASAS	FA-22111	Nota 1	4000 mm x 12200 mm	$P_{DIS} = 12.5 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T_{DIS}=100^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de circulación de agua de lavador de ASAS.	GA-22107A/B	Nota 1	95.3 m ³ /H 54.9 m	$P_{DIS} = 3.5 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T_{DIS}=100^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de ASAs	FA-22112	Nota 1	2400 mm x 6800 mm	$P_{DIS} = 3.5 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T_{DIS}=100^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de ASAS	GA-22108A	Nota 1	Nota 1	No disponible	Nota 1	Nota 1	20 años
Lavador de Gas de relevo	DT-22101	Nota 1	2900 mm y 5800 mm x 21500 mm	$P_{DIS} = 3.5 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T_{DIS}=100^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de circulación de KOH	GA-22109A/B	Nota 1	320 m ³ /H 47.3 m	-	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba fraccionaria	GA-22102A/b	Nota 1	1710 m ³ /H 275.1 m	$T=39^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de rehervidor de fraccionadora principal	GA-22114A/B/C	Nota 1	1870 m ³ /H 174.6 m	$T=227^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Fraccionaria principal	DF-22101	Nota 1	3200 mm ID ₁ y 6200 mm ID ₂ y 8800 mm ID ₃ x 67300 mm T/T	$P = 16.2 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T=71^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años
Rehervidor de fraccionadora principal	BA-22101	Nota 1	Duty: 57.69 10 ⁶ kcal/hora	$T=239^\circ\text{C}$.	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Diseño y Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tratadora de Alumina	FA-22117A/B	Nota 1	3800 mm ID x 11200 mm T/T	$P_{DIS} = 21.5 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=232 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Coalescedor de Butano	FA-22118	Nota 1	Nota 1	$P_{DIS} = 21.5 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=38 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Butano	GA-22120A/B	Nota 1	44.7 m ³ /H 46.4 m	$P = 10 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=38 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Recibidor de Fraccionaria principal	FA-22120	Nota 1	5600 mm ID x 16500 mm T/T	$P = 15.1 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=55 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba Fraccionaria principal	GA-22115A/B	Nota 1	357 m ³ /H 183.4 m	$P = 15.1 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=55.5 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Depropanizador	DF-22102	Nota 1	1300 mm ID ₁ y 1700 mm ID ₂ y 2300 mm ID ₃ y 28300 mm T/T	$P = 21.1 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=58 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Recibidor depropanizador	FA-22121	Nota 1	2100 mm ID x 6600 mm T/T	$P_{DIS} = 27 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=38 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba	GA-22116A/B	Nota 1	55.2 m ³ /H 125.2 m	$T=39 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Agotador de HF	DS-22102	Nota 1	600 mm ID ₁ y 1200 mm ID ₂ x 16100 mm T/T	$P = 23.3 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=60 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Tratador de Alumina	FA-22122A/B	Nota 1	1400 mm ID x 4600 mm T/T	$P_{DIS} = 29 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T= 232 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Propano KOH	FA-22123A/B	Nota 1	600 mm ID x 4900 mm T/T	$P_{DIS} = 29 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=37 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de propano	GA-22117A/B	Nota 1	5.04 m ³ /H 89.7 m	$P = 19 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=38 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba Flush de Alquilado	GA-22118A/B	Nota 1	40 m ³ /H 194.7 m	$T= 38 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna de lavado de agua alquilada	DT-22103	Nota 1	3200 mm ID ₁ y 2300 mm ID ₂ y 18800 T/T	$P = 7.7 \text{ kg/cm}^2 \text{g y } T=38 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua	GA-22119A/B	Nota 1	13.1 m ³ /H 110.0 m	-----	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de inyección caustica	BP-22102A/B	Nota 1	2.0835 m ³ /H $\Delta P 9.38 \text{ kg/cm}^2$	$T= 38 \text{ }^{\circ}\text{C.}$	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



15. U-30000. Planta de Coquización Retardada (PCR).

Tabla I. 32 PCR

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Fraccionadora de Coque.	DF-31001	Nota 1	8700 mm ID x 55295 mm T/T.	P= 0.91 kg/cm ² g y T= 302 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de carga al calentador.	GA31001A/B/C	Nota 1	F=415 m ³ /h ΔP=29.8 kg/cm ² .	T= 302 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Horno de Coque 1.	BA-31001	Nota 1	-	T= 500 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Coque 1.	TC-31001	Nota 1	9.145 mm ID x 27500 mm T/T.	P= 1.29 kg/cm ² g y T= 446 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Coque 2.	TC-31002	Nota 1	9.145 mm ID x 27500 mm T/T.	P= 1.29 kg/cm ² g y T= 446 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Horno de Coque 2.	BA-31002	Nota 1	-	T= 500 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Coque 3.	TC-31003	Nota 1	9.145 mm ID x 27500 mm T/T.	P= 1.29 kg/cm ² g y T= 446 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Coque 4.	TC-31004	Nota 1	9.145 mm ID x 27500 mm T/T.	P= 1.29 kg/cm ² g y T= 446 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Horno de Coque 3.	BA-31003	Nota 1	-	T= 500 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Coque 5.	TC-31005	Nota 1	9.145 mm ID x 27500 mm T/T.	P= 1.29 kg/cm ² g y T= 446 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Coque 6.	TC-31006	Nota 1	9.145 mm ID x 27500 mm T/T.	P= 1.29 kg/cm ² g y T= 446 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Gasóleo cíclico ligero (LCO).	GA-31005A/B	Nota 1	F=1.765 m ³ /h ΔP=6.99 kg/cm ² .	T= 194 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Generador de vapor de Gasóleo cíclico ligero.	CB-31030A/B	Nota 1	Nota 1	P= 11.8 kg/cm ² g y T= 189 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de Gasóleo cíclico pesado (HCGO).	GA-31002A/B	Nota 1	$F=1.075 \text{ m}^3/\text{h}$ $\Delta P=13.6 \text{ kg/cm}^2$.	$T= 327 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtros de bomba HHGO.	FG-31011A/B	Nota 1	-	$T= 366 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba HHGO.	GA-31017A/B	Nota 1	$F=370 \text{ m}^3/\text{h}$ $\Delta P=7.63 \text{ kg/cm}^2$	$T= 366 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtros de bomba FZGO.	FG-31001A-D	Nota 1	BASKET=610 mm ID x 1830 mm.	$T= 425 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba FZGO.	GA-31003A/B	Nota 1	$F=178 \text{ m}^3/\text{h}$ $\Delta P=2.69 \text{ kg/cm}^2$	$T= 425 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Aceite lavado HHGO.	FG-31012A/B	Nota 1	-	$T= 366 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de carga.	FA-31033	Nota 1	6000 mm ID x 14030 mm T/T.	$P= 0.91 \text{ kg/cm}^2\text{g y}$ $T= 228 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Intercambiador de calor de Gasóleo cíclico pesado.	EA-31002A-F	Nota 1	Nota 1	$T= 269 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Intercambiador de calor HHGO.	EA-31007A/B	Nota 1	Nota 1	$T= 310 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Agotador de Gasóleo cíclico ligero.	DS-31002	Nota 1	2600 mm ID x 10675 mm T/T.	$P= 0.75 \text{ kg/cm}^2\text{g y}$ $T= 193 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Agotador de Gasóleo cíclico pesado.	DS-31003	Nota 1	2600 mm ID x 10295 mm T/T.	$P= 0.84 \text{ kg/cm}^2\text{g y}$ $T= 325 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Supercalentador de vapor de Gasóleo cíclico pesado.	EA-31036	Nota 1	Nota 1	$P= 5.50 \text{ kg/cm}^2\text{g y}$ $T= 319 \text{ }^\circ\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Intercambiador de aceite de	EA-31009A-C	Nota 1	Nota 1	$P=5.50 \text{ kg/cm}^2\text{g y}$	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

esponja rica de Gasóleo cíclico ligero.				T= 85 °C.			
Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Precalentador BFW-HCGO.	ES-31008A/B	Nota 1	Nota 1	P=5.50 kg/cm ² g y T= 160 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Gasóleo cíclico pesado.	FG-31109	Nota 1	Nota 1	P=5.50 kg/cm ² g y T= 209 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Generador de vapor de Gasóleo cíclico pesado.	CB-31035A/B	Nota 1	Nota 1	P=11.7 kg/cm ² g y T= 189 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Gasóleo cíclico pesado (HCGO).	GA-31004A/B	Nota 1	F=186 m ³ /h ΔP=18.6 kg/cm ²	P=5.50 kg/cm ² g y T= 319 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Condensador de Fraccionadora de producto.	EA-31004A-D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de reflujo del fraccionador.	FA-31007	Nota 1	5945 mm ID x 17835 mm T/T.	P=0.42 kg/cm ² g y T= 60 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque fraccionador de producto.	FA-31025	Nota 1	5185 mm ID x 15545 mm T/T.	P=0.25 kg/cm ² g y T= 37 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de reflujo del fraccionador.	GA-31007A/B	Nota 1	F=334 m ³ /h ΔP=7.22 kg/cm ²	P=7.22 kg/cm ² y T= 60 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua del tanque de reflujo del fraccionador.	GA-31008A/B	Nota 1	F=65.3 m ³ /h ΔP=7.00 kg/cm ²	P=7.00 kg/cm ² y T= 60 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua del tanque de la fraccionadora de producto.	GA-31042A/B	Nota 1	F=8.76 m ³ /h ΔP=6.31 kg/cm ²	P=6.31 kg/cm ² y T= 37 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Nafta del tanque de la fraccionadora de producto.	GA-31041A/B	Nota 1	F=49.0 m ³ /h ΔP=19.5 kg/cm ²	P=19.5 kg/cm ² y T= 37 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna absorbadora.	DA-31007	Nota 1	3650 mm ID x 22040 mm T/T.	P=13.4 kg/cm ² g y	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

				T= 41 °C.			
Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Absorbadora de aceite de esponja.	DA-31012	Nota 1	1850 mm ID x 18760 mm T/T.	P=13.0 kg/cm ² g y T= 43 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Agotadora.	DS-31008	Nota 1	3650 mm ID x 29135 mm T/T.	P=14.2 kg/cm ² g y T= 57 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque contactor.	FA-31012	Nota 1	4725 mm ID x 14175 mm T/T.	P=13.7 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque separador de agua.	FA-31021	Nota 1	610 mm ID x 1220 mm T/T.	T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque eliminador de saturación de agua.	FA-31028	Nota 1	2775 mm ID x 8390 mm T/T.	P=13.1 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque coalescedor de aceite esponja	FA-31020	Nota 1	Nota 1	P=16.7 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación a la agotadora.	GA-31025A/B	Nota 1	F=557 m ³ /h ΔP=5.13 kg/cm ²	T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de fondo de columna agotadora	GA-31027A/B	Nota 1	F=604 m ³ /h ΔP=2.57 kg/cm ²	T= 157 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de aceite magro presaturado.	GA-31033A/B	Nota 1	F=378 m ³ /h ΔP=5.85 kg/cm ²	T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregarán en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



16. U-79000. Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).

Tabla I. 33. PTRG

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Compresor de gas húmedo Etapa 1.	GB-31001A	Nota 1	Nota 1	P=3.37 kg/cm ² g y T= 126 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor de gas húmedo Etapa 2.	GB-31001B	Nota 1	Nota 1	P=14.5 kg/cm ² g y T= 126 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Contactador de Amina de gas amargo.	DT-31013	Nota 1	1900 mm ID x 20135 mm T/T	P=12.4 kg/cm ² g y T= 50 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador KO de entrada de a compresor	FA-31010	Nota 1	4575 mm ID x 5115 mm T/T	P=0.25 kg/cm ² g y T= 37 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador KO inter etapa de compresor	FA-31011	Nota 1	3050 mm ID x 9145 mm T/T	P=3.02 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Aeroenfriador inter etapa de	EC-31113A/B	Nota 1	Nota 1	Q=4.77 MKcal/h	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador inter etapa de compresor	EA-31010A/B	Nota 1	Nota 1	P=3.37 kg/cm ² g y T= 56 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador KO de producto de gas dulce	FA-31024	Nota 1	1525 mm ID x 3465 mm T/T	P=11.4 kg/cm ² g y T= 39 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Contactador de Amina de LPG	DT-31010	Nota 1	2900 mm ID x 18340 mm T/T	P=22.7 kg/cm ² g y T= 39 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de producto de gas dulce	EA-31026	Nota 1	Nota 1	Q=0.22 MKcal/h	Nota 1	Nota 1	20 años
Enfriador de Amina pobre de LPG	EA-31023	Nota 1	Nota 1	Q=1.06 MKcal/h	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas Booster de Amina pobre	GA-31032A/B	Nota 1	Nota 1	F=103 m ³ /h ΔP=8.42 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Separador Coalescedor de agua de lavado de LPG	FA-31017	Nota 1	1985 mm ID x 5945 mm T/T	P=22.6 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de circulación de agua	GA-31029A/B	Nota 1	Nota 1	F=11.6 m ³ /h ΔP=1.76 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas Booster de condensado frio	BD-31040A/B	Nota 1	Nota 1	F=0.46 m ³ /h ΔP=21.4 kg/cm ² P=4.00 y T= 40 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Aeroenfriador de Amina pobre	EC-31110A/B	Nota 1	Nota 1	Q=3.87 MKcal/h	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de tratamiento caustico de LPG	TQ-31010	Nota 1	Nota 1	P=22.6 kg/cm ² g y T= 38 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque separador de Amina rica	FA-31018	Nota 1	3965 mm ID x 8125 mm T/T	P=0.42 kg/cm ² g y T= 56 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de transferencia de Amina rica.	GA-31030A/B	Nota 1	Nota 1	F=289 m ³ /h ΔP=5.58 kg/cm ² P=6.5 kg/cm ² g y T= 56 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Desbutanizadora.	DF-31009	Nota 1	Nota 1	P=12.2 kg/cm ² g y T= 60 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años
Condensador de la desbutanizadora.	EA-31019A/B	Nota 1	Nota 1	Q=6.79 MKcal/h	Nota 1	Nota 1	20 años
Rehervidor de la desbutanizadora.	EA-31018A/B	Nota 1	Nota 1	Q=14.3 MKcal/h	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de condensado del rehervidor de desbutanizadora.	FA-31015	Nota 1	Nota 1	T= 191 °C.	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Acumulador de reflujo.	FA-31016	Nota 1	3050 mm ID x 9145 mm T/T.	$P=11.7 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T= 37 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de fondo de la desbutanizadora.	GA-310268A/B	Nota 1	$F=581 \text{ m}^3/\text{h}$ $\Delta P=10.1 \text{ kg/cm}^2$	$T= 191 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de reflujo de la desbutanizadora.	GA-310288A/B	Nota 1	$F=212 \text{ m}^3/\text{h}$ $\Delta P=13.6 \text{ kg/cm}^2$	$T= 37 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Columna separadora de C3/C4.	DF-31011	Nota 1	1900 mm ID x 27305 mm T/T.	$P=16.4 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T= 47 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Rehervidor de la columna separadora de C3/C4.	EA-31020	Nota 1	Nota 1	$T= 99 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de reflujo de la columna separadora de C3/C4.	FA-31019	Nota 1	1905 mm ID x 5715 mm T/T.	$P=16.0 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y $T= 37 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de reflujo de la columna separadora de C3/C4.	GA-31031A/B	Nota 1	$F=65.5 \text{ m}^3/\text{h}$ $\Delta P=9.76 \text{ kg/cm}^2$	$T= 37 \text{ }^{\circ}\text{C}.$	Nota 1	Nota 1	20 años
Aerocondensador de la debutanizadora.	EA-31107A/B	Nota 1	-	$Q=2.7 \text{ MKcal/h}$	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



17. U-73000 (PH21 y PH22). Planta Productora de Hidrógeno (PH).

Tabla I. 34 PH

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Reactores							
Hidrogenador	DC-73001	Nota 1	2.6/2.91 3.6 (T-T)	39 Kg/cm ² g / 420/0 °C (diseño)	CS, 3.2 PWHT: Si	Nota 1	20 años
Desulfurizador de la alimentación	DC-73002A/B	Nota 1	2.5 2.75/0.59 4 (T-T)	39 Kg/cm ² g / 420/0 °C (diseño)	CS, 3.2 PWHT: Si	Nota 1	20 años
Pre-Reformadora	DC-73003	Nota 1	2.6/2.2 5.8 (T-T)	36 Kg/cm ² g Refractario: 552 °C; Contenedor: 427/0°C; Salida: 484 °C (diseño)	1.25Cr-0.5Mo, 3.2 PWHT: Si	Nota 1	20 años
Reactor de Cambio de Temperatura Media (MTS)	DC-73004	Nota 1	3.5/4.4 (T-T)	29.4 kg/cm ² g / 345/0 °C (diseño)	1.25Cr-0.5Mo, 3.2 PWHT: Si	Nota 1	20 años
Separadores							
Separador de Vapor	FA-73001	Nota 1	TBD	54.5/FV kg/cm ² g / 275/0 °C (diseño)	CS, 3.2	PWHT: PER ASME SECT. I CODE	20 años
Separador de Desfogue MTS	FA-73002	Nota 1	2/73.1 (T-T)	29.4 kg/cm ² g / 350/0 °C (diseño)	SS304L/0	Nota 1	20 años
Separador de Desfogue de Alimentación PSA	FA-73003	Nota 1	1.65/4 (T-T)	27 kg/cm ² g / 250/0 °C (diseño)	SS304L/0	Nota 1	20 años
Separador de Purga	FA-73004	Nota 1	0.8954/3.3 (T-T)	7.7/FV kg/cm ² g / 220/0 °C (diseño)	CS, 3.2	Nota 1	20 años
Separador de Reflujo (Surge) PSA	FA-73005	Nota 1	TBD	3.5 kg/cm ² g / 65/0 °C (diseño)	CS, 3.2	Nota 1	20 años
Separador de Desfogue de RFG	FA-73006	Nota 1	1.1/2 (T-T)	9 Kg/cm ² g / 70/0 °C (diseño)	CS, 3.2	Nota 1	20 años
Separador de Succión del Compresor de Recirculación de H ₂	FA-73010	Nota 1	TBD	27 Kg/cm ² g / 150/0 °C (diseño)	CS, 3.2	Nota 1	20 años
Separador de Descarga del Compresor de Recirculación de H ₂	FA-73011	Nota 1	TBD	39 Kg/cm ² g / 150/0 °C (diseño)	CS, 3.2	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Separador de Succión del Compresor de N ₂	FA-73012	Nota 1	TBD	12 Kg/cm ² g / 150/0 °C (diseño)	CS, 3.2	Nota 1	20 años
Separador de Descarga del Compresor de N ₂	FA-73013	Nota 1	TBD	12 Kg/cm ² g / 150/0 °C (diseño)	CS, PWHT	Nota 1	20 años
Columnas							
Columna de Extracción de Condensado del Proceso	DS-73001	Nota 1	0.950/1.56 (T-T)	54.5/FV kg/cm ² g / 275/0 °C (diseño)	SS304L	Nota 1	20 años
Intercambiadores de calor							
Pre-Calentador de la Alimentación	EA-73001	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 29.4 kg/cm ² g / 345/0 °C (diseño) TUBOS: 39 kg/cm ² g / 310/0 °C (diseño)	1.25Cr-0.5Mo, 3.2	Nota 1	20 años
Pre-Calentador No. 2 BFW	EA-73002	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 56.3/FV kg/cm ² g / 275/0 °C (diseño) TUBOS: 29.4 kg/cm ² g / 380/0 °C (diseño)	CORAZA: C. S., 3.2 TUBOS: 1.25Cr-0.5Mo, 3.2	Nota 1	20 años
Pre-Calentador No. 1 BFW	EA-73003	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 56.3/FV kg/cm ² g / 275/0 °C (diseño) TUBOS: 29.4 kg/cm ² g / 345/0 °C (diseño)	CORAZA: C. S., 3.2 TUBOS: 439SS, 3.2	Nota 1	20 años
Enfriador de la Alimentación PSA	EA-73004A/B	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 29.4 kg/cm ² g / 250/0 °C (diseño) TUBOS: 22.6 kg/cm ² g / 80/0 °C (diseño)	CORAZA: SS304L/0, TUBOS: ALLOY 2205/0	Nota 1	20 años
Enfriador del compresor de recirculación de H ₂	EA-73005	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 39 kg/cm ² g / 150/0 °C (diseño) TUBOS: 30 kg/cm ² g / 80/0 °C (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Economizador de condensado recuperado del proceso	EA-73006	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 54.5/FV kg/cm ² g / 275/0 °C (diseño)	PLATOS: SS316L	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				TUBOS: 54.5/FV kg/cm ² g / 275/0 °C (diseño)			
Calentador de Reducción de MTS	EA-73007	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 51/FV kg/cm ² g / 425/0 °C (diseño) TUBOS: 39.3 kg/cm ² g / 255/0 °C (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Enfriador de Purga	EA-73008	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 7.7/FV kg/cm ² g / 220/0 °C (diseño) TUBOS: 10 kg/cm ² g / 80/0 °C (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Enfriador del compresor de N ₂	EA-73009	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 12 kg/cm ² g / 150/0 °C (diseño) TUBOS: 10 kg/cm ² g / 80/0 °C (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Hervidor de Gas de Proceso	CB-73001	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	CORAZA: 56.4/FV kg/cm ² g / 275/0 °C (diseño) TUBOS: 29.4 kg/cm ² g Refractario: 938 °C; Canal de Entrada (Metal): 345°C; Canal de Salida: 426 °C (diseño)	CORAZA: C. S., 3.2 TUBOS: 1.25Cr- 0.5Mo/0	Nota 1	20 años
Aeroenfriadores							
Aeroenfriador de Alimentación PSA	EC-73001A/B/C/D	Nota 1	En Ingeniería de Detalle	29.4 kg/cm ² g / T entrada: 131.6 °C TUBES: 29.4 kg/cm ² / 320/0 °C (diseño)	SS304LSS/0	Nota 1	20 años
Bombas							
Bomba de Condensado Recuperado de Proceso	GA-73001A/B	Nota 1	Nota 1	P Succión: 33.2 kg/cm ² g / 242 °C (diseño)	CUBIERTA: 12%Cr INTERNOS: SS316L	Nota 1	20 años
Bomba de Condensado de Proceso	GA-73002A/B	Nota 1	Nota 1	P Succión: 24.1 kg/cm ² g / 225 °C (diseño)	CUBIERTA: SS316L INTERNOS: SS316L	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Ventilador de Tiro Inducido	BV-73001	Nota 1	Nota 1	Entrada: - 503 mm H ₂ O / 142.7 °C (diseño) P Descarga: 36 mm H ₂ O (diseño)	C. S.	Nota 1	20 años
Ventilador de Tiro Forzado	BV-73002	Nota 1	Nota 1	Entrada: - 83 mm H ₂ O / 20 °C (diseño) P Descarga: 413 mm H ₂ O (diseño)	C. S.	Nota 1	20 años
Compresor de Recirculación de H ₂	BC-73001	Nota 1	Nota 1	Entrada: 23.4 kg/cm ² g / 38 °C (diseño) P Descarga: 36.5 kg/cm ² g (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Compresor de Nitrógeno	BC-73002	Nota 1	Nota 1	Entrada: 7.03 kg/cm ² g / 33 °C (diseño) P Descarga: 10.55 kg/cm ² g (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Misceláneos							
Unidad PSA	SPE-73001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Unidad de Dosificación Química	SPE-73002	Nota 1	Nota 1		SS316L	Nota 1	20 años
Silenciador de Vapor	SPE-73003	Nota 1	Nota 1	53/FV Kg/cm ² g / 425 °C (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Reformadora de vapor de Metano	REH-73001	Nota 1	Nota 1	Ent: 32.3 Tubos: 30.6 Sa: 29.4 Kg/cm ² g (diseño) Ent: 666 Tubos: 938 Sal: 938 °C (diseño)	Ent: A312 TP347H Tubos: HP Microalloy Sal: Cast 800HT	Nota 1	20 años
Generador de Vapor No. 1 (en la sección del reformador conv.)	CB-73002	Nota 1	Nota 1	55.54 Kg/cm ² g / 402 °C (diseño)	SA-335 P11	Nota 1	20 años
Re-Calentador de la regeneradora de alimentación (en la sección del reformador conv.)	EA-73010	Nota 1	Nota 1	34.3 Kg/cm ² g / 738 °C (diseño)	A-312 TP304H	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Pre-Calentador de la mezcla de alimentación (en la sección del reformador conv.)	EA-73011	Nota 1	Nota 1	35.7 Kg/cm ² g / 636 °C (diseño)	A-312 TP304H	Nota 1	20 años
Super-Calentador del Vapor (en la sección del reformador conv.)	EA-73012	Nota 1	Nota 1	54.4 Kg/cm ² g / 488 °C (diseño)	SA-335 P11	Nota 1	20 años
Super-Calentador de la alimentación	EA-73013	Nota 1	Nota 1	39 Kg/cm ² g / 466 °C (diseño)	SA-335 P11	Nota 1	20 años
Generador de Vapor No. 2 (en la sección del reformador conv.)	CB-73003	Nota 1	Nota 1	55.54 Kg/cm ² g / 323 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Pre-Calentador de Aire de Combustión (en la sección del reformador conv.)	EA-73014	Nota 1	Nota 1	5" in H ₂ O / 360 °C (diseño)	C. S., 3.2	Nota 1	20 años
Quemadores (en la sección del reformador radiante)	QE-73001 hasta 73084	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de Entrada al Compresor de Recirculación de H ₂	FG-73001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	C. S., 3.2	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



Infraestructura de Servicios.

18. U-01000. Planta de Cogeneración.

Tabla I. 35. Planta de Cogeneración

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Generador y Turbina de Gas	MG-01001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Atemperador de Vapor HP Generador de vapor de recuperación de calor	DSC-01001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Generador de vapor de recuperación de calor	SPE-01001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Separador de Vapor de HP	FA-01001	Nota 1	Nota 1	Nota 1		Nota 1	20 años
Separador de Purga Continua	FA-01002	Nota 1	950 mm Ø x 2700 mm T-T	7.7 Kg/cm ² g / FV; 175/175 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Separador de Purga Intermitente	FA-01003	Nota 1	1700 mm Ø x 4300 mm T-T	3.5 Kg/cm ² g / FV; 150/150 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Generador y Turbina de Gas	MG-01002	Nota 1	Nota 1	Nota 1		Nota 1	20 años
Atemperador de Vapor HP Generador de vapor de recuperación de calor	DSC-01002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Generador de vapor de recuperación de calor	SPE-01002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Separador de Vapor de HP	FA-01004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Purga Continua	FA-01005	Nota 1	950 mm Ø x 2700 mm T-T	7.7 Kg/cm ² g / FV; 175/175 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Separador de Purga Intermitente	FA-01006	Nota 1	1700 mm Ø x 4300 mm T-T	3.5 Kg/cm ² g / FV; 150/150 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Generador y Turbina de Gas	MG-01003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Atemperador de Vapor HP	DSC-01003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Generador de vapor de recuperación de calor							
Generador de vapor de recuperación de calor	SPE-01003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Separador de Vapor de HP	FA-01007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Purga Continua	FA-01008	Nota 1	950 mm Ø x 2700 mm T-T	7.7 Kg/cm ² g / FV; 175/175 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Separador de Purga Intermitente	FA-01009	Nota 1	1700 mm Ø x 4300 mm T-T	3.5 Kg/cm ² g / FV; 150/150 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Generador y Turbina de Gas	MG-01004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Atemperador de Vapor HP Generador de vapor de recuperación de calor	DSC-01004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Generador de vapor de recuperación de calor	SPE-01004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Separador de Vapor de HP	FA-01010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Separador de Purga Continua	FA-01011	Nota 1	950 mm Ø x 2700 mm T-T	7.7 Kg/cm ² g / FV; 175/175 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Separador de Purga Intermitente	FA-01012	Nota 1	1700 mm Ø x 4300 mm T-T	3.5 Kg/cm ² g / FV; 150/150 °C (diseño)	CS Aislamiento: PP	Nota 1	20 años
Separador de Expansión de agua de enfriamiento cerrado	FA-01013	Nota 1	950 mm Ø x 1900 mm T-T	3.5 Kg/cm ² g / 100 °C (diseño)	CS Aislamiento: N	Nota 1	20 años
Intercambiador de Calor de agua de enfriamiento cerrado	EA-01001A-F	Nota 1	Nota 1	Lado Caliente: 19.4 kg/cm ² g/FV; 80 °C Lado Frío: 14.9 kg/cm ² g/FV; 80 °C	Lado Caliente: CS Aislamiento: N TEMA: AEU	Nota 1	20 años
Separador de Desfogue de Gas Combustible	FA-01014	Nota 1	1100 mm Ø x 3100 mm T-T	9 Kg/cm ² g / FV; 70/200 °C (diseño)	CS Aislamiento: N	Nota 1	20 años
Generador y	MV-01001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Turbina de Vapor							
Atemperador de Escape Generador de turbina de vapor	DSC-01005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Atemperador de Bypass Generador de turbina de vapor	DSC-01006	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Aislamiento: EC	Nota 1	20 años
Bomba de agua de enfriamiento cerrado	GA-01001A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 9.1 kg/cm ²	Cubierta: CS Impulsor: 12Cr API: S-6 Aislamiento: N	Nota 1	20 años
Separador de Desfogue de Gas Natural	FA-01015	Nota 1	1550 mm Ø x 3300 mm T-T	42 Kg/cm ² g (promedio 2)/ FV; 70/200 °C (diseño)	CS Aislamiento: N	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



19. U-02000. Planta Suministro de Agua.

Tabla I. 36 Planta Suministro de Agua.

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de Hipoclorito de Sodio	TV-02001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de Almacenamiento de Agua	TV-02002	Nota 1	85344 mm diam X 14630 mm	0.14 kg/cm ²	Revestimiento interno de fibra de vidrio y resina epóxica	Nota 1	20 años
Tanque de Almacenamiento de Agua	TV-02003	Nota 1	85344 mm diam x 14630 mm	0.14 kg/cm ²	Revestimiento interno de fibra de vidrio y resina epóxica	Nota 1	20 años
Bomba dosificadora de Hipoclorito de Sodio	BD-02001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Agua a Pta. de Pretratamiento	GA-02001 A/B/C/D/E	Nota 1	Nota 1	5.9 kg/cm ²	Proveedor	Nota 1	20 años
Mezclador estático	EZ-02001	Nota 1	600 mm diam x 5000 mm	10.5 kg/cm ²	SS-410	Nota 1	20 años
Paquete de Inyección de Hipoclorito de Sodio	SPE-02001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



20. U-03000. Planta Pretratamiento de Agua.

Tabla I. 37 Planta Pretratamiento de Agua

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de lodos	TV-03001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de lodos de óxido de magnesio	TV-03009	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de ácido sulfúrico	TV-03003	Nota 1	Pd: atmosférico	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de agua blanda	TV-03005	Nota 1	54864 mm diam x 14630 mm	0.14 kg/cm ²	Acero al carbón y recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de agua blanda	TV-03006	Nota 1	54864 mm diam x 14630 mm	0.14 kg/cm ²	Acero al carbón y recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de agua filtrada	TV-03007	Nota 1	4500 mm diam x 3600 mm	0.14 kg/cm ²	Acero al carbón y recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de agua filtrada	TV-03008	Nota 1	4500 mm diam x 3600 mm	0.14 kg/cm ²	Acero al carbón y recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de floculantes	TV-03010	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de coagulantes	TV-03011	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de lodos	GA-03001A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de lodos de óxido de magnesio	GA-03015A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de reciclo de lodos	GA-03003A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de purga de lodos	GA-03004A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua filtrada	GA-03005A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua filtrada a alimentación	GA-03012A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua de lavado	GA-03006A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de agua de dren de retrolavado	GA-03007A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua de retrolavado	GA-03013A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de pozo limpio	GA-03008A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba dosificadora de ácido sulfúrico	BD-03001A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación a desmineralizadora	GA-03009A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba a torre de enfriamiento	GA-03010A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua contra incendio /riego	GA-03014A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua filtrada	GA-03011A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba dosificadora de floculante	BD-03002A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba dosificadora de coagulante	BD-03003A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Unidad ablandadora de lodos	SPE-03004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete dosificador de ácido sulfúrico	SPE-03007	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de arena/antracita	FAR-03001A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Silo de Almacenamiento de cal	SPE-03001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Silo de Almacenamiento de óxido de magnesio	SPE-03008	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Suavizador de cal	SPE-03003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Espesante de lodo	CLF-03001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro prensa	SPE-03005	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de purga	FS-03001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Dren limpio	FS-03002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Dren de retrolavado subterráneo	FS-03003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro por gravedad	SPE-03006A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



21. U-04000. Planta Desmineralizadora.

Tabla I. 38 Planta Desmineralizadora

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de agua de alimentación	TV-04001	Nota 1	30480 x 12192 mm	atmosférico	Acero al carbón/recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de agua de limpieza	TV-04002	Nota 1		atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de filtrado	TV-04003	Nota 1	9144 x 7315 mm	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de agua de limpieza de osmosis inversa	TV-04004	Nota 1	Nota 1	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de filtrado	TV-04005	Nota 1	9144 x 7315 mm	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de neutralización	TV-04006	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de neutralización	TV-04007	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque caustico	TV-04008	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque caustico	TV-04009	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de ácido sulfúrico	TV-04010	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de ácido sulfúrico	TV-04011	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de agua desmineralizada	TV-04012	Nota 1	30480 x 12192 mm	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de agua desmineralizada	TV-04013	Nota 1	30480 x 12192 mm	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de tensoactivos	TV-04014	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de bisulfito de sodio	TV-04015	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de surfactante	TV-04016	Nota 1	Por proveedor	atmosférico	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación ultrafiltración	GA-04001A/B/C	Nota 1	Nota 1	4.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de limpieza ultrafiltración	GA-04002A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de alimentación ósmosis inversa	GA-04003A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de limpieza ósmosis inversa	GA-04004A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de alimentación intercambio iónico	GA-04005A/B/C	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de neutralización	GA-04006A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua desmineralizada	GA-04007A/B/C	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de inyección caustica	GA-04008A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de inyección caustica para neutralización	GA-04009A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de inyección caustica para regeneración de intercambio iónico	GA-04010A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de inyección de ácido sulfúrico de regeneración de intercambio iónico	GA-04011A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de inyección de ácido sulfúrico para neutralización	GA-04012A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de inyección de ácido sulfúrico	GA-04013A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de Tensoactivos	BD-04001A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de dosificación de bisulfito de sodio	BD-04002A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba de dosificación de surfactante	BD-04003A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



22. U-00500. Suministro de gas combustible y gas natural.

Tabla I. 39 Suministro de gas combustible y gas natural

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones		Condiciones de operación				Material de Construcción	Código de Construcción	Tiempo de vida útil años
		kg/hr	ID/W m	Altura m	Presión succión	Temp °C	Presión descarga	Temp °C			
Separador de gas combustible	FA-10001	Nota 1	5000	11000	5.0	35	Nota 1	Nota 1	KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Acumulador de Condensados	FA-10002	Nota 1	950	2900	0.0 kg/cm ² g	Nota 1	Nota 1	Nota 1	KCS + 3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Bomba de Condensados de baja presión	GA-10001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	0.0 kg/cm ² g	100	7.0 kg/cm ² g	100	Nota 1	Nota 1	20 años
Vaporizador de LPG	EA-10001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Coraza-15.5 kg/cm ² g Tubos-3.5 kg/cm ² g	Coraza-38 Tubos- 146	Nota 1	Nota 1	Cabezal-KCS + 3.2 CA Tubos- KCS + 3.2 CA	Nota 1	20 años
Paquete de medición de gas natural de alta presión	SPE-10001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	30 kg/cm ² g	37	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



23. U-95000. Mezclado en línea.

Tabla I. 40 Mezclado en línea

Descripción	Identificación	Capacidad (normal/diseño)	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (normal/diseño) Kg/cm²	Temperatura (normal/diseño) °C			
Tren 1 (U-88100)								
Paquete de meclado de gasolina	SPE-95001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de isómeros	GA-95001 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de reformate	GA-95002 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de alquilato	GA-95003 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de gasolina FCC	GA-95004 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de butano/C5	GA-95005 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de transferencia de MTBE	GA-95006 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Mezclador estatico-1	EZ-95001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Mezclador estatico-2	EZ-95002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



24. U-90000. Casas de Bombas.

Tabla I. 41 Casas de Bombas

Descripción	Identificación	Capacidad de flujo (normal/diseño) BPD	Dimensiones	Condiciones de Operación		Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
				Presión (Succ/desc.) Kg/cm2	Temperatura (Succ/desc.) °C			
Bombas de LPG/propano a RMH	GA-90304 A/B	Nota 1	Nota 1	12.30/15.90	38/38	S-6	Nota 1	20
Bombas de propileno a llenaderas	GA-90314 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	11.60/20.3	28/28	S-6	Nota 1	20
Bombas de turbosina amarga	GA-90122 A/B	Nota 1	Nota 1	0.8/6.9	38/38	S-6	Nota 1	20
Bombas de gasolina terminada	GA-90203 A/B/C	Nota 1	Nota 1	0.95/1.0	38/38	S-6	Nota 1	20

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



25. Tanques de Almacenamiento..

Tabla I. 42 Tanques de Almacenamiento

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanques de crudo	TV-90201/90202/90203/90204/90205	Nota 1	85344 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de transferencia de crudo	GA-90101A/B/C	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.1 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Esfera de Isobutano	TE-90201/90202	Nota 1	19660 mm Ø	10.4 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	KCS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Isobutano	GA-90103A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 24.9 kg/cm ²	S-5	Nota 1	20 años
Tanque de diésel amargo craqueado	TV-90253/90254	Nota 1	54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 85 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de diésel amargo craqueado	GA-90109A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 13.65 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanque de diésel amargo virgen	TV-90251/90252	Nota 1	54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 85 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de diésel amargo virgen	GA-90108A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 23.5 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanque residuos de vacío NRT	TV-90230/90231	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 260 °C (diseño)	CS (promedio) (CS, TV-90231)	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de residuos de vacío NRT	GA-90104A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 12.54 kg/cm ²	S-6 (promedio)	Nota 1	20 años
Bomba de Transferencia de residuos de vacío RMH	GA-90105	Nota 1	Nota 1	Pd: 12.54 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de turbosina amarga	TV-90212/90213	Nota 1	22352 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanque de gasóleo amargo virgen	TV-90218/90219	Nota 1	54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 110 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de gasóleo amargo virgen	GA-90110A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 23.3 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de gasóleo amargo virgen	GA-90111A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 20.99 kg/cm ²	Falta el TAG de información en DTI	Nota 1	20 años
Tanque de gasóleo amargo craqueado	TV-90216/90217	Nota 1	85344 mm Ø x 14630 mm Long	TV-90216: 0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 100 °C (diseño) TV-90217: 0.14 Kg/cm ² g / 100 °C	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de gasóleo amargo craqueado	GA-90112A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 14.06 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanque de gasóleo desulfurado	TV-90220/90221	Nota 1	TV-90220: 85344 mm Ø x 14630 mm Long TV-90221: 54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 105 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de gasóleo desulfurado	GA-90113A/B/C	Nota 1	Nota 1	Pd: 15.33 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanque de Nafta amarga de coquer	TV-90206/90207	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Nafta de coquer	GA-90107A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 10.42 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de Nafta amarga virgen	TV-90208/90209	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Nafta amarga virgen	GA-90106A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 12.9 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Esfera de Nafta ligera (Pentano-Hexano)	TE-90226/90227/90230/90231	Nota 1	19660 mm Ø	3.5 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	KCS	Nota 1	20 años
Esfera de Nafta ligera (Pentano-Hexano)	TE-90228/90229	Nota 1	19660 mm Ø	3.5 Kg/cm ² g / 60 °C (diseño)	KCS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Nafta ligera	GA-90114A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 17.40 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanque de Nafta pesada	TV-90214/90215	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanque de Nafta pesada	TV-90257	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Nafta pesada	GA-90115A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 9.68 kg/cm ²	S-5	Nota 1	20 años
Esfera de mezcla de propano propileno	TE-90218/90219/90220/90221	Nota 1	19660 mm Ø	27.7 Kg/cm ² g / 70/-45 °C (diseño)	LTCS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de mezcla de propano propileno	GA-90118A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 16.6 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Esfera de butano-butileno de coquer	TE-90222/90223/90224/90225	Nota 1	19660 mm Ø	8.6 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	KCS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de butano-butileno de coquer	GA-90120A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 6.6 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Esfera de butano-butileno de FCC	TE-90203/90204/90205	Nota 1	19660 mm Ø	9.0 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	KCS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de alquilado	TV-90228/90229	Nota 1	30480 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Esferas de isómeros	TE-90206/90207/90208/90209	Nota 1	19660 mm Ø	3.5 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanques de reformado	TV-90210/90211	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Esferas de butano	TE-90216/90217	Nota 1	19660 mm Ø	TE-90216: 7.4 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño) TE-90217: 7.8 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	KCS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de butano	GA-90121A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 5.5 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanques de gasolina de FCC	TV-90222/90223	Nota 1	54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanques de diésel de ultra bajo azufre	TV-90245/90246	Nota 1	54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 95 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanques de diésel de ultra bajo azufre	TV-90247/90248	Nota 1	54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14 Kg/cm ² g / 95 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Esferas de propileno	TE-90213/90214/90215	Nota 1	19660 mm Ø	30.5 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	LTCS	Nota 1	20 años
Esferas de LPG	TE-90210/90211/90212	Nota 1	19660 mm Ø	25.4 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	LTCS	Nota 1	20 años
Tanques de gasolina MAGNA ZMVM	TV-90237/90238	Nota 1	54864 mm Ø x 14630 mm Long	0.14 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanques de gasolina PREMIUM ZMVM	TV-90239/90240	Nota 1	40843 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanques de gasolina MAGNA Resto País	TV-90241/90242	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanques de gasolina PREMIUM Resto País	TV-90243/90244	Nota 1	45720 mm Ø x 14630 mm Long	0.14 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanques de aceite de Flushing	TV-90232/90233	Nota 1	12954 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de aceite de Flushing	GA-90125A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 15 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanques de aceite cíclico ligero	TV-90226/90227	Nota 1	22352 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 75 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de aceite cíclico ligero	GA-90117A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 10.3 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanques de Slurry de FCC	TV-90249/90250	Nota 1	12954 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 110 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Slurry de FCC	GA-90116A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.9 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanques de MTBE	TV-90224/90225	Nota 1	30480 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Tanques de Slops húmedo	TV-90235/90236	Nota 1	22352 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 110 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Slops húmedo	GA-90123A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.3 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años
Tanque de Slops seco	TV-90234	Nota 1	22352 mm Ø x 12192 mm Long	0.14/-0.0025 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	CS	Nota 1	20 años
Bombas de Transferencia de Slops seco	GA-90124A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.3 kg/cm ²	S-6	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



26. 26. Trampas de Diablos.

Tabla I. 43 Trampas de Diablos

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Patín de Medición Propano/LPG a Refinería Miguel Hidalgo	SPE-93201	Nota 1	Nota 1	31 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	Nota 1	Nota 1	20 años
Patín de Medición de Turbosina y Nafta Amarga, Equipo Paquete	SPE-93202	Nota 1	Nota 1	19 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	Nota 1	Nota 1	20 años
Patín de Medición Gasolinas Terminadas a Refinería Miguel Hidalgo	SPE-93401	Nota 1	Nota 1	19 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	Nota 1	Nota 1	20 años
Patín de Medición Diésel UBA a Refinería Miguel Hidalgo	SPE-93402	Nota 1	Nota 1	19 Kg/cm ² g / 70 °C (diseño)	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



27. U-80000. Desfogues.

Tabla I. 44 Desfogues

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Compresor gas recuperado del Flare	BL-80701 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Contactador de amina recuperada	DA-80701	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Enfriador compresor gas recuperado del Flare	EA-80701 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Enfriador de amina	EA-80702	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de quemador gas alta presión	FA-80101	Nota 1	Diam. 6,400 TT. Long. 18,900	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de quemador gas alta presión	FA-80102	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de quemador gas baja presión	FA-80201	Nota 1	Diam. 8,400 TT. Long. 25,700	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de quemador gas baja presión	FA-80202	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque separador de quemador gas ácido	FA-80301	Nota 1	Diam. 4,400 TT. Long. 13,200	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque separador de quemador gas ácido	FA-80302	Nota 1	Diam. 4,400 TT. Long. 13,200	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de quemador de Gas ácido	FA-80303	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de quemador de Gas ácido	FA-80304	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de Flare Alky	FA-80401	Nota 1	Diam. 7,400 TT. Long. 21,900	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello de Flare Alky	FA-80402	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Separador horizontal de Flare de la Coker	FA-80501	Nota 1	Diam. 6,800 TT. Long. 19,700	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de sello Flare de la Coker	FA-80502	Especificado por proveedor	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de sello Flare de hidrocarburo	FA-80601	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque separador gas recuperado del Flare	FA-80701 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque separador horizontal gas recuperado del Flare	FA-80702	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque separador de Gas recuperado	FA-80703	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque recolector de derrames de sellos	FA-80801	Nota 1	Diam. 3,500 TT. Long. 10,000	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de tanque de sello gas alta presión	GA-80101A/B	Nota 1	Nota 1	DP: 7.1 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de tanque de sello gas baja presión	GA-80201A/B	Nota 1	Nota 1	DP: 7 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de tanque separador Gas ácido	GA-80301A/B	Nota 1	Nota 1	DP: 7 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de tanque separador Gas ácido	GA-80302A/B	Nota 1	Nota 1	DP: 7 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de tanque separador Flare Alky	GA-80401A/B	Nota 1	Nota 1	DP: 7.33 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de tanque separador Flare de la Coker	GA-80501A/B	Nota 1	Nota 1	DP: 7.13kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de Tanque separador horizontal gas recuperado del Flare	GA-80701 A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de contactor de amina recuperada	GA-80702A/B	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de tanque recolector de derrames	GA-80801A/B	Nota 1	Nota 1	DP: 7.1 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Quemador gas alta presión	QE-80101	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Quemador gas baja presión	QE-80201	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Quemador de Gas ácido	QE-80301	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Quemador de Gas ácido	QE-80302	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Quemador elevado de Flare Alky	QE-80401	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Quemador elevado de la Coker	QE-80501	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Quemador elevado de hidrocarburo	QE-80601	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Ac. al carbón	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



28. Contraincendio.

Tabla I. 45 Contraincendio

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque atmosférico agua contra incendio	TV-90307	Nota 1	Diam. 54.86 m TT. Long. 14.63 m	T: 70°C P: 597mm Hg	Ac. al carbón	ASTM 283	20 años
Tanque atmosférico agua contra incendio	TV-90308	Nota 1	Diam. 54.86 m TT. Long. 14.63 m	T: 70°C P: 597mm Hg	Ac. al carbón	ASTM 283	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40703-A	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40703-B	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40703-C	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40703-D	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40703-E	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40703-F	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba reserva contra incendio	GA-40703-G	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba reserva contra incendio	GA-40703-H	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba reserva contra incendio	GA-40703-I	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba adicional contra incendio	GA-40703-J	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba adicional contra incendio	GA-40703-K	Nota 1	228.95 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba "jockey"	GA-40704-A	Nota 1	22.89 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba "jockey"	GA-40704-B	Nota 1	22.89 Hp	11.08 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada	EQ-02	Nota 1	Nota 1	T: 40°C P: 200 Psi	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada	-	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
(equipos de bombeo con accionador eléctrico.)							
Paquete de espuma de presión balanceada (equipo de bombeo a combustión interna.)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada (tanque de almacenamiento concentrado de espuma.)	Nota 1	Nota 1	Diam: 3.6 m, h: 3.6 m	Nota 1	Polietileno reticulado alta densidad	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada (tanque de almacenamiento concentrado de espuma.)	Nota 1	Nota 1	Diam: 3.6 m, h: 3.6 m	Nota 1	Polietileno reticulado alta densidad	Nota 1	20 años
Proporcionador flujo:	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Proporcionador flujo:	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque atmosférico agua contra incendio	TV-90317	Nota 1	Diam. 54.86 m TT. Long. 14.63 m	T: 70°C P: 597mm Hg	Ac. al carbón	ASTM 283	20 años
Tanque atmosférico agua contra incendio	TV-90318	Nota 1	Diam. 54.86 m TT. Long. 14.63 m	T: 70°C P: 597mm Hg	Ac. al carbón	ASTM 283	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40701-A	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40701-B	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Bomba principal contra incendio	GA-40701-C	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bprincipal contra incendio	GA-40701-D	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40701-E	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba principal contra incendio	GA-40701-F	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba reserva contra incendio	GA-40701-G	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba reserva contra incendio	GA-40701-H	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba reserva contra incendio	GA-40701-I	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba adicional contra incendio	GA-40701-J	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba adicional contra incendio	GA-40701-K	Nota 1	20.92 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba "jockey"	GA-40702-A	Nota 1	20.92 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba "jockey"	GA-40702-B	Nota 1	209.27 Hp	10.13 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada	EQ-01	Nota 1	Nota 1	T: 40°C P: 120 Psil	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada (equipos de bombeo con accionador eléctrico.)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada (equipo de bombeo con accionador eléctrico.)	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
presión balanceada (equipo de bombeo a combustión interna.)							
Paquete de espuma de presión balanceada (tanque de almacenamiento concentrado de espuma.)	Nota 1	Nota 1	Diam: 3.6 m, h: 3.6 m	Nota 1	Polietileno reticulado alta densidad	Nota 1	20 años
Paquete de espuma de presión balanceada (tanque de almacenamiento concentrado de espuma.)	Nota 1	Nota 1	Diam: 3.6 m, h: 3.6 m	Nota 1	Polietileno reticulado alta densidad	Nota 1	20 años
Proporcionador flujo:	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Proporcionador flujo:	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



29. U-00600. Planta de Aire de Instrumentos y Plantas..

Tabla I. 46 Planta de Aire de Instrumentos y Plantas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque Acumulador de Aire Húmedo	FA-06001 A/B/C/D/E	Nota 1	Diam. 1,200 TT. Long. 2,800	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque Acumulador de Aire Húmedo	FA-06001 A/B/C/D/E	Nota 1	Diam. 1,200 TT. Long. 2,800	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06002	Nota 1	Diam. 4,000 TT. Long. 8,000	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06003	Nota 1	Diam. 3,300 TT. Long. 6,600	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06004	Nota 1	Diam. 4,000 TT. Long. 8,000	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06005	Nota 1	Diam. 4,300 TT. Long. 8,600	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06006	Nota 1	Diam. 4,600 TT. Long. 9,200	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06007	Nota 1	Diam. 3,300 TT. Long. 6,600	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06008	Nota 1	Diam. 4,200 TT. Long. 8,400	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y Almacenamiento de Aire seco	FA-06009	Nota 1	Diam. 4,400 TT. Long. 9,000	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Balance de Aire y	FA-06010 A/B	Nota 1	Diam. 4,300 TT. Long. 8,600	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Almacenamiento de Aire seco							
Compresor de Aire de Instrumentos y de Plantas	GB-06001 A/B/C/D/E	Nota 1	Nota 1	T: 40°C P: 9.8 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Primaria Centrales	SA-06001 A/B/C	Nota 1	Diam. 111" Alt. 165" Prof. 145"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 1	SA-06002	Nota 1	Diam. 78" Alt. 139" Prof. 81"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 2	SA-06002	Nota 1	Diam. 78" Alt. 139" Prof. 81"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 3	SA-06002	Nota 1	Diam. 94" Alt. 148" Prof. 107"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 4	SA-06002	Nota 1	Diam. 94" Alt. 148" Prof. 107"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 5	SA-06002	Nota 1	Diam. 78" Alt. 139" Prof. 81"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 6	SA-06002	Nota 1	Diam. 94" Alt. 148" Prof. 107"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 7	SA-06002	Nota 1	Diam. 94" Alt. 148" Prof. 107"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Secadora de Aire Grupo 8	SA-06002	Nota 1	Diam. 94" Alt. 148" Prof. 107"	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Primario	FG-06001A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Primario	FG-06002A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Primario	FG-06021A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Filtro de Polvos Primario	FG-06002 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro de Polvos Primario	FG-06004 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro de Polvos Primario	FG-06022 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 1	FG-06005 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Polvos Secundario Grupo 1	FG-06006 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 2	FG-06007 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Polvos Secundario Grupo 2	FG-06008 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 3	FG-06009 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Polvos Secundario Grupo 3	FG-06010 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 4	FG-06011 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Polvos Secundario Grupo 4	FG-06012 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 5	FG-06013 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Polvos Secundario Grupo 5	FG-06014 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 6	FG-06015 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Filtro Polvos Secundario Grupo 6	FG-06016 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 7	FG-06017 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Polvos Secundario Grupo 7	FG-06018 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Coalescente Secundario Grupo 8	FG-06019 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años
Filtro Polvos Secundario Grupo 8	FG-060120 A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10.5 kg/cm ²	AC / Internos de SS/Cartuchos por proveedor	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



30. U-00200.Torres de Enfriamiento.

Tabla I. 47 Torres de Enfriamiento

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de día de Ácido Sulfúrico para torre CT-00201	FB-00201	Nota 1	Diam. 1,500 TT. Long. 2,000	T: 120°C P: 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de día de Ácido Sulfúrico para torre CT-00202	FB-00202	Nota 1	Diam. 1,500 TT. Long. 3,000	T: 120°C P: 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de día de Ácido Sulfúrico para torre CT-00203	FB-00203	Nota 1	Diam. 1,500 TT. Long. 3,000	T: 120°C P: 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de día de Ácido Sulfúrico para torre CT-00204	FB-00204	Nota 1	Diam. 800 TT. Long. 1,600	T: 120°C P: 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de agua de enfriamiento para torre CT-00201	GA-00201 E	Nota 1	Nota 1	T: 25°C P: 8.07 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua de enfriamiento para torre CT-00202	GA-00202 H	Nota 1	Nota 1	T: 25°C P: 8.09 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua de enfriamiento para torre CT-00203	GA-00203 F	Nota 1	Nota 1	T: 25°C P: 8.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de agua de enfriamiento para torre CT-00204	GA-00204 B	Nota 1	Nota 1	T: 25°C P: 9.04 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Torre de enfriamiento de Alquilación	CT-00201 A-E	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	FRP (pendiente confirmar durante IPC)	Nota 1	20 años
Torre de enfriamiento de plantas de proceso	CT-00202 A-O	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	FRP (pendiente confirmar durante IPC)	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Torre de enfriamiento de plantas de proceso	CT-00203 A-J	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Torre de enfriamiento de plantas de proceso	CT-00204 A-B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	Concreto Hidraulico	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Ácido Sulfhídrico para CT-00201	TQ-00201	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Biocida para CT-00201	TQ-00202	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Dispersante para CT-00201	TQ-00203	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de inhibidor de corrosión para CT-00201	TQ-00204	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Ácido Sulfhídrico para CT-00202	TQ-00205	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Biocida para CT-00202	TQ-00206	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Dispersante para CT-00202	TQ-00207	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de inhibidor de corrosión para CT-00202	TQ-00208	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Paquete de dosificación de Ácido Sulfhídrico para CT-00203	TQ-00209	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Biocida para CT-00203	TQ-00210	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Dispersante para CT-00203	TQ-00211	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de inhibidor de corrosión para CT-00203	TQ-00212	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Ácido Sulfhídrico para CT-00204	TQ-00213	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Biocida para CT-00204	TQ-00214	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de Dispersante para CT-00204	TQ-00215	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de dosificación de inhibidor de corrosión para CT-00204	TQ-00216	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Sistema de lubricación por niebla para Torre CT-00201	LN-00201	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Sistema de lubricación por niebla para Torre CT-00202	LN-00202	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Sistema de lubricación por niebla para Torre CT-00203	LN-00203	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro lateral de la Torre CT-00201	FAR-00201A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Filtro lateral de la Torre CT-00202	FAR-00202A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Filtro lateral de la Torre CT-00203	FAR-00203A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Filtro lateral de la Torre CT-00204	FAR-00204A/B	Nota 1	Nota 1	T: 80°C P: 10 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Sistema de Inyección de Cloro para CT-00201	SPE-00207	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Sistema de Inyección de Cloro para CT-00202	SPE-00208	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Sistema de Inyección de Cloro para CT-00203	SPE-00209	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Sistema de Inyección de Cloro para CT-00204	SPE-00206	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Cárcamo de bombeo de la torre CT-00201	FS-00201	Nota 1	32,000 mm Ancho x 4,580 mm Alto 8,000 mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Cárcamo de bombeo de la torre CT-00202	FS-00202	Nota 1	53,500 mm Ancho x 5,200 mm Alto 8,000 mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Cárcamo de bombeo de la torre CT-00203	FS-00203	Nota 1	39,400 mm Ancho x 5,120 mm Alto 8,000 mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Cárcamo de bombeo de la torre CT-00204	FS-00211	Nota 1	7,000 mm Ancho x 3,930 mm Alto 5,000 mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto hidráulico	Nota 1	20 años
Basín de torre de enfriamiento CT-00201	FS-00205	Nota 1	15,000 mm Ancho x 4,580 mm Alto 65,500mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Basín de torre de enfriamiento CT-00202	FS-00206	Nota 1	15,000 mm Ancho x 5,200 mm Alto 199,500mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones (mm)	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Basín de torre de enfriamiento CT-00203	FS-00207	Nota 1	15,000 mm Ancho x 5,200 mm Alto 133,000mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Basín de torre de enfriamiento CT-00204	FS-00212	Nota 1	11,970 mm Ancho x 3,930 mm Alto 24,000mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto hidráulico	Nota 1	20 años
Fosa de aceite recuperado de Torre CT-00201	FS-00208	Nota 1	2,000 mm Ancho x 1,970 mm Alto 2,000mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Fosa de aceite recuperado de Torre CT-00201	FS-00209	Nota 1	2,000 mm Ancho x 1,970 mm Alto 2,000mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Fosa de aceite recuperado de Torre CT-00201	FS-00210	Nota 1	2,000 mm Ancho x 1,890mm Alto 2,000mm Largo	T: 80°C P: ATM	Concreto Armado	Nota 1	20 años
Lecho desecante de FB-00201	SPE-00201	Nota 1	Nota 1	T: 120 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Lecho desecante de FB-00202	SPE-00205	Nota 1	Nota 1	T: 120 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Lecho desecante de FB-00203	SPE-00209	Nota 1	Nota 1	T: 120 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años
Lecho desecante de FB-00204	SPE-00213	Nota 1	Nota 1	T: 120 3.5 kg/cm ²	Ac. al carbón	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



31. U-07000. Planta Recuperación y Tratamiento de Condensado.

Tabla I. 48 Planta Recuperación y Tratamiento de Condensado

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Deaerador	ED-07001 A/B	Nota 1	5000 diam x 15000 mm	3.5 kg/cm ² /FV	Proveedor	Nota 1	20 años
Tambor de condensado de exceso de vapor	FA-07001	Nota 1	2000 diam x 6000 mm	3.5 kg/cm ² /FV	Acero al carbón +3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor separador de gas combustible	FA-07002	Nota 1	3300 diam x 8400 mm	9 kg/cm ² /FV	De mallas Acero al carbón +3.2 mm CA (internos SS316L)	Nota 1	20 años
Tambor de purga continua	FA-07003	Nota 1	800 diam x 2700 mm	7.7 kg/cm ² /FV	Acero al carbón +3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Tambor de purga intermitente	FA-07004	Nota 1	1800 diam x 4300 mm	3.5 kg/cm ² /FV	Acero al carbón +3.2 mm CA CA	Nota 1	20 años
Tambor de vapor de alta presión	FA-07005	Nota 1	Proveedor	Proveedor	Proveedor	Nota 1	20 años
Tanque de Condensado aceitoso	TV-07001A	Nota 1	22352 diam x 12192 mm	Pd: 0.14 kg/cm ²	CS con recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de Condensado aceitoso	TV-07001B	Nota 1	22352 diam x 12192 mm	Pd: 0.14 kg/cm ²	CS con recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de Condensado limpio	TV-07002	Nota 1	30480 diam x 12192 mm	Pd: 0.14 kg/cm ²	CS con recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Tanque de Condensado mejorado (Pulido)	TV-07003	Nota 1	30480 diam x 12192 mm	Pd: 0.14 kg/cm ²	CS con recubrimiento epóxico	Nota 1	20 años
Enfriador de condensado aceitoso	EA-07001A/B	Nota 1	Nota 1	10 kg/cm ² (tubo/Coraza)	Nota 1	Nota 1	20 años
Precalentador de agua Desmineralizada	EA-07002A/B	Nota 1	Nota 1	10 kg/cm ² (tubo/Coraza)	Nota 1	Nota 1	20 años
Precalentador de condensado mejorado (Pulido)	EA-07003A/B	Nota 1	Nota 1	12/9.3 kg/cm ² (tubo/Coraza)	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Enfriador de condensado limpio	EA-07004 A/B	Nota 1	Nota 1	10 kg/cm ² (tubo/Coraza)	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de condensado aceitoso	GA-07001 A/B/C	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.2 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de condensado aceitoso	GA-07002 A/B/C	Nota 1	Nota 1	Pd: 5.8 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de condensado mejorado (Pulido)	GA-07003 A/B/C	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de retrolavado	GA-07004 A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.7 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas agua de alimentación a calderas de media presión	GA-07005 A/B/C/D	Nota 1	Nota 1	Pd: 27.2 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas agua de alimentación a calderas de alta presión	GA-07006 A/B/C/D/E/F	Nota 1	Nota 1	Pd: 59.6 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bombas de condensado de exceso de vapor	GA-07007 A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 4.3 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Condensador de exceso de vapor	EC-07001 A/B/C	Nota 1	Nota 1	Pd: 7.7 kg/cm ²	Acero al carbón +3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Enfriador de condensado de exceso de vapor	EC-07002	Nota 1	Nota 1	Pd: 8.1 kg/cm ²	Acero al carbón +3.2 mm CA	Nota 1	20 años
Unidad de condensado pulido	UPA-07001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de arranque de caldera	SPE-07001	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de inyección de químicos de alta presión	SPE-07002	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Paquete de dosificación de aminas	PE-07003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Paquete de barrido (oxígeno)	SPE-07004	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Filtro de carbón activado	FLC-07001 A/B/C/D/E	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Pulidor de cama mixta	IM-07001 A/B/C/D/E	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Atemperador de Alta-media presión	DSC-07001A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 51 kg/cm ²	Acero al carbón +1.6 mm CA	Nota 1	20 años
Atemperador de media-baja presión	DSC-07002 A/B	Nota 1	Nota 1	Pd: 15.7 kg/cm ²	Acero al carbón +1.6 mm CA	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



32. U-09000. Almacenamiento y Recibo de Ácido Sulfúrico y Sosa Cáustica.

Tabla I. 49 Almacenamiento y Recibo de Ácido Sulfúrico y Sosa Cáustica

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Tanque de Almto. de Ácido Sulfúrico	TV-85101	Nota 1	9144 x 7315 mm	Pd: atmosférico	Acero al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Almto. de Ácido Sulfúrico	TV-85102	Nota 1	9144 x 7315 mm	Pd: atmosférico	Acero al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Almto. de Sosa	TV-85201	Nota 1	9144 x 7315 mm	Pd: atmosférico	Acero al carbón	Nota 1	20 años
Tanque de Almto. de Sosa	TV-85202	Nota 1	9144 x 7315 mm	Pd: atmosférico	Acero al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de Ácido Sulfúrico al 98% a Tanque de Almacenamiento	GA-85101A	Nota 1	Nota 1	2.8 kg/cm ²	C: Acero al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de Ácido Sulfúrico al 98% a Distribución	GA-85102A	Nota 1	Nota 1	8.684 kg/cm ²	C: Acero al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de Sosa Caustica al 50% de Descargadera	GA-85201A	Nota 1	Nota 1	3.595 kg/cm ²	C: Acero al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de Sosa Caustica al 20% a Distribución	GA-85202A	Nota 1	Nota 1	12.346 kg/cm ²	C: Acero al carbón	Nota 1	20 años
Bomba de Recirculación de Sosa Caustica	GA-85203A	Nota 1	Nota 1	4.432 kg/cm ²	C: Acero al carbón	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.



33. U-86000. Planta de Tratamiento de Efluentes.

Tabla I. 50 Planta de Tratamiento de Efluentes

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Agitador para floculación	MEA-86001	Nota 1	Diam. 356 mm TT. Long. 1500 mm	T: 20°C P: ATM	316	Nota 1	20 años
Agitador para floculación	MEA-86002	Nota 1	Diam. 356 mm TT. Long. 1500 mm	T: 20°C P: ATM	Acero 316	Nota 1	20 años
Agitador para floculación	MEA-86003	Nota 1	Diam. 356 mm TT. Long. 1500 mm	T: 20°C P: ATM	Acero 316	Nota 1	20 años
Agitador tanque de lodos	MEA-86004	Nota 1	Diam. 2500 mm TT. Long. 4500 mm	T: 20°C P: ATM	Acero 316	Nota 1	20 años
Agitador tanque de lodos	MEA-86005	Nota 1	Diam. 2500 mm TT. Long. 4500 mm	T: 20°C P: ATM	Acero 316	Nota 1	20 años
Agitador tanque de lodos	MEA-86006	Nota 1	Diam. 2500 mm TT. Long. 4500 mm	T: 20°C P: ATM	Acero 316	Nota 1	20 años
Agitador de anoxia	MEA-86007	Nota 1	Diam. 30,000 mm TT. Long. 5,000 mm	T: 20°C P: ATM	Acero 316	Nota 1	20 años
Agitador de lodos a deshidratar	MEA-86008	Nota 1	Diam. 3,450 mm TT. Long. 5,000 mm	T: 20°C P: ATM	Acero 316	Nota 1	20 años
Agua de tanque de igualación (3)	GA-86001	Nota 1	37.3 kW	T: 20°C P: 3.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Recirculación daf (3)	GA-86002	Nota 1	44.7 kW	T: 20°C P: 6 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Efluente daf (3)	GA-86003	Nota 1	44.7 Kw	T: 20°C P: 2.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Recirculación a anoxia (4)	GA-86004	Nota 1	18.6kW	T: 20°C P: 0.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba filtros de arena (3)	GA-86005	Nota 1	74.6 kW	T: 20°C P: 4.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Agua para retrolavado (3)	GA-86006	Nota 1	37.3 kW	T: 20°C P: 4.0 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Atratada para sistema contra incendio (3)	GA-86007	Nota 1	130.5 kW	T: 20°C P: 3.8 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Agua tratada para riego (3)	GA-86008	Nota 1	5.6 kW	T: 20°C P: 3.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
Agua recuperada (2)	GA-86009	Nota 1	0.4 kW	T: 22°C P: 2.0 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Ade retrolavados (2)	GA-86010	Nota 1	7.5kW	T: 20°C P: 2.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Sólidos de fosa de separación fs-86001 (2)	GA-86011	Nota 1	3.7 kW	T: 20°C P: 2.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Sólidos fosa api (2)	GA-86012	Nota 1	5.6 kW	T: 20°C P: 2.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Lodos del daf (2)	GA-86013	Nota 1	1.1 kW	T: 20°C P: 2.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Bomba de lavado de telas (3)	GA-86014	Nota 1	11.2 kW	T: 20°C P: 6.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Agua de tanque oxidación sulf (4)	GA-86015	Nota 1	22.4 kW	T: 20°C P: 3.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Aceite recuperado fosa fs-86001 (2)	GA-86021	Nota 1	3.7 kW	T: 20°C P: 3.0 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Aceite recuperado fosa api (2)	GA-86022	Nota 1	7.5 kW	T: 20°C P: 3.0 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Flotantes eliminados daf (2)	GA-86023	Nota 1	2.2 kW	T: 20°C P: 3 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Recirculación de lodos (3)	BR-86001	Nota 1	37.3 kW	T: 20°C P: 1.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Extracción de lodos (2)	BR-86002	Nota 1	3.7 kW	T: 20°C P: 3.7 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Alimentación espesadores (3)	BR-86003	Nota 1	2.2 kW	T: 20°C P: 1.5 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Lodos espesados (4)	BR-86004	Nota 1	0.4 kW	T: 20°C P: 1 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Lodos a filtros banda (3)	BR-86005	Nota 1	0.7 kW	T: 20°C P: 3 kg/cm ²	Nota 1	Nota 1	20 años
Sopladores para oxidación de sulfuros (2)	BV-86001	Nota 1	111.9 kW	T: 20°C P: Atm	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor daf (2)	GB-86001	Nota 1	5.6 kW	T: 20°C P: Atm	Nota 1	Nota 1	20 años
Compresor sistema de aireación (3)	GB-86002	Nota 1	1,118.6 kW	T: 20°C P: Atm	Nota 1	Nota 1	20 años
Sistema de aireación	SPE-86001	Nota 1	7.5 kW	T: 20°C P: Atm	Nota 1	Nota 1	20 años



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
separador fs-86001 (2)							
Separador de aceites aireado (2)	FS-86001	Nota 1	Diam: 1,650 mm, h: 7,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Separador de aceites, fosa api (1)	FS-86002	Nota 1	Diam: 10,500 mm, h: 37,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Cárcamo de recolección de agua desaceitada (1)	FS-86003	Nota 1	Diam: 3,000 mm, h: 6,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Cárcamo de lodos biológicos (1)	FS-86004	Nota 1	Diam: 2,500 mm, h: 3,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Fosa de observación (1)	FS-86005	Nota 1	Diam: 23,500 mm, h: 24,500 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Fosa de agua de retrolavados (1)	FS-86006	Nota 1	Diam: 3,500 mm, h: 7,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Fosa de sólidos removidos del daf (1)	FS-86007	Nota 1	Diam: 1,500 mm, h: 2,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Fosa de flotantes daf (1)	FS-86008	Nota 1	Diam: 1,500 mm, h: 2,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Cárcamo agua recuperada (1)	FS-86009	Nota 1	Diam: 1,200 mm, h: 2,000 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Cárcamo de recolección de sólidos (1)	FS-86010	Nota 1	Diam: 2,000 mm, h: 3,600 mm	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Estructura derivadora de flujos (1)	FS-86021	Nota 1		T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Basin de retención (primeras lluvias) (1)	FS-86022	Nota 1		T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Basin de detención (1)	FS-86021	Nota 1		T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Flotador con aire disuelto (2)	DAF-86001	Nota 1	9,000 mm	T: 20°C P: Atm	Acero al Carbón	Nota 1	20 años
Filtros de arena (4)	FAR-86001	Nota 1	3,000 mm	T: 20°C P: Atm	Acero al Carbón	Nota 1	20 años
Filtros banda (2)	DFB-86001	Nota 1	1,000 mm	T: 20°C P: Atm	Acero Inoxidable	Nota 1	20 años
Banda transportadora de	BNT-86001	Nota 1	28,500 mm	T: 20°C P: Atm	POLIÉSTER	Nota 1	20 años



Descripción	Identificación	Capacidad	Dimensiones	Condiciones de Operación	Materiales de Construcción	Código o Estándares de Construcción	Tiempo de Vida Útil
lodos deshidratados (1)							
Sistema de rastras mecánicas del separador de aceites aireado (2)	SPE-86002	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Acero al Carbón /Acero Inoxidable	Nota 1	20 años
Deposito de grasas (1)	SPE-86003	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	Nota 1	20 años
Tanque de agua presurizada (2)	FA-86001	Nota 1	Diam: 1,600 mm, h: 2,000 mm	T: 20°C P: 9 kg/cm ²	Acero al Carbón	Nota 1	20 años
Tanque de igualación (1)	FB-86001	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Tanque de oxidación de sulfuros (1)	FB-86002	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Tanque de neutralización (1)	FB-86003	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Canal de floculación (1)	FB-86004	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Tanque de tratamiento biológico (2)	FB-86005	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Clarificador secundario (2)	FB-86006	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Tanque de agua clara (1)	FB-86007	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Tanque de almacenamiento de lodos (1)	FB-86008	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Espesador de lodos (2)	FB-86009	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años
Tanque de lodos a deshidratar (1)	FB-86010	Nota 1	Nota 1	T: 20°C P: Atm	Concreto	Nota 1	20 años

Nota 1. La información pendiente de equipos y dispositivos de seguridad se entregará en la siguiente fase de ingeniería. Los equipos sujetos a presión serán de acuerdo a API-520.

34. Edificaciones.

No aplica listado de equipos.



I.2.4. Pruebas de verificación.

Las pruebas de verificación a equipos de proceso, auxiliares y tanques de almacenamiento serán normativas y obligatorias en las instalaciones de la Refinería Dos Bocas, con objeto de garantizar que los equipos se fabriquen y cumplan con las condiciones de seguridad una vez instalados por medio de diversas pruebas, tales como pruebas hidrostáticas, radiografiado, medición de espesores, protecciones mecánicas, sand blast, protección o mantenimiento anticorrosivo, inspección por líquidos penetrantes; entre otros.

Las características principales de las pruebas de verificación mencionadas, son las siguientes.

- Pruebas hidrostáticas.

La prueba hidrostática se realiza a los equipos contruidos para operar a una presión superior a la atmosférica o que son sometidos a vacío, líneas de conducción o tanques de almacenamiento sujetos a presión. La presión puede ejercerse sobre la superficie interior, la exterior y/o a los componentes del equipo.

Las pruebas hidrostáticas deberán cumplir con una revisión periódica por personal calificado sin exceder 5 años entre pruebas, éstas pruebas podrán ser efectuadas con apego a los requisitos de las normas nacionales o internacionales (NOM-020-STPS-2011, o la que le aplique dependiendo de la instalación).

Las pruebas hidrostáticas se clasifican como Ensayos No destructivos dentro de la sección de ensayos de hermeticidad o fuga y dependiendo del código de diseño, normalmente obedecen a los métodos de prueba señalados en el código ASME, Sección 5 Artículo 10 "Leak Testing" y consisten en llenar un equipo o componente con un líquido normalmente agua y elevar su presión interna durante un tiempo especificado sin que esto provoque algún tipo de fuga.

El peligro de una prueba hidrostática se ve reflejado en los daños que puede generar la liberación instantánea del fluido de prueba por efecto de la presión.

Condiciones requeridas para realizar pruebas hidrostáticas

Requisitos documentales:

- ✓ Procedimientos de prueba autorizados.
- ✓ Procedimientos de seguridad.
- ✓ Programa de prueba autorizado.
- ✓ Protocolo de prueba.
- ✓ Memoria de cálculo de prueba autorizada.



- ✓ Documentos del diseño del equipo donde se indique la presión de prueba.
- ✓ Certificados de calibración de los equipos de medición.
- ✓ Reporte de mantenimiento de la bomba para levantar presión.
- ✓ Certificación del personal de prueba.
- ✓ Permiso de trabajo.

Requisitos físicos

- ✓ Equipo fuera de operación y aislado.
 - ✓ Equipo limpio sin residuos sólidos.
 - ✓ Establecer área de seguridad.
 - ✓ Manómetros y mano grafos calibrados e instalados de acuerdo con el procedimiento de prueba.
 - ✓ Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
 - ✓ Acceso total al equipo durante la prueba.
- Radiografiado.
La Radiografía Industrial se clasifica como un Ensayo No destructivo dentro de la sección de ensayos volumétricos y dependiendo del código de diseño, normalmente obedecen a los métodos de prueba señalados en el código ASME, Sección 5, Artículo 2, "Radiographic Examination".

El método utiliza la radiación ionizante de alta energía que al pasar a través de un material sólido, parte de su energía es atenuada debido a diferencias de espesores, densidad o la presencia de discontinuidades., durante la exposición radiográfica la energía de los rayos X o Gamma es absorbida o atenuada al atravesar el material de estudio, esta atenuación es proporcional a la densidad, espesor y configuración del material inspeccionado, dejando un registro sobre la configuración interna del material.

Las variaciones de atenuación o absorción son detectadas y registradas en una película radiográfica o pantalla fluorescente obteniéndose una imagen de la estructura interna de una pieza o componente, siendo el principio básico de la inspección radiográfica en la propiedad que poseen los materiales de atenuar o absorber parte de la energía de radiación cuando son expuestos a ésta, por lo que la atenuación de la radiación ionizante es directamente proporcional al espesor y densidad del material e Inversamente proporcional a la energía del haz de radiación.

El resultado de un área oscura (alta densidad) en una radiografía, puede deberse a un menor espesor o a la presencia de un material de menor densidad como escoria en una soldadura o una cavidad por gas atrapado en una pieza de fundición,



mientras que un área más clara (menor densidad) puede deberse a secciones de mayor espesor o un material de mayor densidad como una inclusión de tungsteno en una soldadura de arco eléctrico con electrodo de tungsteno y gas de protección.

Para la detección, interpretación y evaluación de discontinuidades internas como grietas, porosidades, inclusiones metálicas o no metálicas, faltas de fusión etc., en uniones con soldadura, piezas de fundición y piezas forjadas se utiliza la radiografía de pruebas no destructivas.

Éstas pruebas son empleadas en soldaduras que están expuestas a tensión, vibración y que son sometidas a presión como son equipos de proceso y servicios auxiliares.

La aplicación del proceso radiográfico implica observar todas las medidas de seguridad obligatorias que eviten dosis de radiación innecesarias al operario; ya que si bien es indudable el valor que como método de Inspección representa, también es innegable el riesgo al que está expuesto todo ser humano debido a la utilización de radiaciones ionizantes, motivo por el cual ningún tipo de protección ni medida de seguridad serán excesivos.

Mantenerse a una distancia prudente de la fuente es el mejor camino para evitar la exposición. La segunda medida es usar una protección (plomo, acero, concreto) entre el individuo y la fuente. El tiempo es también un factor importante.

Cuanto menos tiempo se encuentre expuesto a la radiación, menor será la dosis de ésta que reciba

Condiciones requeridas para realizar pruebas Radiografía Industrial.

Requisitos documentales:

- ✓ Procedimientos de prueba autorizados.
- ✓ Procedimientos de seguridad.
- ✓ Programa de prueba autorizado.
- ✓ Protocolo de prueba.
- ✓ Memoria de cálculo de prueba autorizada.
- ✓ Certificados de calibración de los equipos de medición.
- ✓ Certificación del personal de prueba.
- ✓ Permiso de trabajo.

Requisitos físicos:

- ✓ Equipo fuera de operación y aislado.
- ✓ Equipo limpio sin residuos.
- ✓ Establecer área de seguridad.



- ✓ Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
 - ✓ Acceso total al equipo durante la prueba.
-
- Medición de espesores.

La medición de espesores por ultrasonido Industrial se clasifica como un Ensayo No destructivo dentro de la sección de ensayos volumétricos y dependiendo del código de diseño, normalmente obedecen a los métodos de prueba señalados en el código ASME, Sección 5, Artículo 5, ASTM Specification SE-797 “STANDARD PRACTICE FOR MEASURING THICKNESS BY MANUAL ULTRASONIC PULSE-ECHO CONTACT METHOD”.

La medición de espesores por Ultrasonido Industrial (UT) se define como un procedimiento de inspección no destructiva de tipo mecánico, que se basa en la impedancia acústica, la que se manifiesta como el producto de la velocidad máxima de propagación del sonido entre la densidad de un material.

El funcionamiento de los medidores de espesor por ultrasonido se basan en determinar con gran precisión el tiempo que tarda un pulso de sonido generado por un transductor ultrasónico, en atravesar una pieza y regresar al dispositivo, lo que se denomina tiempo de vuelo. El transductor contiene un elemento piezoeléctrico el cual es excitado por corriente eléctrica, la cual está ajustada a una frecuencia determinada, generando ondas ultrasónicas. Estas son transmitidas al material de prueba, atravesándolo hasta que encuentran la pared posterior u otro limite. Luego, las reflexiones vuelven hacia el transductor, haciendo el proceso de inverso de convertir la energía acústica en energía eléctrica de nuevo.

La medición de espesores, ya sea en la envolvente, cúpula, fondo de un tanque o en tuberías, se realizan tomando varias lecturas en diferentes puntos de la placa a inspeccionar para detectar variaciones en los espesores del área inspeccionada y su corrección, evitando deficiencias que puedan poner en riesgo el servicio del equipo.

La medición de espesores en la industria petrolera se aplica principalmente en los siguientes aspectos:
- ✓ Medición de espesores a placas de acero.
 - ✓ Medición de espesores a tubería de proceso.
 - ✓ Detección de fallas en soldadura con líquidos penetrantes.
 - ✓ Pruebas hidrostáticas.



Como resultado de la medición de espesores de manera continua y programada, se puede obtener la siguiente información del equipo o ducto analizado:

- ✓ Espesor actual en el equipo inspeccionado.
- ✓ Espesor mínimo encontrado.
- ✓ Espesor de retiro del equipo o ducto.
- ✓ Vida útil estimada del equipo o ducto.
- ✓ Velocidad de desgaste en un periodo anual.

Condiciones requeridas para realizar pruebas de medición de espesores

Requisitos documentales:

- ✓ Procedimientos de prueba (incluyendo plan de muestreo).
- ✓ Procedimientos de seguridad.
- ✓ Certificados de calibración de los equipos de medición.
- ✓ Certificación del personal de prueba.
- ✓ Permiso de trabajo.

Requisitos físicos

- ✓ Acceso total al equipo durante la prueba.

- Protección mecánica.

La protección mecánica de los equipos deberán estar alineados con las recomendaciones de cada fabricante para su correcto funcionamiento, considerando adicionalmente las prácticas recomendadas por la industria del petróleo.

Condiciones requeridas para realizar protección mecánica:

Requisitos documentales:

- ✓ Procedimientos de trabajo autorizados.
- ✓ Procedimientos de seguridad.
- ✓ Programa de trabajo autorizado.
- ✓ Protocolo de prueba.
- ✓ Certificados de materiales.
- ✓ Especificación del sistema autorizada.
- ✓ Certificados de calibración de los equipos de medición.
- ✓ Reporte de mantenimiento de los compresores.
- ✓ Calificación del personal .
- ✓ Permiso de trabajo.



Requisitos físicos

- ✓ Equipo fuera de operación .
- ✓ Establecer área de seguridad.
- ✓ Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
- ✓ Acceso total al equipo durante los trabajos.

- Sand blast.

Es un sistema de limpieza que se realiza con material abrasivo lanzado a presión sobre superficies normalmente metálicas, este método de limpieza ayuda a eliminar impurezas sobre la superficie como óxidos, grasa, pintura etc., logrando una mejor adherencia de los recubrimientos anticorrosivos a utilizar y obteniendo una superficie con perfil de anclaje (rugosidad) permitiendo dar adherencia al recubrimiento primario a utilizar.

La limpieza por medio del “Sanblasteo”, garantiza en extremo la calidad de la misma para una vez realizada se pueda recubrir o realizar algún otro proceso en la o las piezas que se requiera.

Se realizan trabajos de sandblast a las estructuras metálicas de acero de sección abierta, tubular, láminas, placas de tanques y equipos para posteriormente aplicar protección anticorrosiva especializada.

Estos trabajos se realizan cuando el equipo es nuevo o se encuentra fuera de operación, por los controles que deben crearse para evitar algún impacto significativo debido a las condiciones que podría generar en las áreas de trabajo en contacto directo con los trabajadores de cada área.

- Protección o mantenimiento anticorrosivo.

Los sistemas de protección anticorrosiva y mecánica son una serie de elementos principalmente barreras físicas las cuales impiden que el medio ambiente corrosivo de la atmosfera (externa o interna) reaccione con las superficies principalmente metálicas de los elementos o equipos.

Las fases de la aplicación de un sistema de protección anticorrosiva abarca desde la selección de los recubrimientos hasta las pruebas finales de aceptación las principales etapas de la aplicación del sistema son:



- ✓ Selección de sistema.
- ✓ Calidad de los componentes.
- ✓ Personal.
- ✓ Limpieza de la superficie y perfil de anclaje.
- ✓ Condiciones de ambientales de limpieza y aplicación.
- ✓ Aplicación.
- ✓ Pruebas finales.

El proceso de protección es largo y se considera como una fase constructiva, en la cual se debe tener control de las variables de aplicación para evitar la exposición innecesaria a la atmosfera de elementos contaminantes como solventes, polvos, etc.

Es indispensable conocer las restricciones gubernamentales al respecto así como seguir las recomendaciones de los fabricantes de recubrimientos y los documentos involucrados.

Se establecerán programas de mantenimiento anticorrosivo para toda la parte estructural de equipos, tanques de almacenamiento y equipos auxiliares. Este mantenimiento se aplicará sobre la superficie para protegerlo de la acción de corrosión, dicho material se considera una dispersión relativamente estable de un pigmento finamente dividido, en una solución de resina y aditivos.

Su composición o formulación debe ser tal forma que, al ser aplicada una capa delgada sobre un substrato metálico, sea capaz de formar una película seca uniforme que actúe como una barrera flexible, adherente y con máxima eficiencia de protección contra la corrosión.

La durabilidad de la película depende de su resistencia al medio corrosivo y de la facultad de permanecer adherida al substrato metálico; la eficiencia de protección contra la corrosión también depende de la habilidad de la película de recubrimiento para impedir el acceso de los agentes corrosivos al substrato metálico.

Condiciones requeridas para realizar protección anticorrosiva:

Requisitos documentales:

- ✓ Procedimientos de trabajo autorizados.
- ✓ Procedimientos de seguridad.
- ✓ Programa de trabajo autorizado.
- ✓ Protocolo de prueba.
- ✓ Certificados de materiales.
- ✓ Especificación del sistema autorizada.
- ✓ Certificados de calibración de los equipos de medición.



- ✓ Reporte de mantenimiento de los compresores.
- ✓ Calificación del personal .
- ✓ Permiso de trabajo.

Requisitos físicos

- ✓ Equipo fuera de operación .
 - ✓ Establecer área de seguridad.
 - ✓ Lista de verificación antes durante y después de la prueba.
 - ✓ Acceso total al equipo durante los trabajos.
- Inspección por líquidos penetrantes.
Es un tipo de ensayo no destructivo que se basa en el principio de capilaridad y se aplica en la detección de discontinuidades abiertas a la superficie, tales como fisuras, poros etc. en la superficie de los materiales examinados como aleaciones no ferrosas y materiales ferrosos.

El procedimiento consiste en aplicar un líquido coloreado o fluorescente a la superficie en estudio, el cual penetra en cualquier discontinuidad que pudiera existir debido al fenómeno de capilaridad. Después de un determinado tiempo se elimina el exceso de líquido y se aplica un revelador, el cual absorbe el líquido que ha penetrado en las discontinuidades y sobre la capa del revelador se delinea el contorno de estas.

Las principales etapas de la aplicación son las siguientes:

- a) Preparación de la superficie.
- b) Aplicación del penetrante.
- c) Remoción del exceso de penetrante.
- d) Aplicación del revelador.
- e) Inspección.
- f) Limpieza final.

I.3 Condiciones de operación.

La descripción de las condiciones de operación de cada uno de las plantas de proceso e infraestructura de servicios propuestos del esquema de refinación de la Refinería Dos Bocas se realiza con base en plantas prototipo, pudiendo ser de diferentes capacidades, misma que se citan a continuación.



1. U-11000. Planta de Destilación Combinada (UDC).

Sección 1 Precalentamiento de crudo.

La función de la sección de precalentamiento del crudo es calentar el crudo entrante del parque de tanques fuera del límite de batería hasta la temperatura deseada para desalar. Las bombas fuera de límite de batería entregan crudo maya a la unidad desde donde las bombas de carga de crudo (GA-11001 A / B / C) lo cargan a la sección de precalentamiento de crudo, los desalinizadores y la sección de precalentamiento de crudo desalado. Cada una de estas bombas es capaz de bombear el 50% de la tasa de carga, por lo que normalmente funcionan dos bombas (un motor, una turbina accionada), mientras que la tercera bomba (impulsada por una turbina) es una reserva. Un controlador de flujo en la descarga combinada de ambas bombas operativas regula el crudo bruto cargado en la Unidad.

Los controladores de flujo en la descarga de las bombas de carga se dividen en los siguientes tres corrientes:

- Corriente A – 78,805 BPSD.
- Corriente B – 52,537 BPSD.
- Corriente C – 131,342 BPSD.

Los flujos B y C están controlados por el flujo, mientras que el flujo A se compone del resto. La corriente A se precalienta con la corriente de recirculación de gasóleo ligero de vacío (EA-11001 A / B / C / D), seguido de la recirculación de turbosina (EA-11003) y, finalmente, con recirculación de gasóleo pesado de vacío (EA-11005 A / B / C / D).

De manera similar, la corriente B se precalienta con nafta pesada (EA-11002), con gasóleo (EA-11004) y con turbosina (EA-11006).

Las corrientes A y B luego se combinan y se calientan adicionalmente con Diésel de recirculación (EA-11007 A / B).

La corriente C se precalienta con los domos de la torre atmosférica (EA-11008 A / B / C / D) y con Diésel (EA-11009 A / B) antes de que se vuelva a combinar con las corrientes A y B.

La corriente combinada se precalienta luego con gasóleo pesado de vacío (EA-11010 A / B / C) y con recirculación de gasóleo pesado de vacío y Producto (EA-11011 A / B).

La disposición de división de flujo de crudo bruto se seleccionó ya que proporciona



la mayor eficiencia de energía basada en el análisis de pinch realizado.

Sección 2 Desalado y flasheado de crudo.

Se agrega agua al crudo para extraer sales inorgánicas y otras impurezas. La función de los desalinizadores es proporcionar un tiempo de residencia adecuado para que el agua y el aceite se separen. La separación inadecuada puede provocar una corrosión severa, ya que las sales se hidrolizan para formar cloruro de hidrógeno cuando el crudo se calienta aún más.

Se requieren dos etapas de desalinización para reducir el contenido de sal a niveles aceptables ($<0,25$ kg / 1000 barriles). Los desalinizadores están configurados en dos trenes paralelos y cada tren consta de desalinizadores de 1ª etapa (FA-11001 / FA-11002) y de 2ª etapa (FA-11003 / FA-11004). Las válvulas de equilibrio ubicadas en la salida de los desaladores de la 2ª etapa, dividen el crudo bruto de manera uniforme en dos corrientes paralelas. Normalmente, una de las válvulas se mantiene abierta mientras que la otra se regula para mantener un flujo igual.

El flujo de agua desalinizadora es a contracorriente al crudo bruto. La corriente combinada de petróleo crudo y agua fluye a través de una válvula mezcladora que proporciona una caída de presión para un contacto adecuado del agua y el aceite para una máxima eficiencia de desalinización.

En los desalinizadores de la 1ª etapa (FA-11001 y FA-11002), el crudo se desala por coalescencia eléctrica y sedimentación por gravedad. Después de fluir a través de los electrodos, el crudo se descarga desde la parte superior de los desalinizadores y continúa a la segunda etapa para una posterior desalinización. Las sales solubles en agua, las impurezas en el aceite y los contaminantes suspendidos en el agua se descargan continuamente en el agua del efluente que sale de los desalinizadores.

El crudo de los desalinizadores de la 1ª etapa (FA-11001 y FA-11002) se pone en contacto con el agua desalinizadora y fluye a través de la válvula mezcladora de la segunda etapa hacia los desalinizadores de la 2ª etapa (FA-11003 y FA-11004) donde el agua se retira una vez más. El crudo desalado sale de la parte superior y el agua se extrae de la parte inferior.

Las bombas de agua de reciclo de desalinizador (GA-11002 A / B y GA-11003 A / B) bombean el agua de efluente de la 2ª etapa de nuevo a los desaladores de la 1ª etapa y a la carga de crudo.

El crudo desalado de cada tren se precalienta con turbosina de recirculación (EA-1014 A / B) y con recirculación de gasóleo pesado de vacío y producto (EA-11015 A / B) y se vuelve a combinar.



Los desalinizadores están empacados en líquido y se usa un controlador de presión para mantener la presión sobre el sistema para evitar la vaporización en los desalinizadores.

El crudo desalado del intercambiador EA-11015 A / B fluye hacia el tanque flash de crudo (FA-11005) donde el agua atrapada y algunos hidrocarburos ligeros se eliminan. La presión del tambor es controlada por un controlador de contrapresión en la línea aérea. Los vapores flasheados se envían directamente a la zona de flash de la Columna Atmosférica (DF-11001). El crudo desalado se recolecta en la sección inferior del tanque flash desde donde se bombea a la sección de precalentamiento del crudo flasheado emitido por las bombas de carga de crudo descargado (GA-11004 A / B / C). Consulte la sección 3 a continuación para obtener detalles sobre el control de nivel en el tanque de flash de crudo (FA-11005).

Tenga en cuenta que el propósito del tanque flash de crudo (FA-11005) es reducir la presión de vapor del crudo desalado eliminando el agua y los vapores de hidrocarburos antes de su entrada en el calentador de carga de la columna atmosférica. Esto es necesario para evitar el régimen de dos fases en la entrada a las válvulas de control de flujo individuales. Si la presión de vapor no se reduce, la operación (y, por lo tanto, la presión de diseño) del sistema tendría que aumentarse sustancialmente para suprimir la vaporización aguas arriba de las válvulas de control de flujo de paso del calentador.

Sección 3 Calentamiento Crudo Flasheado.

Las bombas de carga de crudo flasheado (GA-11004 A / B / C) bombean el crudo flasheado a través de la sección de precalentamiento y el calentador de carga de la columna atmosférica a la zona de flash de la columna atmosférica (DF-11001).

El crudo flasheado se precalienta primero con un residuo de vacío (EA-11016) y luego se divide en las siguientes tres corrientes:

- Corriente D – 36,852 BPSD
- Corriente E – 184,260 BPSD
- Corriente F – 24,568 BPSD

La corriente F es un flujo controlado. La división del flujo entre las corrientes D y E se controla manualmente mediante dos válvulas de globo.

La corriente D primero se precalienta con diésel de recirculación (EA-11017 A / B). De manera similar, la corriente E primero se precalienta con recirculación de gasóleo pesado de vacío y producto (EA-11018 A-L). Las dos corrientes (D y E) se



combinan y se precalientan con Residuo de Vacío (EA-11020 A / B / C). La corriente F se precalienta con diésel (EA-11019 A / B / C) y luego se combina con la corriente D y E. En cada corriente se proporcionan válvulas de equilibrio para lograr la simetría hidráulica. Normalmente, una de las válvulas está abierta, mientras que las otras dos se ajustan según sea necesario.

El crudo flasheado combinado se precalienta en una serie de intercambiadores de precalentamiento en el orden que se muestra a continuación:

- EA-11021 A-F (por producto de residuo de vacío).
- EA-11022 A-F (por enfriamiento de residuos al vacío y producto).
- EA-11023 A / B (por gasóleo de recirculación).
- EA-11024 A-F (por enfriamiento de residuos al vacío y producto).
- EA-11025 A / B (por enfriamiento con aceite de lavado).

Los intercambiadores están acomodados en una serie de configuraciones paralelas. Para los intercambiadores que tienen seis carcasas, las carcasas A / B / C están en serie y operan en paralelo con las carcasas D / E / F. Para los intercambiadores que tienen dos, la carcasa A funciona en paralelo con la carcasa B.

Tenga en cuenta que se requiere el Intercambiador de enfriamiento rápido de aceite de lavado / crudo (EA-11025 A / B) para apagar el aceite de lavado de la columna de vacío (DF-11005); No sirve para ningún propósito de recuperación de calor.

Los calentadores de carga de columna atmosférica (BA-11001 A / B) también funcionan en paralelo. Se proporcionan válvulas de equilibrio para regular el flujo igual en cada paso del calentador. El crudo precalentado que sale de los calentadores de carga fluye directamente a la zona de flasheado de la columna atmosférica (DF-11001). Se seleccionó la disposición de división de flujo de crudo, ya que proporciona la mayor eficiencia de energía basada en el análisis de pinch realizado.

Sección 4.- Destilación atmosférica.

La función de la sección de destilación atmosférica es fraccionar los productos de nafta, turbosina, diésel y gasóleo atmosférico del petróleo crudo cargado a la unidad. Esto se logra en la Columna Atmosférica (DF-11001) y en los separadores laterales asociados (DF-11002, DF-11003 y DF-11004).



La columna atmosférica (DF-11001) es una columna de destilación con 60 bandejas. La nafta ligera es el producto de arriba. La nafta pesada se extrae de la bandeja 6, la turbosina de la bandeja 17, el diésel de la bandeja 31, el gasóleo atmosférico de la bandeja 45 y el residuo atmosférico de la parte inferior de la columna. Los vapores sin condensar de la parte superior de la columna se envían al compresor de gases de escape.

El efluente a dos fases de los calentadores de carga de columna atmosférica (BA-11001 A / B) fluye a la zona de flash debajo de la Bandeja 54 de la Columna Atmosférica (DF-11001) donde se separan las dos fases. La fase de vapor se mezcla con los vapores del tanque flash de crudo (FA-11005), mientras que la fase líquida fluye hacia la sección inferior (bandejas 55 a 60), donde contrarresta el contacto con el vapor de extracción. Los hidrocarburos más ligeros se eliminan del líquido y se combinan con los vapores de la zona de vaporización. La sección inferior también sirve como volumen de sobretensión para alimentar a la columna de vacío (DF-11005).

Los vapores de la zona de flash ingresan a la sección de lavado, donde cualquier líquido arrastrado es "lavado" por una corriente de reflujo de gasóleo (conocida como overflash) desde las bandejas de arriba. La tasa de sobrevuelo generalmente se establece en 3 %LV de la tasa de carga bruta. El overflash es un parámetro de diseño crítico y, por lo tanto, es una práctica de diseño estándar hacer que fluya a través de una tubería externa con un dispositivo de medición de flujo para verificar la cantidad de overflash.

El residuo atmosférico desde la parte inferior de la columna atmosférica (DF-11001) se bombea (GA-11015 A / B / C) al calentador de carga de vacío (BA-11002 A / B) en el control de cascada de nivel a flujo.

El gasóleo atmosférico (AGO) retirado de la bandeja 45, fluye hacia el separador de gasóleo atmosférico (DF-11004) donde se extrae el vapor para eliminar los componentes más livianos. Un controlador de nivel en la bandeja de la chimenea debajo de la extracción, regula el flujo del gasóleo atmosférico en la columna. El gasóleo atmosférico producto eliminado se bombea (GA-11014 A / B) a través de una serie de intercambiadores para recuperar el calor residual (EA-11036 y EA-11037) y precalentar el crudo (EA-11004).

El gasóleo atmosférico producto se combina en el control de flujo con gasóleo ligero de vacío y con el gasóleo pesado de vacío. La mayoría de la corriente fluye directamente a la Unidad hidrodesulfuradora de gasóleo, mientras que una corriente se enfría con aire (EC-11005) y se envía al tanque para fines de control. Un controlador de relación de flujo permite al operador desviar el flujo a cada destino,



mientras que el controlador de nivel para el Separador de gasóleo atmosférico (DF-11004) envía una señal de anulación al controlador de flujo en caso de que el nivel sea demasiado bajo. El sistema de control está configurado para anular primero el flujo del tanque y solo anula el flujo principal si la válvula de control del flujo del tanque está completamente cerrada.

Para mejorar la recuperación de calor, la bomba de gasóleo atmosférico de recirculación (GA-11008 A / B) recircula gasóleo atmosférico de la columna atmosférica para precalentar el crudo flasheado (EA-11023 A / B). La corriente de recirculación se retira de la bandeja 45 y se devuelve por encima de la bandeja 44.

El diésel retirado de la Bandeja 31 fluye hacia el separador de diésel (DF-11003) donde se le extrae con vapor los componentes más livianos. Un controlador de nivel en el separador de diésel (DF-11003) regula el flujo de diésel en la columna. El producto diésel extraído es bombeado por la bomba diésel (GA-11013 A / B) a una serie de intercambiadores para precalentar el crudo flasheado (EA-11019 A / B / C) y el crudo (EA-11009 A / B).

La mayoría del diésel producto se combina normalmente en el control de flujo con Turbosina y se envía directamente a la Unidad de hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios, mientras que una corriente se enfría con aire (EC-11004) y se envía al tanque para fines de control. El controlador de nivel para el separador de diésel (DF-11003) envía una señal de anulación a los controladores de flujo en caso de que el nivel sea demasiado bajo. El sistema de control está configurado para anular primero el flujo del tanque y solo anula el flujo principal si la válvula de control del flujo del tanque está completamente cerrada.

Para mejorar la recuperación de calor, la bomba diésel de recirculación (GA-11007 A / B) recircula el diésel de la columna atmosférica para precalentar crudo flasheado (EA-11017 A / B) y crudo (EA-11007 A / B). La corriente de recirculación se retira de la bandeja 31 y se devuelve por encima de la bandeja 29.

La turbosina retirada de la Bandeja 17 fluye hacia el Separador de Turbosina, donde se somete a un fraccionamiento adicional. Un controlador de nivel en el Separador de Turbosina (DF-11002) regula su flujo hacia la columna. El producto de turbosina eliminado se bombea (GA-11012 A / B) a un intercambiador donde precalienta el crudo (EA-11006). La turbosina producto normalmente se combina con el diésel producto en el control de flujo. Alternativamente, puede fluir a través de enfriadores de reducción de producto (EC-11003 y EA-11040 A / B) antes de fluir hacia el tanque. Un controlador de nivel para el Separador de Turbosina está configurado para anular ambas señales del controlador de flujo cuando sea necesario. Si se permite que la turbosina fluya a ambos destinos simultáneamente,



el control de nivel anulará el flujo al diésel producto solo después de que la válvula de control en el flujo al tanque se haya cerrado completamente.

Para mejorar la recuperación de calor, la bomba de turbosina PA (GA-11006 A / B) recircula la turbosina de la columna atmosférica para precalentar el crudo desalado (EA-11014 A / B) y el crudo (EA-11003). La corriente de recirculación se retira de la bandeja 17 y se devuelve por encima de la bandeja 15.

La bomba de nafta pesada (GA-11011 A / B) bombea el producto de nafta retirado de la bandeja 5 a través del intercambiador de precalentamiento de crudo (EA-11002). La nafta ligera de la parte superior de la columna y la nafta recuperada de la sección de compresión de gases de escape se combinan con la nafta pesada y se enfrían (EA-11039 A / B) antes de enviar la nafta fuera del límite de batería a la Unidad de tratamiento con agua y la Unidad de recuperación y tratamiento de gas, o al tanque. Un controlador de flujo y un controlador de relación de flujo permiten al operador desviar el flujo a cada destino.

Los vapores de la columna se enfrían por aire (EC-11001 y EC-11002) y se envían al condensador de sobrecarga de la columna atmosférica (FA-11006), que es un separador trifásico en el que las corrientes de reflujo y nafta ligera condensadas se separan del producto de vapor sin condensar. La fase acuosa del agua ácida se acumula en la parte inferior y en la bota del acumulador. Los vapores sin condensar se envían al compresor de gases de combustión (GB-11001). La nafta ligera del condensador (FA-11006) se bombea (GA-11027 A / B) a la línea combinada de reducción del producto de Nafta en el control de cascada de nivel a flujo. El reflujo se bombea (GA-11009 A / B) a la columna en el control de flujo. Un controlador de temperatura en la línea de vapor superior de la columna atmosférica conecta en cascada un punto de ajuste al controlador de flujo de reflujo.

El calor se recupera de los domos de la parte superior, que se extrae de la Bandeja 3 de la torre atmosférica y se bombea (GA-11005 A / B) a través del intercambiador de precalentamiento de crudo (EA-11008 A / B / C / D) antes de que vuelva a circular. La parte superior de la columna.

El agua ácida condensada de la sección de la bota se bombea (GA-11010 A / B) a control de nivel al tanque de recolección de agua ácida (FA-11016). Una porción del agua ácida se recicla como agua de lavado para los vapores de la columna atmosférica. Esto es necesario para la mitigación contra la corrosión en el sistema de sobrecarga.



Sección 5.- Destilación al vacío.

La función de la columna de destilación al vacío es fraccionar gasóleo ligero de vacío y gasóleo pesado de vacío (LVGO y HVGO) del residuo atmosférico. Las dos corrientes de gasóleo de vacío se combinan con el gasóleo atmosférico (AGO) y se procesan adicionalmente en la unidad de hidrodesulfuradora de gasóleo, mientras que el residuo de vacío de los fondos de la columna se procesa aún más en la unidad Coker.

La columna de vacío está diseñada para operaciones de corte profundo (alto vacío). La columna consta de una zona de flash para separar la corriente de dos fases del calentador de carga de la columna de vacío (BA-11002 A / B), los lechos empacados se proporcionan por encima de la zona de flash para las secciones del aceite de lavado, el gasóleo pesado de vacío y gasóleo ligero de vacío. El embalaje estructurado se utiliza en las secciones de lecho empaquetado. Se proporciona una sección de extracción con 8 bandejas debajo de la zona flash para extraer el material más liviano del residuo de vacío y mejorar los rendimientos de gasóleo. El vacío se mantiene por medio de un sistema de eyectores de tres etapas con vapor de media presión como vapor motriz. Se proporciona una cuarta etapa para entregar el gas de salida a la entrada del Compresor de gas de escape (GB-11001). Se proporcionan precondensadores en la línea aérea desde la columna de vacío para reducir la carga a los eyectores y, por lo tanto, reducir la cantidad de vapor motriz. Debido al alto vacío, los precondensadores requieren recirculación de agua de glicol enfriada como refrigerante.

El residuo atmosférico de la columna atmosférica (DF-11001) se bombea (GA-11015 A / B / C) y se envía a la entrada del calentador de carga de la columna de vacío (BA-11002 A / B) donde se mezcla con el reciclo de la zona de lavado (overflash) de la columna de vacío (DF-11005). Aunque el flujo a cada paso del calentador se controla individualmente, se proporciona un sistema de control de la temperatura de salida del serpentín para anular el punto de ajuste del controlador del flujo del paso individual para lograr temperaturas de salida del serpentín iguales para cada paso del calentador. El sistema de control también incluye un controlador de flujo maestro en la línea de entrada común al calentador para garantizar que el flujo total a través del calentador sea siempre el mismo. Un controlador de nivel en la parte inferior de la Columna Atmosférica (DF-11001) conecta en cascada un punto de ajuste al controlador de flujo maestro. El controlador de temperatura de salida del serpentín también conecta en cascada un punto de ajuste para regular la combustión del gas combustible a los quemadores.

La corriente se inyecta en la tubería cruzada entre las secciones de convección y radiante para reducir el tiempo de residencia en la sección radiante del calentador



y así disminuir el potencial de coquización. La corriente de dos fases que sale del calentador ingresa a la columna de vacío (DF-11005) a través de un dispositivo de entrada especializado diseñado para facilitar la separación de las fases de líquido y vapor.

El residuo de vacío de la zona flash cae en la sección de extracción. Las cámaras de bajada en la bandeja de la chimenea debajo de la zona del flash guían el líquido hacia las bandejas de extracción abajo. La sección de separación está equipada con 8 bandejas. El vapor de extracción se introduce debajo de la bandeja inferior para reducir la presión parcial del hidrocarburo y eliminar los componentes de cocción más ligeros del residuo de vacío. Las bombas de residuos de vacío (GA-11019 A / B / C) entregan el residuo de vacío producto y la corriente de enfriamiento en los siguientes intercambiadores para precalentar el crudo flasheado.

- EA-11024 A-F
- EA-11022 A-F

La corriente de enfriamiento y producto del residuo de vacío se divide para fluir corriente abajo del intercambiador EA-11022 A-F a control en cascada temperatura-flujo. La corriente de enfriamiento enfriada fluye nuevamente hacia la parte inferior de la columna y, por lo tanto, reduce la temperatura del producto de residuo de vacío y disminuye el potencial de coquización. El resto de la corriente de residuos de vacío se enfría aún más mediante el precalentamiento del crudo flasheado en los siguientes intercambiadores:

- EA-11021 A-F
- EA-11020 A/B/C
- EA-11016

El residuo de vacío del EA-11016 se envía a la Unidad de Coquización Retardada. Un controlador de nivel anula los puntos de ajuste del controlador de flujo si es necesario para mantener el nivel. El sistema de control está diseñado para anular el flujo a la Unidad Coker solo después de que la válvula de control en la línea hasta el tanque se haya cerrado completamente.

La cama de aceite de lavado es la primera cama por encima de la zona de flash. Una corriente de reflujo de aceite de lavado caliente de la cama de gasóleo pesado de vacío vuelve a entrar en la columna a través de un distribuidor en la parte superior de la cama de aceite de lavado. La tasa de aceite de lavado está configurada para entregar la cantidad deseada de overflash que sale del fondo del



lecho de aceite de lavado. El líquido de la zona de lavado (es decir, el overflash y cualquier líquido arrastrado) se acumula en la bandeja de la chimenea debajo del lecho de aceite de lavado. La bandeja está inclinada y diseñada para un tiempo de residencia muy bajo para evitar la posibilidad de coquización. El líquido de la zona de lavado de la bandeja de la chimenea fluye hacia el tanque de extracción de líquido de la zona de lavado (FA-11008). Desde aquí se bombea (GA-11016 A / B) a la sección de precalentamiento del crudo flasheado (EA-11025 A / B) y se recircula al tanque de extracción de líquido de la zona de lavado (FA-11008) para apagar el lavado entrante petróleo. El aceite de lavado apagado se recicla a la entrada del Calentador de Carga de la Columna de Vacío (BA-11002 A / B) para mejorar el rendimiento del gasóleo pesado de vacío.

La siguiente cama más alta es la cama del gasóleo pesado de vacío. Similar a la cama de gasóleo ligero de vacío, se utiliza una bandeja de chimenea debajo de la cama para extraer el gasóleo pesado de vacío de recirculación y de producto combinados, así como los flujos de aceite de lavado de la columna. Luego se bombea la corriente combinada (GA-11018 A / B / C) y se envía una corriente de reflujo de gasóleo pesado de vacío caliente a la parte superior del lecho de aceite de lavado en el control de flujo. El resto de la corriente se utiliza para precalentar el crudo flasheado (EA-11018 AL), generar vapor (EA-11034 y EA-11035), precalentar el crudo desalado (EA-11015 A / B) y precalentar el crudo (EA-11011). A / B). En este punto, el flujo se divide en el gasóleo pesado de vacío producto y en gasóleo pesado de vacío de recirculación a control de flujo. La corriente de gasóleo pesado de vacío producto se enfría aún más precalentando el crudo (EA-11010 A / B / C y EA-11005 A / B / C / D) antes de que se combine con las otras corrientes de productos de gasóleo. Un controlador de nivel conecta en cascada un punto de ajuste al controlador de flujo para mantener el nivel en la bandeja de la chimenea. El flujo de gasóleo pesado de vacío de recirculación en el control de flujo se devuelve a la parte superior de la cama gasóleo pesado de vacío a través de un distribuidor de canal.

La cama más alta es la cama de gasóleo ligero de vacío. Se utiliza una bandeja de chimenea debajo de la cama para extraer la corriente combinada de gasóleo ligero de vacío de recirculación y Producto fuera de la columna. La corriente se bombea (GA-11017 A / B) y luego se divide en las corrientes de gasóleo ligero de vacío de recirculación y gasóleo ligero de vacío producto a control de flujo. El controlador de nivel en la bandeja de la chimenea conecta en cascada un punto de ajuste al controlador de flujo de producto. La corriente de gasóleo ligero de vacío de recirculación se utiliza para precalentar el crudo bruto (EA-11001 A / B / C / D) y se devuelve a la parte superior de la cama gasóleo ligero de vacío a través de un distribuidor de canal.



Los vapores superiores de la columna de vacío se enfrían con una disolución de agua glicol enfriada en precondensadores (EA-11027 A / B / C / D). Los líquidos condensados se envían al condensador de la columna de vacío (FA-11009) y los vapores no condensados fluyen a los eyectores de vacío de cuatro etapas. Cada etapa de eyección que comprende eyectores acoplados con condensadores individuales tiene una unidad de 2 x 50%. Los vapores de gases de escape no condensables que salen de la cuarta etapa se envían al compresor de gases de combustión (GB-11001).

Los líquidos condensados de cada etapa fluyen al condensador superior de la columna de vacío (FA-11009) que funciona como condensador para los eyectores y, por lo tanto, están ubicados para proporcionar un sello barométrico. El tanque condensador está diseñado como un separador trifásico con un deflector de flujo inferior acoplado con una disposición de vertedero de rebosamiento en un extremo para separar la fase acuosa de la fase de hidrocarburo ligero, y un vertedero de rebosamiento en el extremo opuesto para separar el hidrocarburo de la fase acuosa.

Sección 6.- Compresión de gas.

Compresión de gases de escape es recuperar la nafta de los vapores no condensables de los cabezales de las torres atmosférica y de vacío y proporcionar un medio para entregar los gases de escape a la unidad de tratamiento y recuperación de gases.

El tanque de gas de salida de la columna de vacío (FA-11010) alimenta al tanque de succión del compresor de gas de salida (FA-11011) antes de ingresar al GB-11001. Los vapores comprimidos del compresor de gases de escape se enfrían con agua (EA-11033) y los líquidos condensados se separan en el tanque de descarga del compresor de gases de escape (FA-11013). El tanque está diseñado como un separador trifásico donde se extrae una fase acuosa del fondo, una fase de hidrocarburo del lado y una sobrecarga de fase de vapor. La fase de vapor que sale de la cabeza se envía fuera del límite de batería a la Unidad de tratamiento y recuperación de gas.

La fase líquida de hidrocarburos del tanque de descarga se bombea (GA-11022 A / B) hasta la línea de nafta producto en control de cascada de nivel flujo.

La fase acuosa separada en el tanque se envía al tanque central de recolección de agua ácida (FA-11016) mediante un control de nivel desde donde se envía fuera del límite de batería a control de nivel.



Sección 7.- Desalado de agua, agua ácida y condensado

El agua desalinizadora fenólica proveniente de la planta de tratamiento de agua ácida ingresa en el tanque de agua desalada (FA-11015) a control de nivel. El agua desalada se bombea (GA-11023 A / B) y se calienta con salmuera (EA-11012 A / B y EA-11013 A / B). El agua desalada luego se dirige aguas arriba de la válvula mezcladora de la segunda etapa de desalado y se pone en contacto con el crudo parcialmente desalado. La salmuera efluente enfriada de los intercambiadores EA-11012 A / B y EA-11013 A / B se enfría con agua (EA-11041 A / B) y se envía a la planta de tratamiento de efluentes.

El agua desalinizadora de los desaladores de la segunda etapa se conecta a la entrada de los desaladores de la primera etapa a través de las bombas GA-11002 A / B y GA-11003 A / B con un control en cascada nivel flujo a la descarga de las bombas de carga de crudo (GA-11001 A/B/C).

El agua ácida de los condensadores superiores de la torre atmosférica y de vacío (FA-11006 y FA-11009) y del tanque de descarga de compresor de gas de descarga (FA-11013) se recolecta en el Tanque de recolección de agua ácida (FA-11016) y se bombea (GA-11024 A / B) a la planta de tratamiento de agua ácida fuera del límite de batería.

El condensado limpio de alta presión del condensador del reboiler de turbosina (FA-11007) se recolecta en el tanque separador (FA-11017). El tanque está diseñado para recuperar el condensado flash como vapor de media presión. El condensado se bombea (GA-11025 A / B) a los intercambiadores de recuperación de calor residual (EA-11034/11035 y EA-11036/11037) para generar vapor de la corriente.

El vapor de MP combinado producido en la unidad se sobrecalienta en la sección de convección de los calentadores de carga de columna atmosférica (BA-11001 A / B).

Un tanque de purga de condensado (FA-11014) recibe la purga continua de los intercambiadores de recuperación de calor residual (EA-11034 y EA-11036). El tambor está diseñado para recuperar el condensado flash como vapor de baja presión. El condensado no enfriado se enfría por contacto directo con la purga de la torre de enfriamiento y se envía a la alcantarilla en control de nivel.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



2. U-61000/U-62000. Planta Hidrotratadora de Naftas No.1 y No.2. (HDN)

La Planta Hidrotratadora de Naftas, HDN “U-61000” está diseñada para procesar 52,000 BPSD de una mezcla de naftas procedentes de las siguientes plantas: 20,490 BPSD de la Unidad de Destilación Combinada (UDC), 7,524 BPSD del Tren 1 y 6,380 BPSD del Tren 2 de la Planta de Coquización Retardada (PCR), 7,656 BPSD de la Planta Hidrodesulfuradora de Destilados Intermedios (HDDI), 146 BPSD de nafta estabilizada y 1,364 BPSD de nafta no estabilizada de la Planta Hidrotratadora de Gasóleos (HDTGO) y 440 BPSD de la Planta Tratadora y Recuperadora de Gases (PTRG), con la finalidad de producir nafta ligera y nafta pesada, que se alimentarán a la Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos (PNX) “U-72000” y a la Planta Reformadora de Naftas (REF) “U-71000”, respectivamente.

Esta planta también podrá procesar una mezcla de naftas provenientes de almacenamiento.

La finalidad de la planta HDN es eliminar compuestos indeseables presentes en la carga, principalmente diolefinas, sílice, olefinas, azufre y nitrógeno, mediante procesos de hidroconversión catalítica, separación y tratamiento para obtener como productos principales nafta ligera y nafta pesada.

El proceso se constituye por ocho secciones: Sección de Reacción de Saturación de Diolefinas (SHU), de Reacción de Guarda de Sílice y de Hidrotratamiento (HDT), de Separación del Efluente de Hidrotratamiento, de Hidrógeno de Recirculación, de Estabilización de Naftas, de Separación de Naftas, de compresión de Hidrógeno de Reposición y de Recuperación de Aguas Amargas.

La función principal de las dos primeras secciones es realizar las reacciones de conversión catalítica con hidrógeno, saturando los compuestos de diolefinas y olefinas y eliminando azufre y nitrógeno presentes en las naftas de carga a la planta, así como la retención del sílice que contiene la nafta proveniente de las plantas de coquización retardada.

Las condiciones de presión y de temperatura de operación de L.B. aquí indicadas corresponden a las normales citadas en los Términos de Referencia Rev. 7, las cuales difieren de las mostradas en los Diagramas de Flujo de Proceso, que corresponden a condiciones mínimas y máximas.

A continuación, se describen las secciones del proceso:

Sección 1.- De Reacción de Saturación de Diolefinas (SHU).

La alimentación total a la Planta HDN está constituida principalmente por una mezcla de 7 corrientes provenientes de las diferentes plantas suministradoras que



fueron referidas en el primer párrafo de este documento; una corriente de nafta de almacenamiento previamente estabilizada y de una corriente de recirculación de naftas producto.

Las corrientes directas se reciben en L.B. a $6.0 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$ y 38°C como caso normal, el diagrama muestra las condiciones mínimas para este caso, el flujo de cada una de ellas se ajusta en base a las condiciones de operación de las plantas referidas.

La carga normalmente se recibe a control de flujo en cascada con control de nivel del Tanque de Carga FA-61001 a $2.0 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$ y 35°C , previo paso a través de un Sistema de filtración de la carga, cuyo equipo principal es un filtro de auto limpieza, FG-61001, donde se eliminan partículas sólidas de hasta 20 micras.

Para lograr la condición de no rebasar el 36% vol. de la Nafta de Coquización en la mezcla de alimentación, las corrientes de naftas libres de olefinas, que entran de L.B., se incorporan en un cabezal común, mientras que las corrientes provenientes del tren 1 y tren 2 de de la Planta de Coquización Retardada “U-30000” se unen en otro cabezal, eventualmente podrá integrarse una corriente de nafta de coquización proveniente de naftas de almacenamiento, con inertizado de N_2 , libre de gomas preformadas. La corriente mezcla de corrientes olefínicas se envía a control de flujo a combinarse con la corriente de naftas parafínicas.

A la mezcla total de naftas olefínicas y parafínicas, se le regula el flujo por medio del control en cascada flujo de alimentación/nivel del tanque de balance. Del transmisor de flujo total de carga, sale una señal “override” (ó sobredominio), hacia el control de carga de las naftas de coquización con el fin de mantener la relación de nafta de coquización/otras naftas.

El contenido de azufre total de la corriente de nafta amarga será monitoreado automáticamente en línea mediante un analizador de azufre instalado a la succión de la bomba GA-61001 A/B.

Para mantener la presión de operación del tanque de carga FA-61001, se cuenta con un control de presión en rango dividido, el cual utiliza gas nitrógeno para mantener el punto de ajuste de $2.0 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$

El tanque de carga FA-61001 cuenta con una pierna separadora para eliminar el agua amarga contenida en la alimentación, enviándose ésta en forma intermitente a control de nivel de interfase al Tanque de Aguas Amargas, FA-61013, (Diagrama 203-A-122- 1017).

La corriente de nafta amarga a la cual se inyecta un antiensuciante, se envía a control en cascada nivel-flujo en la carga mediante la Bomba de Carga, GA-61001



A/B para llevar a cabo el precalentamiento hasta alcanzar la temperatura requerida de 160/216 °C (Inicio de Corrida “IDC” / Fin de Corrida “FDC”) en el Reactor de Saturación de Diolefinas, DC-61001.

El controlador de flujo de la descarga de la bomba, a su vez controla el flujo de alimentación de hidrógeno de reposición procedente del Compresor de Hidrógeno de Reposición, BC-61001 A, B, para mantener una relación hidrógeno/hidrocarburo a la entrada del Reactor de Saturación de Diolefinas de 97/97 pie³ std. H₂ puro / bbl de carga (IDC/FDC), la corriente resultante de mezclar la nafta amarga con el hidrógeno de reposición se envía hacia el Intercambiador Carga al Reactor SHU/Efluente del Reactor HDT, EA-61001 A/B (lado tubos) a 31°C y 74.0 kg/cm² g., donde se calienta hasta 167/193 °C (IDC/ FDC) con la corriente efluente del Reactor de Hidrotratamiento, DC-61003 procedente del Intercambiador de Carga al Reactor Guarda/ Efluente del Reactor de Hidrotratamiento, EA-61003 A/B (lado coraza). Posteriormente la corriente resultante se mezcla nuevamente con una corriente de recirculación proveniente de la bomba carga GA-61001A/B, cuyo objetivo es ajustar la temperatura de entrada del reactor de saturación de diolefinas, DC-61001 a 160/216 °C (IDC/FDC), variando el flujo con una válvula automática, mediante un controlador de temperatura, cuyo funcionamiento es determinado por la señal de un selector manual, el cual toma señal de la línea de entrada al reactor. Para FDC el punto de ajuste de temperatura se realiza con Calentador de Carga al Reactor de Saturación de Diolefinas, EA-61002 mediante la variación del flujo de vapor de alta presión desobrecalentado con la regulación de una válvula automática, su funcionamiento es también condicionado a la señal del selector manual.

Si la temperatura a la entrada del reactor está por arriba de su punto de ajuste se cerrará la válvula de ingreso de vapor al EA-61002.

El punto de ajuste del controlador de temperatura es establecido en base a la cantidad de diolefinas o al valor de parámetro MAV.

El reactor de saturación de diolefinas DC-61001 se diseña con dos lechos utilizando en cada lecho catalizador base Ni-Mo HR-945®, que promueve la saturación de compuestos insaturados.

Para llevar a cabo principalmente la saturación total de diolefinas, los parámetros operativos que se establecen para este reactor son una relación hidrógeno/hidrocarburo de 97/97 pie³ std. H₂ puro / barril de carga (IDC/FDC), un consumo químico de 20/12 pie³ std. H₂ puro / barril de carga (IDC/FDC) y un incremento de temperaturas global de 11/6°C (IDC/FDC) respectivamente.

La presión de operación a la entrada del reactor de saturación de olefinas DC-61001



es de 66.7/71.1 kg/cm² g. (IDC/FDC), con un mínimo requerimiento de hidrógeno para cubrir el consumo químico y mantener prácticamente una fase líquida con solo el 0.07/1.5 % mol de vaporización (IDC/FDC) y un LHSV de 2.5 h-1.

La exotermicidad en el reactor de saturación de diolefinas, DC-61001 se controla regulando la temperatura máxima de entrada a el mismo, para inicio de corrida se considera una temperatura menor a 180°C.

Sección 2.- De Reacción de Guarda de Sílice y de Hidrotratamiento HDT.

La corriente del efluente del reactor de saturación de diolefinas DC-61001 a 171/222 °C y 65.7/68.1 kg/cm² g. (IDC/FDC) se mezcla con una corriente rica en hidrógeno (H₂ de recirculación al 98.6/98.3 % mol en IDC/FDC) alcanzando una temperatura de 139/178 °C y una presión del orden de 65.3/67.7 kg/cm² g. (IDC/FDC).

La corriente mezcla efluente, se envía a un sistema de dos Reactores Guarda de Sílice, DC-61002 A/B que operan en serie en un arreglo conocido como “Lead/Lag” (primario/secundario), previo precalentamiento, primero en el Intercambiador de Carga al Reactor Guarda/Efluente del Reactor de Hidrotratamiento, EA-61003 A/B (lado tubos), hasta una temperatura de 227/267 °C (IDC/FDC), aprovechando el potencial térmico de la corriente efluente del reactor DC-61003, posteriormente el 47% mol de la corriente total se envía hacia el Intercambiador Carga al Reactor de Hidrotratamiento/Carga al Reactor de Guarda, EA-61004 (lado tubos), donde se calienta hasta 260/331°C (IDC/FDC) y el resto se desvía para mezclarse con la corriente de salida, lado tubos, del EA-61004 alcanzando una temperatura de 256/297 °C (IDC/FDC), previo paso por el Mezclador Estático de Alimentación al Reactor de Guarda EZ-61001 A/B, donde se asegura su vaporización completa, para finalmente terminar su acondicionamiento en el Calentador de Carga del Reactor Guarda, BA-61001, incrementando la temperatura hasta el punto de ajuste de 272/316 °C (IDC/FDC), que es la condición de entrada a los Reactores de Guarda con una vaporización del 100 % peso para favorecer las reacciones deseadas de eliminación de compuestos de azufre, nitrógeno y la retención de sílice por adsorción en la superficie del catalizador.

La presión de operación a la entrada de los reactores de guarda de sílice, es de 61/63.4 kg/cm² g. (IDC/FDC).

Cada uno de los reactores de guarda de sílice DC-61002 A/B se diseña con un lecho, el cual se carga principalmente con catalizador ACT 971®. y encima una pequeña cama de catalizador Ni-Mo HR-945®.

Para llevar a cabo principalmente las reacciones de adsorción de sílice es necesario mantener los niveles de temperatura y presión indicados antes, así como mantener



a la entrada de los reactores una relación hidrógeno/hidrocarburo de 2,295/1,929 pie^3 td. H_2 puro / barril de carga (IDC/FDC), y un consumo químico de 115/124 pie^3 std. H_2 puro / barril de carga (IDC/FDC).

La exotermicidad dada por estas reacciones se controla asegurando la temperatura de 272/316 °C (IDC/FDC) a la entrada de los reactores DC-61002 A/B y con la variación de flujo de una corriente de hidrógeno de apagado; localizada en la línea que interconecta a los dos reactores en serie, mediante un control que ajusta el flujo de hidrógeno en función del valor de la temperatura presente en la salida del Reactor Primario.

En condiciones normales de operación está corriente normalmente no requiere flujo. En caso de que la corriente de alimentación presente variaciones en composición, principalmente en el contenido de olefinas, la exotermicidad puede variar. Para evitar problemas de excesiva formación de coque sobre el catalizador, el diferencial de temperatura deberá cuidarse que sea menor a 50 °C.

El efluente de los reactores guarda DC-61002 A/B a 317/364 °C y 58.5/58.5 kg/cm^2 g. (IDC/FDC) se envía como carga al Reactor de Hidrotratamiento, DC-61003, previo paso por el Intercambiador Carga al Reactor de Hidrotratamiento/ Carga al Reactor Guarda, EA-61004 (lado coraza), de donde se envía a 280/335 °C (IDC/FDC).

Para mantener la temperatura de entrada al reactor (línea de salida del EA-61004) se cuenta con un control de temperatura en rango dividido que actúa de la siguiente manera: si la temperatura es mayor al punto de ajuste se inyecta H_2 de recirculación a control de flujo a la línea de salida del EA-61004 (línea de carga al reactor) y si la temperatura de entrada al reactor es menor cierra la válvula de control de flujo de H_2 de recirculación y abre la válvula colocada sobre la línea de desvío del lado tubos del EA-61004 hasta recuperar la temperatura establecida en la línea de salida, lado coraza del EA-61004.

El Reactor de Hidrotratamiento, DC-61003, se diseña con dos lechos utilizando en ambos un catalizador base Ni-Mo HR-648®, para llevar a cabo la eliminación de los compuestos de azufre y nitrógeno mediante reacciones de hidroconversión catalítica.

Los parámetros operativos de este reactor son: una relación hidrógeno/hidrocarburo de 2,180/1,806 pie^3 std. H_2 puro / barril de carga (IDC/FDC), un consumo químico de 66/66 ft^3 std. H_2 puro / barril de carga (IDC/FDC) con un LHSV de 1.54 h^{-1}

Las condiciones de operación a la entrada del reactor de hidrotratamiento son de 58.0/58.0 kg/cm^2 g. y 280/335 °C (IDC/FDC).



La exotermicidad por estas reacciones es alta, y se controla asegurando la temperatura indicada en el párrafo anterior.

Para el control de temperatura entre lechos se cuenta con una corriente de hidrógeno de recirculación, hidrógeno de apagado, que se alimenta a la salida del primer lecho a control en cascada temperatura-flujo. El incremento de temperatura para este reactor es de 9°C para IDC, mientras que para FDC se presenta un decremento de 2 °C.

Sección 3.- De Separación del Efluente de Hidrotratamiento.

La corriente efluente del reactor DC-61003 a 289/333 °C (IDC/FDC) y 55.5 kg/cm² g. (IDC/FDC), se envía al Separador de Efluente del Reactor de HDT, FA-61002, previo enfriamiento, con el aprovechamiento del potencial térmico en los intercambiadores EA-61003 A/B (lado coraza), donde se enfría hasta 189/217°C y en el EA-61001 A/B (lado coraza), alcanzando una temperatura de 121/139 °C (IDC/FDC). A este nivel de temperatura se le inyecta una corriente de agua de lavado a 39°C, a control de flujo de la descarga de la Bomba de Recirculación de Agua de Lavado, GA-61002 A/B, a razón de 1 galón/barril de carga, con el fin de disolver las sales de amonio formadas; al hacer la inyección del agua la temperatura de la corriente disminuye a 111/125°C (IDC/FDC) posteriormente la corriente se enfría primero al pasar por el Aeroenfriador del Efluente del Reactor de HDT, EC-61001 a una temperatura de 55°C y finalmente hasta 38°C con el Enfriador con Agua del Efluente del Reactor de HDT, EA-61005 A/B, mediante un control de temperatura a la salida de éste, el cual actúa de acuerdo a la variación de frecuencia del motor del Aeroenfriador EC-61001.

Adicional a la inyección de agua de lavado indicada en el párrafo anterior, como opción para asegurar la remoción de sales de amonio se prevé de una inyección intermitente entre los dos cuerpos del EA-61001 A/B (lado de coraza).

Las condiciones a las que se recibe el efluente del reactor en el FA-61002, son 38°C y 53.0 kg/cm² g., este equipo tiene la finalidad de separar las tres fases presentes: la fase líquida pesada, constituida por el agua amarga; del total de esta corriente, el 89% peso se envía a control de flujo como inyección de agua de lavado en la línea del efluente del reactor (gas de recirculación) mientras que el 11% peso del agua restante se envía como purga a control en cascada nivel-flujo al Tanque de Aguas Amargas FA- 61013; la segunda fase líquida, constituida por una mezcla de naftas, se envía a control en cascada nivel-flujo a la Sección de Estabilización; y la tercera fase que es una corriente vapor, rica en hidrógeno y H₂S (gas de recirculación) se envía al Tanque Separador del Absorbedor de Amina, FA-61003, para la recuperación de nafta que puede ser arrastrada, previo a su envío a tratamiento al



fondo de la Torre Absorbedora con Amina, DA-61001.

De manera normal se recibe agua desflemada proveniente de la Planta de Aguas Amargas a control en cascada nivel-flujo en el Tanque de Balance de Agua de Lavado, FA-61007, el cual opera a $2.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$ y 50°C . El tanque cuenta con un control en rango dividido con gas combustible para mantener el punto de ajuste de presión.

La misma cantidad de agua de purga se repone con agua desflemada de manera normal y continua, por medio de un controlador de flujo que regula la cantidad de agua de reposición de la corriente de recirculación derivada de la descarga de la Bomba de Agua de Lavado, BD-61002 A/B.

La operación de recibo de agua desflemada y/o de agua de alimentación a calderas, para llenado o reposición de agua en el Tanque FA-61007, se efectúa mediante la señalización de un selector manual.

La presión de la sección de reacción se regula mediante un controlador de presión de rango dividido. Dependiendo del valor de presión en el sistema envía una señal para determinar la operación de cada uno de los controladores de flujo: cuando la presión es ligeramente superior al punto de ajuste, primero se reduce el flujo de la línea de hidrógeno de reposición que se alimenta en la mezcla con el gas de recirculación, si esta acción no es suficiente para regular la presión, entonces cambia la señal hacia el control de flujo que se tiene en la línea de salida de gas de purga del Tanque de Succión del Compresor de Recirculación, FA-61004, para permitir la salida del gas y mantener la presión en su punto de ajuste.

Sección 4.- De Hidrógeno de Recirculación.

En esta sección se elimina el ácido sulfhídrico presente en el gas amargo del separador FA-61003, mediante un proceso de absorción con una solución de Metil-Dietanolamina (MDEA) al 45 % en peso.

El gas amargo con 4,100/4,072 ppm mol de H_2S (IDC/FDC), se alimenta por el fondo de la Torre Absorbedora con Amina, DA-61001, y se pone en contacto a contracorriente con una solución de MDEA pobre que se alimenta en el domo a 43°C y $52.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$

La MDEA pobre, se recibe en L.B. a control de nivel en el Tanque de Balance de Amina Pobre, FA-61008, con una relación de gas ácido de $0.008 \text{ mol H}_2\text{S/mol de MDEA}$ y a las condiciones de operación 43°C y $1.0 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$, previo paso a través del Enfriador de Amina Pobre, EA-61006 que opera mediante un control de temperatura, el cual mide la diferencial de temperatura entre la corriente de gas



amargo y la corriente de MDEA de alimentación a la torre DA-61001, y con ello ajusta el flujo que se hace pasar por la corriente de recirculación del cambiador EA-61006, para inicio y fin de corrida se desvía el 16% del flujo másico total de MDEA para ajustar la temperatura a 43°C a la salida del EA-61006 y alimentarse a estas condiciones al Tanque FA-61008.

La presión de operación del tanque FA-61008, se garantiza mediante un control de presión en rango dividido, que actúa de la siguiente manera, si la presión baja admite gas combustible y si la presión se incrementa abre la válvula de salida de gases a cabezal de desfogue ácido para restablecer el punto de ajuste.

La amina pobre del tanque FA-61008 se envía mediante la Bomba de Amina Pobre, GA-61003 A/B, a una presión de 56.5 kg/cm² g. a control de flujo al plato 1 de la Torre Absorbedora DA-61001, previa inyección continua en la línea de succión del agente antiespumante CHIMEC 5337 o equivalente.

Por el domo de la Torre Absorbedora DA-61001 se obtiene una corriente en fase gas rica en hidrógeno con 200 ppm mol de H₂S, la cual se recibe en el Tanque de Succión del Compresor de Recirculación, FA-61004, cuya finalidad es asegurar que el líquido recuperado de la corriente de gas, se envíe a control de nivel al Tanque de Expansión de Amina Rica, FA-61009, previa mezcla con los fondos de la Absorbedora DA-61001.

Del total de la corriente de gas, de manera eventual es posible purgar a control de flujo una mínima parte para ajustar el peso molecular del gas de recirculación o disminuir la presión de la sección de reacción, la otra parte de la corriente de gas en mayor proporción se envía al Compresor de Gas de Recirculación, GB-61001, el cual incrementa su presión hasta un valor de 65.8/68.2 kg/cm² g. y 71/75 °C (IDC/FDC) para su envío al sistema de reacción (reactores DC-61002 A/B).

Por el fondo de la Torre Absorbedora DA-61001, se obtiene una corriente líquida de amina rica con una relación de gas ácido de 0.23 mol H₂S/mol de MDEA, que se envía a control de nivel al Tanque de Expansión de Amina Rica, FA-61009, el cual opera a 11.7 kg/cm² g. y 41°C; presión suficiente para enviar los gases amargos a control de presión a la Planta Tratadora y Recuperadora de Gas (PTRG) y enviar la Amina Rica a L.B. a 7.0 kg/cm² g. y 41°C.

Sección 5.- De Estabilización de Naftas.

La función principal de esta sección es separar los hidrocarburos ligeros disueltos en la mezcla de naftas producto, como son Gas Amargo y LPG Amargo.

En esta sección la corriente líquida procedente del Separador de Efluente del



Reactor de HDT, FA-61002 se mezcla con la corriente de vapor producto del Tanque de Reflujo de la Torre Estabilizadora, FA-61005 y se recibe en el Tanque Esponja de LPG, FA-61010, que opera a 11.3 kg/cm² g. y 46 °C, con objeto de recuperar la mayor cantidad de LPG. El gas amargo separado en el FA-61010 se envía a control de presión a L.B. a 10.5 kg/cm² g. y 46°C, previa mezcla con la corriente de gas amargo procedente del FA- 61009 a la Planta Tratadora y Recuperadora de Gas (PTRG); mientras que la mezcla de naftas conteniendo LPG se envía como alimentación al plato 20 de la Estabilizadora DS-61001, a control en cascada nivel-flujo, mediante la Bomba de Carga a la Torre Estabilizadora, GA-61007 A/B.

Antes de alimentarse a la torre DS-61001, la mezcla de naftas se precalienta, primero en el Intercambiador Carga a Torre Estabilizadora/Fondos de Torre Separadora de Naftas, EA-61007 A/B (lado tubos), a una temperatura de 98°C y posteriormente en el Intercambiador de Carga a Torre Estabilizadora/ Carga a Torre Separadora de Naftas, EA-61010 A/B hasta alcanzar una temperatura de 171°C (IDC/FDC).

La Torre Estabilizadora DS-61001, tiene la finalidad de obtener en el domo una corriente de destilado vapor constituido principalmente por H₂S, H₂, metano, etano; y una corriente de destilado líquido de LPG amargo. Por los fondos, se obtiene una mezcla de naftas ligera-pesada libre de LPG y compuestos más ligeros.

El domo de la Torre Estabilizadora opera a una presión de 12.3 kg/cm² g. y una temperatura de 71/71°C (IDC/FDC), con una temperatura en el acumulador de reflujo de 35°C, mientras que en el fondo a 208°C y una presión de 12.7 kg/cm² g. El calor requerido para la separación es proporcionado por el Rehervidor de la Torre Estabilizadora, BA-61002.

La torre Estabilizadora se diseña con 45 platos tipo válvulas y una relación de reflujo base molar de 5.8 para garantizar la separación. La Estabilizadora se diseña para recuperar LPG de manera continua, la producción máxima será de 664/709 BPSD (IDC/FDC).

La corriente que se extrae de fondos se divide en dos: la primera, se envía a control de flujo mediante la Bomba del Rehervidor de la Torre Estabilizadora, GA-61008 A/B, la cual incrementa su presión hasta 17.2 kg/cm² g. para su envío al Rehervidor BA-61002 de donde el efluente se retorna al fondo de la torre con una vaporización del 49% peso y una temperatura de 225°C, la cual es regulada mediante un controlador en cascada temperatura-flujo de gas combustible, tomando la señal de temperatura del plato No.43 de la torre. La corriente restante de fondos, que es una mezcla de naftas estabilizadas, se envía a control en cascada nivel-flujo como alimentación a 124 °C y 1.8 kg/cm² g. al plato No. 18 de la Torre Separadora de Naftas, DS-61002, previo enfriamiento a través del Intercambiador EA-61010 A/B



a 135°C y posteriormente a su paso a través de la Guarda de Azufre, DC-61004, que tiene como función asegurar el contenido máximo de azufre en las naftas ligera y pesada producto, removiendo H_2S , azufre mercaptánico y otras especies de azufre, mediante un proceso de quimisorción hasta valores menores de 0.5 ppm en peso. Para cumplir su función, la Guarda de Azufre, DC-61004 se empaca con un catalizador de Níquel, AxTrap-405® (níquel reducido estabilizado), el cual opera a una presión de 11.1 kg/cm² g.

El control de temperatura a la entrada del DC-61004 se lleva a cabo mediante un control de temperatura en rango opuesto que toma la señal a la entrada del DC-61004 y actúa sobre la válvula de la línea de recirculación del EA-61010 A/B.

La temperatura de entrada al DC-61004 debe mantenerse en el rango de 135 a 150 °C.

Por los domos de la Torre Estabilizadora, la corriente de vapor saturado se enfría hasta 55°C con el Enfriador con Aire de la Torre Estabilizadora, EC-61004, previa inyección intermitente de agua de lavado proveniente de la descarga de la Bomba de Reposición del Agua de Lavado, BD-61002 A/B, así como de inhibidor de corrosión, condensando parcialmente los hidrocarburos, para su posterior enfriamiento en el Condensador con Agua de la Torre Estabilizadora, EA-61008 A/B, hasta una temperatura de 35°C para luego enviarse al Tanque de Reflujo de la Torre Estabilizadora, FA-61005, que opera a 11.5 kg/cm² g. La corriente de gas rica en ligeros se envía al tanque FA-61010; la fase líquida pesada, agua amarga, se envía mediante un control de nivel al Tanque FA-61013 y la fase líquida ligera se divide una parte en el reflujo a la torre que se envía mediante la Bomba de Reflujo de la Torre estabilizadora, GA-61004 A/B a control de flujo hacia el plato no. 1 y el resto se envía a control en cascada nivel-flujo como LPG producto a L.B. a 22 kg/cm² g. y 35 °C, mediante la Bomba de LPG Producto, GA-61010 A/B.

La temperatura del domo la torre estabilizadora se controla mediante un selector manual que admite o restringe la cantidad de reflujo a la torre DS-61001 o bien envía más o menos LPG producto a L.B.

Sección 6.- De Separación de Naftas.

La función principal de esta sección es separar la corriente mezcla de naftas estabilizadas en dos productos: nafta pesada y nafta ligera.

La Torre Separadora de Naftas, produce en el domo una corriente de nafta ligera, que se envía normalmente como alimentación a la Planta Isomerizadora de Pentanos- Hexanos (PNX) y eventualmente a almacenamiento. Por el fondo, se obtiene una corriente de nafta pesada que se envía normalmente como



alimentación a la Planta Reformadora de Naftas (REF) y eventualmente a almacenamiento.

La Torre Separadora de Naftas, DS-61002 opera a una presión de 1.6 kg/cm² g. y una temperatura en el domo de 85°C, la temperatura del Tanque de Reflujo de la Torre Separadora de Naftas, FA-61006 es de 60°C y por el fondo opera a 156 °C y 2.0 kg/cm² g. El calor requerido para la separación es proporcionado por el Rehervidor de la Torre Separadora de Naftas, BA-61003. Esta torre se diseña con 41 platos tipo válvulas y una relación de reflujo mol de 2.0 para garantizar la separación.

La corriente que se extrae de fondos, succión de la Bomba de Fondos de la Torre Separadora de Naftas, GA-61006 A/B, se le incrementa su presión hasta 16.5 kg/cm² g. y se divide en otras dos corrientes. La primera corriente se envía a control de flujo como alimentación al Rehervidor de la Torre Separadora de Naftas, BA-61003, donde el efluente se retorna al fondo de la torre con una vaporización del 47% peso y una temperatura de 168°C, la cual es regulada mediante un control en cascada temperatura-flujo de gas combustible, tomando la señal de temperatura del plato de fondos de la torre.

La segunda corriente, constituida por la nafta pesada producto, se envía a L.B a control en cascada nivel del fondo de la torre- flujo de nafta producto, previo enfriamiento en el Intercambiador Carga a Torre Estabilizadora/ Fondos Torre Separadora de Naftas, EA-61007 A/B (lado coraza) en donde por medio de un selector manual se determina si se envía a la Planta Reformadora o a almacenamiento.

En operación normal se envía directamente a la Planta Reformadora de Naftas (REF) a 13.5 kg/cm² g. y una temperatura de 90°C.

Como flexibilidad, eventualmente la nafta pesada se envía a almacenamiento a 5.0 kg/cm² g. y una temperatura de 38°C por medio de un control en cascada nivel-flujo accionado por medio del mismo selector manual (HS), previo enfriamiento a través del Aeroenfriador de Nafta Pesada Producto, EC-61003 a una temperatura de 55°C y finalmente por el Enfriador con Agua de Nafta Pesada Producto, EA-61013 para alcanzar los 38°C.

La corriente de vapor saturado que se obtiene en los domos de la Torre Separadora se condensa totalmente hasta 60°C al pasar por el Condensador de la Torre Separadora de Naftas, EC-61002, para su envío al Tanque de Reflujo de la Torre Separadora de Naftas, FA-61006 que opera a 1.2 kg/cm² g. y 60°C, la fase líquida, hidrocarburo total, se divide en dos corrientes: la primera se envía a control en cascada temperatura-flujo de la línea de domos de la torre, mediante la Bomba de Reflujo de Torre Separadora de Naftas, GA-61005 A/B, como reflujo al plato 1 de la



DS-61002. La segunda corriente, se envía a control en cascada nivel-flujo a L.B. a 23.0 kg/cm² g. y una temperatura de 42°C, mediante la Bomba de Nafta ligera Producto, GA-61009 A/B, previo enfriamiento hasta 42°C en el Enfriador de Nafta Ligera Producto, EA-61011, a la Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos, PNX en operación normal, el control es accionado por un interruptor manual (HS) y como flexibilidad, eventualmente puede enviar a almacenamiento a 6.0 kg/cm² g. y una temperatura de 42°C, por medio del mismo control en cascada nivel- flujo.

La presión en el domo de la torre se controla a través de una línea de igualación mantenido una presión de 1.2 kg/cm²g. en el Tanque FA-61006 y en caso de haber un presionamiento mediante un control en rango dividido enviando el gas a desfogue de baja presión.

Sección 7.- De Compresión de Hidrógeno de Reposición.

La sección de compresión de hidrógeno de reposición comprende dos trenes de compresión:

- Tren A: BC-61001 A, EA-61014 A y FA-61012 A.
- Tren B: BC-61001 B, EA-61014 B y FA-61012 B.

La operación de éstos será en paralelo, manejando así cada uno el 50% del flujo total requerido por proceso y estando diseñados cada uno para el 75% de este flujo total, no existiendo así equipo de relevo y operando en forma común para ambos el FA-61011 y EA-61015, por lo tanto, estos dos manejarán el 100% del flujo.

La alimentación a esta sección la constituye el hidrógeno proveniente de la Planta de Hidrógeno (PH2) con una pureza del 99.9 %, el cual se recibe en el Tanque de Succión del Compresor de Hidrógeno de Reposición, FA-61011 a 35°C y 21.0 kg/cm² g., con objeto de separar el líquido que pudo haber sido arrastrado en la alimentación. El líquido recuperado se envía a control de nivel On/Off a desfogue, mientras que el hidrógeno seco se divide al 50% de su flujo y se envía a cada uno de los dos trenes de compresión A y B, a la primera etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición, BC-61001 A, B, donde se eleva su presión a 40.1 kg/cm² g., incrementando su temperatura hasta 109°C. Previo a enviar el hidrógeno a la segunda etapa de compresión, el gas es acondicionado: primero reduciendo su temperatura en el Enfriador Inter-etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición, EA-61014 A,B a 35°C y posteriormente pasándolo por el Tanque Separador Inter-etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición, FA-61012 A,B, para remover cualquier líquido que se haya condensado. En la segunda etapa, la presión del hidrógeno se eleva hasta 75.1 kg/cm² g. para cumplir con los requerimientos del proceso, alcanzando una temperatura de 109°C. El hidrógeno



de alta presión de cada tren se suma en un solo cabezal de alta presión y se envía hacia el Reactor de Saturación de Diolefinas DC-61001 y a los de Guarda de Sílice DC-61002 A/B.

La corriente de menor flujo se alimenta directamente a la corriente de alimentación del Reactor de Saturación de Diolefinas, mediante un relacionador de flujo, el cual se ajusta en función de la variación del flujo de alimentación de carga.

La corriente de mayor flujo se mezcla con el hidrógeno de recirculación a control de flujo para integrarse a la corriente del efluente del reactor DC-61001, previo a su paso por el tren de precalentamiento (EA-61003 A/B; EA-61004 y el BA-61001) para alimentarse a los reactores guarda de sílice.

Para asegurar el funcionamiento del Compresor de Hidrógeno de Reposición, se ha considerado un sistema de recirculación de hidrógeno que permite controlar la baja presión. Cuando esto se presente, el controlador de presión envía una señal para abrir la válvula de recirculación para recuperar la presión en el sistema.

Por el contrario, cuando la presión en la succión se incrementa muy por arriba del punto de ajuste, otro controlador de presión ajustado a una alta presión envía una señal para abrir la válvula de control permitiendo la salida de H_2 a Recuperación de Hidrógeno en L.B.

El sistema de recirculación cuenta con un Enfriador de Recirculación de Hidrógeno de Reposición, EA-61015 para acondicionar la temperatura en la succión y evitar que se incremente la temperatura de descarga del compresor. El Enfriador de Recirculación es un equipo común que se diseña para enfriar el flujo de los dos trenes de compresión.

Los dos sistemas de compresión, incluyendo el Enfriador de Recirculación de Hidrógeno de Reposición, EA-61015 están integrados en un solo equipo paquete.

Sección 8.- De Recuperación de Aguas Amargas.

La alimentación a esta sección la constituye el agua amarga proveniente de las corrientes efluentes de los tanque separadores FA-61001, FA-61002 y del FA-61005, la cual se recibe en el Tanque de Aguas Amargas, FA-61013 a 0.6 kg/cm² g. y 39°C

Este tanque se incluye para acondicionar el agua amarga producida en el proceso, previo a enviarse a tratamiento a la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas (PAA), para compensar posibles ineficiencias de separación en los tanques separadores donde se recupera el agua amarga, la cual puede contener H_2 , H_2S , NH_3 , hidrocarburos ligeros (metano y etano) e hidrocarburos pesados (naftas).



Los gases son removidos por desgasificación, incluyendo los contaminantes e hidrocarburos ligeros; mientras que los hidrocarburos pesados, son removidos por una separación física en el tanque y enviados a L.B. por medio de la Bomba de HC a Slop, BD-61004/R a $3.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$ y 39°C ; mientras que el agua amarga libre de hidrocarburos se envía a control en cascada nivel-flujo a L.B. a $3.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ g.}$ y 39°C por medio de la Bomba de Aguas Amargas, BD-61003/R.

En el **Anexo 6** se localiza lo referente a la información técnica de las plantas prototipo como son: Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



3. Planta U-72000. Isomerizadora de Pentanos y Hexanos. (PNX).

Tiene una capacidad de diseño de 21.0 MBPD de Nafta Ligera Hidrotratada por otros, un factor de flujo esperado del 98%.

La alimentación de nafta ligera tratada con hidrógeno en las Unidades de Desulfuración de Nafta (por otros) ingresa a la Unidad PEMEX a través del lecho protector de azufre (FA-72011). La alimentación se calienta a la temperatura requerida para la eliminación máxima de azufre, a 149 °C, mediante el intercambiador de efluentes de alimentación del lecho protector de azufre y el calentador de lecho protector de azufre (EA-72015 y EA-72016, respectivamente) y se pasa a través del adsorbente. El efluente del lecho protector de azufre (FA-72011) se enfría luego mediante el intercambiador de efluentes de alimentación del lecho protector de azufre (EA-72015).

El lecho protector de azufre (FA-72011) está diseñada y operada para garantizar que la fase líquida del lecho protector de azufre se mantenga en todo momento durante la operación. Una vez que se produce el avance del azufre, normalmente después de aproximadamente un año de funcionamiento, el lecho protector de azufre (FA-72011) se retira de línea para cargar con un adsorbente nuevo. La Unidad PEMEX no necesita apagarse durante el corto tiempo necesario para cargar el lecho protector siempre que las Unidades de Desulfuración de Nafta (realizadas por otros) estén funcionando correctamente.

Sección 1.- Secadores de alimentación (FA-72004 A / B).

Aguas abajo del intercambiador de efluentes de alimentación del lecho protector de azufre (EA-72015), la alimentación fresca se combina con el reciclaje de extracción lateral Deisohexanizante. La alimentación combinada se enfría aún más mediante el enfriador de alimentación y el enfriador de alimentación (EC-72002 y EA-72011, respectivamente) antes de ir a los secadores de alimentación (FA-72004A / B).

El propósito de los secadores de alimentación de líquidos (FA-72004 A / B) es asegurar que la corriente de hidrocarburos esté seca antes de ingresar a la unidad PEMEX. Los secadores se operan en serie, excepto cuando están en el modo de regeneración cuando en ese momento solo uno estará en servicio. La corriente de C5 / C6 se introduce en el secador de alimentación de líquidos en la parte inferior y pasa por el desecante de tamiz molecular y sale por la parte superior. El flujo es dirigido a través de uno de los cruces más secos al otro secador de alimentación. El flujo de proceso normal es ascendente. El hidrocarburo seco se envía al tambor de alimentación (FA-72005).



Sección 2.- Gas de alimentación.

El hidrógeno de alimentación ingresa a la unidad desde el cabezal de hidrógeno de la refinería a través del tambor de alimentación a succión del compresor (FA-72001). El hidrógeno se comprime en cualquiera de los dos Compresores Reciprocantes (BC-72001A / B). El gas comprimido se enfría en el enfriador de gas de alimentación (EA-72001) y cualquier líquido (como la neblina de aceite lubricante) se elimina con el Eliminador de niebla de aceite de lubricación / aceite lubricante (FA-72002) del gas de alimentación. La presión en el eliminador de niebla de aceite lubricante (FA-72002) está en el PIC a 39.1 kg / cm² (g). Los compresores de alimentación PEMEX (BC-72001 A / B) también suministran gas de relleno a la Planta Isomerizadora de Butanos (Unidad de Proceso Butamer).

El gas de alimentación se debe secar para proteger el catalizador PEMEX. Los dos secadores de gas de alimentación (FA-72003 A / B) funcionan de la misma manera que los secadores de alimentación (FA-72004 A / B). Los secadores de gas de alimentación (FA-72003 A / B) operan el flujo ascendente, en serie. El hidrógeno seco se envía al circuito del reactor en el control de flujo. El hidrógeno seco también se usa para controlar la presión en el tambor de alimentación (FA-72005), ajustado a 13 kg / cm² (g).

Sección 3.- Circuito del intercambiador de reactores.

La alimentación líquida seca del tambor de alimentación (FA-72005) es bombeada por cualquiera de las dos bombas de carga del reactor (GA-72001A / B) a través del circuito del intercambiador del reactor en el control de flujo. El circuito del intercambiador del reactor consiste en el intercambiador de alimentación combinada en frío (EA-72004), el intercambiador de alimentación combinada en caliente (EA-72005) y el calentador de carga (EA-72006). El hidrocarburo líquido se combina con la corriente de hidrógeno de reposición antes de ingresar al intercambiador de alimentación combinada en frío (EA-72004).

El intercambiador de alimentación combinada en frío (EA-72004) está equipado con un bypass que se puede usar para regular la cantidad de precalentamiento de alimentación combinada. El bypass se regula con una válvula de control montada en la placa para mantener el Calentador de Carga (EA-72006) en control. La alimentación combinada se precalienta adicionalmente mediante intercambio con una porción del efluente del reactor principal en el Intercambiador de alimentación combinado en caliente (EA-72005).

Una pequeña cantidad de promotor catalítico (percloroetileno) se agrega aguas arriba del Calentador de Carga (EA-72006). Este promotor es bombeado al proceso por cualquiera de las dos bombas de inyección de cloruro (BP-72002 A / B). El



promotor del catalizador se almacena en el tambor de inyección de cloruro cubierto con nitrógeno (FA-72006).

La alimentación combinada finalmente se lleva a la temperatura deseada en el calentador de carga (EA-72006) mediante un controlador de temperatura que restablece el flujo de medio de calentamiento del intercambiador. El calentador de carga (EA-72006) está equipado con un apagado automático que se activa por baja alimentación o bajo flujo de gas de reposición. El Calentador de Carga (EA-72006) se calienta con vapor de alta presión atemperado en el control de flujo de condensado. Después de salir del calentador de carga (EA-72006), la corriente combinada calentada fluye hacia los reactores PEMEX (DC-72001 A / B).

Sección 4.- Reactores Pentano Hexano - PEMEX (DC-72001 A / B)

Los reactores PEMEX (DC-72001 A / B) son reactores de lecho fijo que utilizan catalizadores promovidos por cloruro de alta actividad (catalizadores UOP I-82 e I-84, para el primer y segundo reactor, respectivamente) para isomerizar parafinas C5 / C6 a mayor octanaje de componentes ramificados.

El funcionamiento de los reactores PEMEX (DC-72001 A / B) es tal, que un reactor se colocará en serie con el otro reactor. En varios momentos a lo largo de la vida útil de la unidad, será posible tener un reactor primario y secundario. Un solo bypass del reactor permite la operación de un reactor solo durante el arranque o el reemplazo parcial del catalizador. Los termopares se insertan en el lecho del catalizador de cada reactor para monitorear la actividad del catalizador en conjunto con las relaciones del producto.

Después de salir del primer reactor, la corriente pasa luego al Intercambiador de alimentación combinado en caliente (EA-72005) donde se elimina parcialmente el calor de reacción del primer reactor. El grado de eliminación de la temperatura se puede lograr ajustando la cantidad de intercambiador que pasa con un controlador de temperatura. Este controlador de temperatura fija la temperatura de entrada al segundo reactor.

La corriente parcialmente enfriada se dirige luego al segundo reactor, donde se completan las reacciones del proceso a una temperatura más baja. Los reactores están equipados con líneas de purga de hidrógeno que se encuentran en la entrada de cada reactor. La purga de hidrógeno se utiliza para eliminar el hidrocarburo de un reactor que se va a descargar o para presurizar un reactor. Una línea de enfriamiento de hidrógeno está ubicada en el cabezal de entrada del reactor principal para ayudar a enfriar el catalizador durante una excursión de temperatura, así como a eliminar el hidrocarburo. El enfriamiento es controlado por un HIC con indicación de flujo.



Después de salir del segundo reactor, la corriente se dirige hacia el lado del tubo del intercambiador de alimentación combinado en frío (EA-72004). El efluente del lado del tubo del intercambiador de alimentación en frío (EA-72004) es enviado al estabilizador (DS-72001) en el control de presión (31,6 kg / cm² (g) en la salida del segundo reactor).

Sección 5.- Estabilizador (DS-72001).

El propósito del Estabilizador (DS-72001) es separar cualquier hidrógeno disuelto, HCl y gases craqueados (C1, C2 y C3) del isomerado. La alimentación al Estabilizador (DS-72001) se encamina desde el Intercambiador de Alimentación Combinado en Frío (EA-72004), a través del Intercambiador de Fondos de Alimentación del Estabilizador (EA-72007).

El Estabilizador (DS-72001) se vuelve a hervir con vapor de alta presión atemperado (Rehervidor de estabilizador, EA-72008). El vapor al rehervidor estabilizador (EA-72008) es controlado por un FIC en el condensado. La cantidad de entrada de calor se ajusta para mantener el reflujo suficiente para eliminar adecuadamente el HCl y el material del fondo del estabilizador.

El vapor del estabilizador (DS-72001), que consiste en los componentes de hidrocarburos ligeros de la alimentación, se envía al Condensador del estabilizador y al Condensador de ajuste del estabilizador (EC-72001 y EA-72009, respectivamente), y luego al Receptor del estabilizador (FA -72007). Para mantener el control de presión en la columna, el gas se ventila en el control de presión (a 14,4 kg / cm²g) al depurador de gas neto (DT-72001).

El líquido se bombea desde el receptor estabilizador (FA-72007) en el control de nivel con cualquiera de las dos bombas de reflujo del estabilizador (GA-72002 A / B). Todo el líquido del receptor estabilizador (FA-72007) se calienta a reflujo al Estabilizador (DS-72001) en la bandeja No. 1.

El producto de la parte inferior se envía al Deisohexanizador (DF-72001) después de pasar por el Intercambiador de fondos de alimentación del estabilizador (EA-72007).

Sección 6.- Depurador de gas neto (DT-72001).

El gas del estabilizador fluye hacia arriba a través del Depurador de Gas Neto (DT-72001) para eliminar el cloruro de hidrógeno. El gas lavado abandona la parte superior del depurador de gas neto (DT-72001) y se dirige a la unidad de plataforma CCR en el control de contrapresión (establecido en 7,0 kg / cm²g). La pureza del hidrógeno se controla en el gas depurado para determinar los moles de



H₂ que salen del sistema para la determinación de H₂ / HCBN.

Antes de ir a la Unidad de plataforma CCR, el gas obtenido se envía a un paquete más seco (por otros) (SPE72001) para eliminar el agua a un nivel adecuado para la Unidad de plataforma CCR (<1 mol ppmv).

El 20% en peso de alimentación cáustica de la refinería se introduce en el Tanque de Dilución Cáustica (FB-72001), donde se mezcla con condensado frío y se diluye hasta la concentración objetivo del 10% en peso. El producto cáustico de alimentación se bombea con cualquiera de las dos bombas de transferencia cáustica (GA-72005A / B) desde el Tanque de Dilución Cáustica (FB-72001), a la sección del depósito del Depurador de Gas Neto (DT-72001) cuando se requiere una adición cáustica. El hidróxido de sodio en la sección del recirculación es bombeada por las bombas de circulación cáustica (GA-72003A / B) a la parte superior de la sección de lavado del depurador de gas neto (DT-72001) donde se produce un contacto a contracorriente con el gas ácido en aumento. El material cáustico también se distribuye continuamente al distribuidor debajo de la sección empaquetada. El caudal de la cáustica circulante puede controlarse mediante un indicador de flujo local.

Las bombas de transferencia cáustica (GA-72005A / B) en la unidad PEMEX también proporcionan un producto cáustico fresco a la Planta Isomerizadora de Butanos (Unidad de proceso Butamer).

Periódicamente, una porción de la sustancia cáustica que es aproximadamente el 90% del inventario de la parte inferior de la columna se retira del Depurador de gas neto (DT-72001) a un Tambor de desgasificación cáustico gastado (FA-72008), generalmente una vez a la semana, desde donde se bombea cualquiera de las dos Bombas cáustica gastada (GA-72006 A / B) a la Unidad de tratamiento cáustico gastado (por otros).

El depurador de gas neto (DT-72001) está equipado con una sección de lavado con agua en circulación sobre la sección de circulación cáustica para eliminar el material cáustico arrastrado en el gas neto. El agua de lavado se bombea a la parte superior de la sección de lavado con agua mediante una de las dos Bombas de circulación de agua (GA-72004 A / B) desde una bandeja de acumulación debajo del empaque del lavado con agua. El condensado frío de la refinería se utiliza como agua de lavado de alimentación; se bombea desde el tambor de inyección de agua (FA-72009) mediante una de las dos bombas de inyección de agua (BP-72003 A / B).



Sección 7.- Deisohexanizador (DF-72001).

La alimentación al Deisohexanizador (DF-72001) es una nafta isomerizada del Estabilizador (DS-72001). La alimentación entra en la torre sobre la bandeja central (bandeja 46 de 116). La columna opera a $1,6 \text{ kg / cm}^2 \text{ (g)}$.

El borde lateral, sale debajo de la alimentación (debajo de la Bandeja 95) y se combina con la alimentación fresca aguas arriba de los Enfriadores de Alimentación (EC-72002 y EA-72011) y los Secadores de Alimentación (FA-72004 A / B).

El vapor de la parte superior del Deisohexanizador se condensa a través del condensador del deisohexanizador (EC-72003) y el líquido se acumula en el receptor del deisohexanizador (FA-72010).

La mayor parte del líquido el domo del Deisohexanizador es reflujo, bombeado desde el Receptor Deisohexanizador (FA-72010) a través de una de las dos Bombas de Reflujo Deisohexanizador (GA-72010 A / B) de vuelta al Deisohexanizador (DF-72001). El excedente de líquido de domo se retira como producto neto. El flujo de sobrecarga neto está en control de composición a través del control de temperatura de la bandeja superior en cascada para el control de flujo de arrastre de sobrecarga neto.

El producto elevado neto se bombea desde el Receptor Deisohexanizador (FA-72010) por cualquiera de las dos Bombas de productos diversos del Deisohexanizador (GA-72009 A / B), y se enfría aún más en el Enfriador de productos diversos del Deisohexanizador (EA72013).

Se suministra calor al Deisohexanizador a través del Rehervidor Deisohexanizador (EA-72012) usando vapor de presión media. La entrada de calor del hervidor se controla mediante FIC de condensado. La entrada de calor del hervidor se ajusta para mantener la relación adecuada de reflujo a alimentación.

El producto de la parte inferior de la red es bombeado por cualquiera de las dos bombas de líquidos de fondo de Deisohexanizador (GA-72008 A / B) en el control de flujo recto a través del Enfriador de fondos de Deisohexanizador (EA-72014). El producto de fondos pesados se mezcla con el producto de domo; y el producto de isomerado combinado se envía al almacenamiento para la mezcla de gasolina.



En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.

4. U-71000. Planta Reformadora de Naftas (REF).

Esta planta estará diseñada para una capacidad de 82 MBD.

- Capacidad de diseño = 82,000 bpsd de Nafta Pesada Hidrotratada proveniente de las Unidades de Desulfurización de Naftas.
- Capacidad máxima = 110% de la capacidad de diseño
- Reducción a corto plazo (40% de reducción hidráulica) = 26,400 bpsd
- Factor de flujo esperado = 98%

Alimentación / Precalentamiento.

La alimentación a la Unidad proviene de las Unidades de Hidrodesulfuración de Nafta a través del Separador de Alimentación Surge (FA-71011), antes de ingresar a la sección de precalentamiento. La sección de precalentamiento incluye el Intercambiador de Alimentación Combinada (EA-71001) y el Calentador de Carga (BA-71001). Su función es elevar la temperatura de la alimentación más reciclar el hidrógeno a temperaturas de reacción (482 °C [900 °F] o más). Durante una operación alternativa para lograr 91 RONC, el Calentador de Alimentación (EA-71009) elevaría la temperatura de alimentación en el Intercambiador de Alimentación Combinada (EA-71001) a 120 °C.

Sección del Reactor.

La sección del reactor consiste en Reactores apilados No. 1/2/3 (DC-71001/2/3) arreglados en serie, separados por Intercalentadores No.1/2 (BA-71002/3). Los reactores contienen el catalizador Platforming (tipo de catalizador: R-254), y son donde las reacciones químicas ocurren en presencia del catalizador Platforming que convierte la alimentación Platforming en productos. La presión de entrada al Reactor No. 3 es de 3.5 kg/cm²g y la Temperatura de Entrada Promedio Ponderada (WAIT) debe mantenerse a 505/522/519 °C para el Caso Alternativo: 91 RONC / Lean / Rich respectivamente. La función de los reactores es optimizar la utilización del catalizador y producir rendimientos óptimos de producto.



En los reactores (DC-71001/2/3), el hidrocarburo ingresa por la parte superior del reactor y fluye a través del lecho de catalizador desde el exterior hacia el interior del reactor. Y entra el catalizador por la parte superior (domos) del reactor, fluye hacia abajo a través del reactor y sale por la parte inferior (fondos).

La sección de recalentamiento consiste de los Intercalentadores No. 1/2 (BA-71002/3) entre los reactores. En los reactores, las reacciones químicas que ocurren son en su mayoría endotérmicas, por lo que la temperatura de salida de cada reactor es menor que la temperatura de entrada. La función de los intercaldentadores es elevar la temperatura del efluente de cada reactor hasta la temperatura de reacción para el siguiente reactor.

La unidad del calentador tiene una sección de convección para recuperar el calor del gas de combustión. El calor que se recupera se utiliza para generar vapor de alta presión sobrecalentado. El equipo en esta sección de generación de vapor incluye un Separador de Remoción de Vapor (FA-71010) y bombas de agua de circulación (GA-71004A/B).

La sección de separación de gas / líquido consiste en el equipo que separa el producto de gas rico en hidrógeno del producto líquido del hidrocarburo rico en aromáticos. Su función es aumentar tanto la pureza del producto gaseoso como la recuperación del producto líquido.

Después de salir del Reactor No 3 (DC-71003), la corriente de productos del reactor intercambia calor con la alimentación en el Intercambiador de Alimentación Combinada (EA-71001). Los productos del reactor se enfrían aún más en el Condensador de Productos (EC-71001). La corriente del condensador se envía a través del Separador (FA-71001) para separar vapor y líquido.

Sección de Recontacto Gas de Reciclo / Gas Neto.

Todo el gas separado (gas de reciclo más el gas reciclo) del Separador (FA-71001) es comprimido por el Compresor de Reciclo (GB-71001). Después el gas de reciclo se divide a la sección del reactor, el gas neto se combina con una corriente de gas de la Unidad Pemex, y la corriente combinada se enfría en el Enfriador de Gas Neto (EC-71002), luego la corriente se separa en el Separador de Succión de Gas Neto (FA-71002). El vapor del Separador de Succión de Gas Neto (FA-71002) es comprimido por el Compresor de Gas Neto de dos etapas (GB-71002). El líquido del separador se recircula al Separador (FA-71001).

Después de la primera etapa del Compresor de Gas Neto (GB-71002), la descarga se enfría en los Enfriadores de Recontacto No. 1 (EC-71003) y No. 1 (EA-71003), y la corriente se separa en Separador de Recontacto No. 1 (FA-71003). El líquido del



Separador de Recontacto No. 2 (FA-71004) se recircula nuevamente entre los enfriadores EC-71003 y EA-71003.

El vapor del Separador de Recontacto No. 1 (FA-71003) se comprime aún más en la segunda etapa del Compresor de Gas Neto (GB-71002). La descarga del compresor se enfría en los Enfriadores de Recontacto No. 2 (EC-71004) y No. 2 (EA-71004), y se separa en Separador de Recontacto No. 2 (FA-71004). El líquido del Separador (FA-71001), que no se envía al sistema Recovery Plus, se mezcla de nuevo en el proceso entre los enfriadores EC-71004 y EA-71004.

El líquido del Separador de Recontacto No.1 (FA-71003) es bombeado al Debutanizador (DF-71001) por las bombas (GA-71002A / B) del Separador de Recontacto No.1. Este líquido bombeado, junto con el aceite rico del sistema Recovery Plus, se precalienta mediante la alimentación del Debutanizador - Intercambiador de fondos (EA-71006) antes de ingresar al Debutanizador (DF-71001). El Debutanizador (DF-71001) tiene un rehervidor de vapor (EA-71007) y un condensador de agua (EA-71008).

Sección del Debutanizador.

La carga en domos del debutanizador se condensa en el Condensador (EA-71008), y el líquido condensado se recolecta en el tanque acumulador (FA-71007). La carga líquida en domos es bombeada desde el acumulador como reflujo y producto a través de las bombas de recirculación en domos (GA-71003A/B). La carga neta de producto de GLP se trata en los Tratadores de Cloruro de GLP (FA-71008A/B) y se envía a la Unidad de Concentración de Gas en la FCC, donde se combina con el GLP de la FCC, se trata y finalmente se utiliza como materia prima para la Unidad AlkyPlus.

Los fondos del debutanizador es el producto Reformado, que se enfría primero en el intercambiador (EA-71006), después de lo cual el enfriador (EA-71005) enfría el Reformado a la temperatura requerida. El Rehervidor del Butanizador (EA-71007) utiliza vapor de alta presión, que se atempera con el uso de un atemperador de vapor (DSC-71001).

Sistemas Recovery Plus y PSA.

El vapor del Separador de Recontacto No. 2 (FA-71004) se envía al Sistema Recovery Plus (SPE-71001) para la recuperación de GLP. El aceite Lean para el sistema Recovery Plus (SPE-71001) proviene del Separador (FA-71001), y el aceite Rich se combina con el líquido del Separador de Recontacto No. 1 (FA-71003).

El vapor del sistema Recovery Plus (SPE-71001) pasa por los Tratadores de Cloro de



Gas Neto (FA-71005A / B) y el tanque de desactivación de alimentación de PSA (FA-71006), y se envía a la unidad de PSA Polybed (SPE-71002). El PSA (SPE-71002) produce hidrógeno de calidad de isomerización (adecuado para las unidades Butamer y Pemex de UOP), y se envía al Calentador de Distribución de Hidrógeno de la refinería. El Gas residual PSA se divide 50:50; una parte se envía al Calentador de Gas Combustible y la otra se envía a la Sección de Recontacto para mejorar la Recuperación de Hidrógeno.

Sección de Regeneración CCR.

La Sección de Regeneración CCR de CycleMax de la Unidad Platforming consiste en un sistema con equipo integrado que se separa, pero todavía conectado a, la Sección del Reactor Platforming, y proporciona una limpieza, del catalizador activo libre de coque que es retornado a los reactores. La circulación del catalizador regenerado ayuda a mantener un rendimiento óptimo del catalizador en condiciones de alta severidad durante largos periodos de operación de la Unidad Platforming.

La regeneración del catalizador consiste en los siguientes cuatro pasos:

- Quema de Coque
- Cloración / Oxidación
- Secado
- Reducción

Los primeros tres pasos ocurren en la Torre de Regeneración (DB-71101). El cuarto paso ocurre en la Zona de Reducción por encima de los Reactores Platforming (DC-71001/2/3). Un quinto paso, el enfriamiento del catalizador, ocurre en los fondos de la Torre de Regeneración (DB-71101) y no es parte de la regeneración real del catalizador, pero se requiere para la transferencia adecuada del catalizador. El flujo general del catalizador se controla mediante el ciclo del Lock Hopper (FA-71108) utilizando el Sistema de Control de Regeneración del Catalizador (CRCS).

El catalizador gastado del Colector Catalítico de fondos del Reactor Stack es transportado con gas ligero de nitrógeno a través de la Válvula-L del Catalizador Gastado y la línea ligera al Hopper Disengaging (Tovera de remoción) del Catalizador Gastado (FA-71103), ubicada sobre la Torre de Regeneración (DB-71101). Además, desde la Válvula-L, una pequeña corriente de nitrógeno fluye hacia arriba al Colector Catalítico, en contra corriente al flujo descendente del catalizador. Este flujo de nitrógeno aísla el hidrógeno/hidrocarburos en el reactor del gas ligero de



nitrógeno. Los sistemas de control de presión diferencial mantienen una mayor presión de nitrógeno en la válvula L del catalizador gastado que en los fondos del Colector Catalítico. Esto produce lo que se llama una "burbuja de nitrógeno".

El gas de la Zona de Remoción del Hopper Disengaging (Tovera de Remoción) del Catalizador Gastado (FA-71103) fluye a un colector de polvos del catalizador gastado (SPE-71102), donde se remueven los finos del catalizador, y luego se dividen hacia el Soplador de Gas Ligero de Catalizador Gastado (BV- 71103A) y al Soplador de Remoción de Finos de Catalizador Gastado (BV-71104). El sistema de nitrógeno se aísla de la Torre de Regeneración (DB-71101) por una pequeña corriente de nitrógeno, la cual fluye hacia abajo por la tubería del catalizador desde el Hopper Disengaging del Catalizador Gastado (FA-71103) al Adsorbedor de Cloruro (FA-71104).

El Soplador de Remoción de Finos de Catalizador Gastado (BV-71104) suministra gas de elutriación al Hopper Disengaging del Catalizador Gastado (FA-71103) para la remoción de finos del catalizador en circulación. El Soplador de Gas Ligero del Catalizador Gastado (BV-71103A) suministra gas ligero a la válvula - L del Catalizador Gastado. El Catalizador Gastado de la Zona de Remoción del Hopper Disengaging del catalizador gastado (FA-71103) fluye por gravedad a la sección inferior del recipiente. El catalizador primero es precalentado con una corriente de gas del Soplador de Remoción de Finos de Catalizador Gastado (BV-71104). Este gas fluye hacia arriba a través del catalizador y se mezcla con el resto del gas de elutriación. El catalizador fluye hacia abajo hacia el Adsorbedor de Cloruro (FA-71104) a través de una tubería donde la caída de presión es considerada entre el Hopper Disengaging del Catalizador Gastado (FA-71103) y la Torre de Regeneración (DB-71101).

El gas de venteo de la Torre de Regeneración (DB-71101) se enfría primero (enfriador de gas de venteo, EA-71105) con una corriente de aire del Soplador Enfriador (BV-71102). Este gas de venteo después fluye hacia arriba a través del catalizador en el Adsorbedor de Cloruro (FA-71104) donde el cloruro es removido del gas al catalizador. El gas de venteo se envía a la atmósfera.

El catalizador fluye por gravedad desde el Adsorbedor de Cloruro (FA-71104) hacia y a través del espacio entre las pantallas concéntricas en la Zona de Combustión de la Torre de Regeneración (DB-71101). La combustión del coque ocurre cuando el catalizador fluye hacia abajo a través del espacio anular, mientras que el gas de combustión caliente, con un contenido de oxígeno controlado, pasa radialmente a través del lecho del catalizador desde el exterior hacia el interior. Una corriente de gas neto rica en oxígeno que fluye hacia arriba internamente desde la Zona de Cloración inmediatamente por debajo se suministra oxígeno para la combustión



del coque. Esta corriente se combina con el efluente de la zona de flujo radial, se mezcla dentro de la pantalla interna, y el total sale de la Torre de Regeneración (DB-71101) en domos, fluye a través del Soplador de Regeneración (BV-71101), Enfriador de Regeneración (EC-71101), y el Calentador de Regeneración (BH-71103) retorna a la Torre de Regeneración (DB-71101).

Desde el Soplador de Regeneración (BV-71101), una parte del gas en circulación se envía a través del Calentador de Gas de Recalentamiento (BH-71105) a la Zona de Recalentamiento, una sección de flujo radial dentro de las paredes concéntricas de la zona de quemado ubicada justo debajo de la Zona de Quemado, con el propósito de recalentar el catalizador antes de que ingrese a la Zona de Cloración. Un controlador/analizador de oxígeno en la corriente de gas de combustión hacia la Torre de Regeneración (DB-71101) manteniendo el nivel de oxígeno requerido (bajo) en la corriente de gas en circulación ajustando el flujo de aire que ingresa al recipiente. El Calentador de Regeneración eléctrico (BH-71103) normalmente no opera y es solamente operado para el arranque. La corriente de gas de venteo neto se controla la presión.

Desde la zona de quemado / recalentamiento, el catalizador libre de carbono fluye por gravedad hacia la Zona de Cloración, donde los metales del catalizador son oxidados y dispersados y el nivel de cloruro del catalizador es ajustada. Una corriente neta de aire de combustión caliente fluye hacia arriba desde la Zona de Secado, ubicada directamente debajo, y se mezcla con cloruro orgánico vaporizado, inyectado a través de un distribuidor, y pasa hacia arriba en el lecho del catalizador desde los fondos. Desde la Zona de Cloración el catalizador fluye por gravedad hacia la Zona de Secado, donde ocurre el secado por medio de una contracorriente en contacto con el aire seco y caliente que fluye hacia arriba a través del lecho. El gas de la Zona de Secado fluye internamente hacia arriba en la Zona de Cloración según lo requiere el consumo de oxígeno por la Zona de Combustión.

El catalizador sale de los fondos de la Zona de Secado está caliente y el calor se intercambia con el aire entrante, el cual está a temperatura ambiente. Este intercambio de calor ocurre en la Zona de Enfriamiento, donde el catalizador caliente de la Zona de Secado se enfría por la contracorriente del flujo de aire del Secador de Aire (SA-71101). El gas caliente de la Zona de Enfriamiento fluye a través del Calentador de Aire eléctrico (BH-71104) para llevarlo a la temperatura adecuada para el secado. El flujo a través del Calentador de Aire (BH-71104) es causado por la restricción del lecho del catalizador en la sección del distribuidor de salida de la Zona de Secado.

El catalizador oxidado de los fondos de la Torre de Regeneración (DB-71101) es



transportado con gas ligero de nitrógeno a través de la Válvula-L del Catalizador Intra-Regenerado y la línea ligera hasta el Hopper Disengaging del Catalizador Regenerado y el Lock Hopper. Usando los sistemas de control de presión diferencial, una pequeña descarga de nitrógeno en el Hopper Disengaging del catalizador regenerado (FA-71106) mantiene la presión ligeramente más alta tanto en el fondo de la Torre de Regeneración (DB-71101) y los domos del Lock Hopper (FA-71108)). Desde la Válvula-L del Catalizador Intra-Regenerado una pequeña corriente de nitrógeno fluye hacia el Regenerador. Desde el Hopper Disengaging del catalizador regenerado (FA-71106), una pequeña corriente de nitrógeno fluye hacia abajo al Separador Disengaging del Lock Hopper (FA-71107). Esto aísla el equipo que contiene oxígeno (Torre de Regeneración, DB-71101) del equipo que contiene hidrógeno (Lock Hopper, FA-71108 y Reactores, DC-71001/2/3) y crea una "burbuja de nitrógeno" en la sección del catalizador regenerado.

El catalizador se transfiere a través del Lock Hopper (FA-71108) en lotes pequeños, y luego sale como una corriente que fluye continuamente a la Válvula-L del Catalizador Regenerado y a la Zona de Reducción en la parte superior de los Reactores Platforming (DC-71001/2/3). El Lock Hopper contiene tres zonas:

- Separador Disengaging del Lock Hopper (Domos) (FA-71107)
- Lock Hopper (media) (FA-71108)
- Lock Hopper Zona "Surge" (fondos) (FA-71109)

Una cantidad controlada de Gas "Booster" calentado fluye continuamente hacia la Zona "Surge" del Lock Hopper. El Sistema de Control de Regeneración del Catalizador (CRCS) permite el flujo del catalizador por lotes a través del Lock Hopper (FA-71108) variando la presión del Lock Hopper entre la Torre de Regeneración (DB-71101) y de la Válvula-L del Catalizador Regenerado. El gas de escape del Lock Hopper (FA-71108) fluye continuamente al Condensador del Producto (EC-71001) en la Unidad de Platforming.

El catalizador regenerado (oxidado) es elevado a través de la Válvula-L del Catalizador Regenerado y la línea ligera a la Zona de Reducción, la cual se encuentra sobre el lecho del catalizador del Reactor Platforming No. 1 (DC-71001). El gas "Booster" caliente y seco rico en hidrógeno entra en contacto con el catalizador en la Zona de Reducción antes de ingresar en los domos del Reactor Platforming No. 1 (DC-71001). El catalizador fluye por gravedad a través de la Zona de Reducción superior (baja temperatura) donde el vapor y el catalizador fluyen a contracorriente. El catalizador continúa fluyendo por gravedad hacia la Zona de Reducción más baja (alta temperatura) donde el vapor y el catalizador fluyen en



contracorriente. Los Calentadores de Gas de Reducción No. 1/2 (BH-71101/2) calientan el Gas “Booster” antes de ingresar a la Zona de Reducción. Una pequeña porción del gas en la Zona de Reducción más baja fluye hacia abajo a través de los tubos de transferencia de catalizador hacia la parte superior del lecho de catalizador en el primer Reactor Platforming No. 1 (DC-71001). El gas de salida de la Zona de Reducción se envía al Intercambiador de Purga del Reactor (EA-71002) aguas arriba del Colector del Catalizador en el fondo del Reactor Stack. Este gas purga el catalizador que sale del Reactor Stack de hidrocarburos, mantiene una presión diferencial positiva entre el Colector del Catalizador y el último Reactor Platforming (Reactor Platforming No. 3, DC-71001) y enfría el catalizador antes de enviarlo a la Válvula-L del Catalizador Gastado. Además, el gas de salida fluye hacia arriba a través del catalizador en el Colector del Catalizador donde el cloruro se elimina del gas sobre el catalizador.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



5. U-51000/U-52000. Planta Hidrotratadora de Diésel No.1 y No.2 (HDDI).

La Planta Hidrotratadora de Diésel (HDDI) "U-52000" está diseñada considerando el "Caso Diseño" y procesará 136 MBD (Cada tren de 68 MBD) de una mezcla amarga constituida por: Querosina (Base Turbosina) (0.1% vol.) y Gasóleo Ligero Primario (Diésel Primario) (44.4% vol.) procedentes de la Unidad de Destilación Combinada (UDC) "U-11000"; Diésel (17.4%) de la planta HDTGO "U-40000"; Gasóleo Ligero de Coquizadora (13.1% Vol.) procedente del Tren 1 y Gasóleo Ligero de Coquizadora (14.6 % Vol.) procedente del Tren 2, ambos trenes de la Planta de Coquización Retardada (PCR) "U-30000"; y Aceite Cíclico Ligero (ACL) procedente de la Planta de Desintegración Catalítica (FCC) "U-21000" (10.4 % Vol.)

La planta asimismo podrá operar satisfactoriamente con un caso denominado de operación normal a 61000 BPSD, para el cual, la carga a la planta estará constituida de la siguiente mezcla amarga:

Querosina (Base Turbosina) (6.3% Vol.) y Gasóleo Ligero Primario (44.4% vol.) procedentes de la Unidad de Destilación Combinada (UDC) "U-11000", Diésel (12.3%) de la Planta HDTGO "U-40000", Gasóleo Ligero de Coquizadora (12.9 % Vol.) procedente del Tren 1 y Gasóleo Ligero de Coquizadora (14.3 %vol) procedente del Tren 2, ambos de la Planta de Coquización Retardada (PCR) "U-30000" y Aceite Cíclico Ligero (ACL) procedente de la planta de Desintegración Catalítica (FCC) "U-21000" (9.8 % Vol.).

El diseño de la planta considera la operación eventual de recibir en la carga hasta un 20 % vol. de aceite cíclico ligero (ACL) de la Planta FCC, redefiniendo la concentración de las demás cargas para mantener el perfil térmico de la planta.

Asimismo, la unidad podrá procesar eventualmente una carga de 100 % gasóleo ligero primario de la Planta Combinada "U-11000".

En todos los casos, se considera que la mezcla amarga de carga a la Planta HDDI "U- 52000" se recibirá en L.B. caliente de planta a planta y eventualmente carga fría de tanques de almacenamiento.

La finalidad de la planta es la hidrogenación catalítica de los compuestos de azufre, nitrógeno y aromáticos; y la remoción de silicio y metales presentes en la carga, para obtener como producto principal Diésel de Ultra Bajo Azufre de 10 ppm en peso de azufre máximo, con un índice de cetano mínimo de 48 y un contenido máximo de aromáticos del 30% vol. en el Diésel, garantizando en todo momento el ciclo de corrida de 48 meses.



La planta está constituida por 4 secciones:

- Sección 1.- Reacción.
- Sección 2.- Lavado de Gas de Reciclo con Solución Acuosa de MDEA al 45% peso.
- Sección 3.- Compresión de H_2 y Recirculación de Gas.
- Sección 4.- Fraccionamiento.

A continuación, se describe cada una de las mismas:

Sección 1.- De Reacción.

Normalmente cada una de las corrientes de alimentación calientes se reciben en Límite de Batería a una presión de entre 6.0-9.0 kg/cm² man. y temperaturas de 93 a 194°C. Cada una se recibirá a control de flujo para después mezclarse y la mezcla total, previa inyección de antiensuciante en línea, pasarse a través del Paquete de Filtrado SPE-52013, donde se remueven los sólidos presentes en el Diésel amargo hasta un nivel de 20 micras. A la salida de este paquete se determina el contenido de azufre total de la carga, mediante un analizador en línea, para posteriormente hacerse pasar a través del Intercambiador de Carga/Diésel producto EA-52001 A/B, donde se ajusta la temperatura de la carga hasta 135°C para su recibo en el Acumulador de Carga FA-52001 que opera a 2.5 kg/cm² man. y 135°C. Cada controlador de flujo de las alimentaciones recibe ajuste del control automático de relación UY, el cual a su vez garantiza el control de nivel del tanque FA-52001.

De manera eventual para cuando se reciba carga fría de tanques de almacenamiento, las corrientes llegan a L.B a una presión de 6.0 y temperaturas de 55°C. Cada una de las corrientes amargas ingresa a la unidad a control de flujo, el cual recibe ajuste del control automático de relación para mantener el balance de la mezcla de carga a la unidad y el nivel del Acumulador de carga FA-52001, posteriormente la mezcla fría se recibe en el Coalescedor de Carga Fría FA-52016 que opera a 4.7 kg/cm² man. y 55°C. En este tanque se separa el agua presente en el Diésel amargo por coalescencia, de aquí la corriente de carga recibe una inyección de antiensuciante, hacia el paquete SPE-52013 y posteriormente se envía al EA-52001 A/B para ajustar la temperatura de recibo en el tanque FA-52001 de 135°C. La corriente de agua amarga colectada en la pierna se extraerá mediante la Bomba de Agua Amarga de FA-52016 GA-52009 A/B, la cual integrará esta corriente a 5.5 kg/cm² man. al cabezal general de salida de agua amarga. Al censarse alto nivel en la pierna del tanque, el interruptor por alto nivel pondrá en operación la bomba GA-52009 A/B y la detendrá automáticamente al censar la señal del



interruptor por bajo nivel de la pierna del tanque.

En el Acumulador de Carga FA-52001, que opera a una presión $2.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y una temperatura de 135°C , se separa el agua amarga que pudiera eventualmente traer consigo la corriente de carga amarga, la cual se extraerá mediante la Bomba de Agua Amarga de FA-52001 GA-52006 A/B, la cual, integrará esta corriente a $5.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ al cabezal general de salida de agua amarga. La mayor probabilidad de presencia de agua se presentaría durante el arranque de la planta, la cual deberá ser drenada antes de recibir carga caliente en el FA-52001. En la operación normal, en caso de censarse alto nivel en la pierna del tanque, el interruptor por alto nivel pondrá en operación la bomba GA-52006 A/B y la detendrá automáticamente al censar la señal del interruptor por bajo nivel de la pierna del tanque. Por otra parte, la corriente de carga, libre de agua se envía mediante la Bomba de Carga GA-52001 A/B a una presión de $99.2 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ al Primer Intercambiador Carga/Efluente del Reactor DC-52004, EA-52002 A/D, en donde intercambia calor con la corriente efluente del reactor (salida del EA-52003), elevando así su temperatura desde 136°C hasta 265°C (IDC) y 293°C (FDC).

De la carga total a la unidad, el 60% del flujo de carga amarga y el 60% de hidrógeno de recirculación se enviarán hacia el Calentador de Carga BA-52001, el restante 40% de carga líquida amarga y de hidrógeno de recirculación se enviarán a través del lado coraza del Segundo intercambiador de Carga/Efluente del reactor DC-52004, EA-52005 A/B.

Posteriormente, la corriente de hidrocarburos amargos a partir del EA-52002 A/D se divide en dos corrientes: enseguida cada una de estas corrientes se mezcla respectivamente con el hidrógeno de alta pureza proveniente del lado coraza del EA-52003. La primera corriente de mezcla se alimenta al Calentador de Carga, BA-52001, donde se calentará hasta alcanzar una temperatura de $286/352^\circ\text{C}$ (IDC/FDC). Para la operación del calentador BA-52001 sólo se considera el uso de gas combustible.

La segunda corriente de carga amarga después de mezclarse con la corriente de gas tratado rica en hidrógeno, se hace pasar por el lado coraza del EA-52005 A/B, donde alcanza la temperatura de $315/370^\circ\text{C}$ (IDC/FDC), al intercambiar calor con el efluente del Segundo Reactor de Hidrotratamiento DC-52004; una vez que ambas corrientes han alcanzado las condiciones indicadas se mezclan y se alimenta al Primer Reactor Desmetalizador DC- 52001 a $85.8 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y $298/359^\circ\text{C}$ (IDC/FDC). Este reactor está constituido por un lecho catalítico y tiene como función principal remoción de sílice, metales e iniciar reacciones de saturación de olefinas e hidrodeshidrogenación.



Posteriormente la corriente efluente del reactor DC-52001 se alimenta al Segundo Reactor Desmetalizador DC-52002 previa adición de hidrógeno de apagado para asegurar mantener la temperatura de alimentación requerida de 318/371°C IDC/FDC. Este reactor DC-52002 de un solo lecho catalítico tiene como objetivo completar la remoción de sílice e iniciar y continuar las reacciones complementarias.

La inyección de Hidrógeno de apagado se realiza mediante un control en cascada temperatura/flujo entre la entrada al reactor y/o el lecho catalítico.

El efluente del reactor DC-52002 se envía al Primer Reactor de Hidrotratamiento DC-52003, previa inyección de Hidrógeno de apagado para mantener la temperatura de entrada a este reactor de 319/372°C IDC/FDC, respectivamente. Este reactor DC-52003 está constituido por dos lechos catalíticos donde se llevan a cabo las reacciones de remoción de compuestos de Azufre, Nitrógeno, Aromáticos y saturación de olefinas.

La inyección de Hidrógeno de apagado a la entrada al reactor se realiza mediante un control en cascada temperatura/flujo entre la entrada al reactor y/o el primer lecho catalítico.

Entre el primero y segundo lecho de catalizador se inyecta una corriente de hidrógeno de apagado proveniente de la descarga del Compresor de Hidrógeno de Recirculación, GB- 52001 con el objeto de controlar la temperatura en los lechos del catalizador, cada inyección se realiza mediante un control en cascada temperatura/flujo entre la primera y segunda cama.

El efluente del reactor DC-52003 se manda al Segundo Reactor de Hidrotratamiento DC- 52004, previa inyección de Hidrógeno de apagado, el cual está constituido por dos lechos fijos de catalizador donde se llevan a cabo las reacciones que completan las reacciones de remoción de los compuestos de azufre, nitrógeno y aromáticos restantes para obtener el producto en la especificación Diésel Ultra Bajo Azufre de 10 ppm peso de Azufre máximo. Este reactor DC-52004 opera a 79.7- 79.8kg/cm² man. (IDC/FDC) y 326-378°C para IDC/FDC respectivamente.

Entre el primero y segundo lecho de catalizador de este reactor se inyecta una corriente de hidrógeno de apagado proveniente de la descarga del Compresor de Hidrógeno de Recirculación, GB-52001 con el objeto de controlar la temperatura en los lechos del catalizador.

El efluente del reactor DC-52004 a 76.6-73.8 kg/cm² man. (IDC/FDC) y 337°C-388°C (IDC- FDC) se enfría al pasar por un tren de cambiadores de calor, el cual se describe



a continuación: Primero, pasa por el EA-52005 A/B, donde intercambia calor hasta enfriarse a 324-365°C IDC/FDC con una de las corrientes de hidrógeno/hidrocarburos de alimentación al reactor de Desmetalización DC-52001. Posteriormente pasa por el Intercambiador Hidrógeno/Efluente del

Reactor EA-52003, intercambiando calor con la corriente de gas de recirculación tratado, rica en Hidrógeno, (corriente de mezcla de Gas de reposición y recirculación proveniente de los Compresores BC-52001 A/B/C y GB-52001, saliendo a 312- 347°C IDC/FDC. Finalmente, intercambia calor en el EA-52002 A/D con la corriente de carga proveniente de la bomba GA-52001 A/B, llegando al Separador Caliente de Alta Presión, FA- 52002 a 72.1-69.3 kg/cm² man. y 241-266°C para IDC/FDC, respectivamente.

La fase líquida se envía a control de nivel del FA-52002 al Primer Separador de Diésel, FA- 52008 de la Sección de Fraccionamiento y los vapores constituidos por el gas de recirculación se envían a la Sección de Lavado con MDEA.

Sección 2.- De Lavado con MDEA.

A la corriente de vapor de la sección de reacción proveniente del FA-52002 a 241-266 °C (IDC/FDC) y 72.1-69.3 (IDC/FDC) kg/cm² man., se le inyecta agua de lavado a control de flujo en forma continua, junto con inhibidor de corrosión, y se envía al Enfriador de Vapores del Separador Caliente de Alta Presión EC-52001 a una temperatura de 158-170°C (IDC- FDC), en donde condensa parcialmente para separarse en tres fases en el Separador Frío de Alta Presión FA-52003, que opera a una presión de 71.4-68.6 kg/cm² man. (IDC/FDC) y una temperatura de 54°C. La fase ligera (hidrocarburos) de este tanque se envía a control de nivel al Segundo Separador de Diésel FA-52009 de la Sección de Fraccionamiento; la fase acuosa (agua amarga) se envía a control de nivel al Tanque Acumulador de Agua Amarga FA-52014.

Para hacer el servicio de agua de lavado a la planta, esta agua se podrá recibir a control de nivel en el Tanque Acumulador de Agua de lavado FA-52012. De manera normal se recibirá agua de alimentación a calderas o eventualmente agua desflemada. Este tanque opera a 4.0 kg/cm² man. y 110°C. A partir del mismo, el agua se maneja hacia el punto de inyección mediante la Bomba de Agua de Lavado GA-52008 A/B, la cual, le eleva la presión hasta 74.1 kg/cm² man. para su envío a control de flujo al punto de inyección.

El tanque FA-52014 opera a una presión de 11.0 kg/cm² man. y a una temperatura de 54°C y recibe la mezcla de gas-liquido del FA-52003; la corriente gaseosa amarga se envía a control de presión a 9.5 kg/cm² man. a integrarse al cabezal general de salida de gases amargos a Limite de Batería, mientras que la de agua



amarga se envía a L.B. a control de nivel a 5.5 kg/cm² man., previa incorporación de las corrientes de aguas amargas producidas en las diferentes secciones de la planta (De GA-52006 A/B, GA-52009 A/B, GA-52010 A/B y FA-52009, FA-52011). Este tanque se ha provisto con un compartimiento para acumular hidrocarburos, cuando se alcance un nivel significativo se desalojan los mismos como aceite recuperado a Slop.

La corriente de gas de recirculación (rica en H₂ y H₂S) separada en el tanque FA-52003, se envía a endulzamiento en la Torre Lavadora DA-52001, la cual, opera a una presión de 71.0 kg/cm² man. y 68°C y cuenta con 20 platos, para su envío al tanque de K.O. de Succión del Compresor de Hidrógeno de Recirculación FA-52007.

A la corriente gaseosa se le elimina casi en su totalidad el ácido sulfhídrico en la Torre DA-52001 mediante el contacto a contracorriente con un solvente selectivo (proceso de absorción). Dicho gas entra por la parte inferior de la torre y se pone en contacto en contracorriente con una solución acuosa de MDEA al 45% en peso (solvente pobre), la cual, se alimenta por la parte superior de la torre (Plato 1), la amina pobre absorbe el ácido sulfhídrico del gas amargo y se obtiene un gas dulce por el domo de la torre, que se envía al FA-52007 y una corriente de amina rica en H₂S por los fondos.

La amina rica se envía a control de nivel al Tanque Acumulador de Amina Rica FA-52013 que opera a una presión de 11.0 kg/cm² man. y a una temperatura de 71°C, a partir del mismo, se obtienen dos corrientes, la primera constituida por gases ácidos que se envían a control de presión a integrarse a 9.5 kg/cm² man. a la línea general de salida de gases amargos a L.B.; la segunda corriente, constituida por la amina rica se envía a L.B. a control de nivel, a una presión de 5.5 kg/cm² man. y 71°C.

La amina pobre se recibe en L.B. a 5.0 kg/cm² man. y 65°C, se recibe a control de nivel en el Tanque Acumulador de Amina pobre FA-52015 que opera a una presión de 3 kg/cm² man. y 65° C. A partir del mismo se maneja mediante la Bomba de Amina Pobre de Alta Presión GA-52002/R, la cual, le eleva la presión hasta 73.1 kg/cm² man. para su envío a control de flujo como alimentación al plato 1 de la Torre Lavadora DA-52001.

En esta sección se encuentra ubicado el Eyector y Silenciador BY-52001, que permite realizar las maniobras de inertizado y arranque de la planta, equipos que serán suministrados como parte del Paquete del Eyector SPE-52014.

Sección 3.- De Compresión y Recirculación de Gas.

De manera normal, la alimentación a esta sección la constituye el hidrógeno de alta pureza (99.9% mol) procedente de L.B., el cual, se recibe a una presión de 22.0



kg/cm² man. y una temperatura de 38°C.

La compresión del gas de L.B. al nivel deseado, se efectuará bajo la siguiente filosofía: Se tendrán 3 Compresores Reciprocantes de tres etapas cada uno, de los cuales de manera normal solo operarán dos en paralelo cada uno al 50% del flujo total requerido en la planta y un tercero que será relevo común. El tanque de succión a los tres compresores será común; y la recirculación y sus enfriadores serán comunes para los tres compresores (circuito del spillback).

El gas rico en hidrógeno de límite de batería se envía hacia el tanque FA-52004 a control de presión en rango dividido, si la presión es disminuye abre la válvula de suministro de hidrógeno de límite de batería manteniendo la válvula controladora de presión a desfogue cerrada y viceversa.

Es importante señalar que si la presión de la sección de reacción aumenta, el control de presión localizado en el tanque FA-52003 envía señal para ajustar la capacidad del compresor de reposición, disminuyendo su aporte de gas lo que ocasiona que la presión en la succión del compresor aumente, por lo que el control de presión localizado en el tanque de succión del compresor de reposición manda a cerrar la válvula de suministro de hidrógeno, si la presión en la succión no disminuye, entonces el controlador manda abrir la válvula a desfogue hasta estabilizar el sistema.

En caso de tener una muy baja presión en el tanque FA-52004 se abre la válvula del control de presión localizada aguas abajo del enfriador EC-52007 hasta restablecer la presión.

El hidrógeno de alta pureza que proviene de la Nueva Planta de Hidrógeno (PH2) "U-73000" se recibe en el Tanque K.O. de Succión del Compresor de Hidrógeno de Reposición FA- 52004 que opera a una presión de 20.5 kg/cm² man. y una temperatura de 38°C, y posteriormente se envía al Compresor de Hidrógeno de Reposición BC-52001 A/B/C que consta de tres etapas, cada uno con interenfriadores y separadores entre la primera y segunda etapa, así como entre la segunda y tercera etapa, contándose con los siguientes equipos: Enfriador de Primera etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición EC-52002 A/B/C, Tanque Separador de la Primera Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición FA-52005 A/B/C, Enfriador de Segunda etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición EC-52003 A/B/C, Tanque Separador de la Segunda Etapa del Compresor de Hidrógeno de Reposición FA-52006 A/B/C.

El gas efluente de la tercera etapa del compresor BC-52001 A/B/C, que se encuentra a una presión de 94-96 kg/cm² man. (IDC/FDC) y una temperatura de 113-114°C, se recircula eventualmente una fracción o la totalidad de la corriente al Tanque K.O. de Succión del Compresor de Hidrógeno de Reposición FA-52004, previo paso por



el Enfriador del Spill Back del Compresor de Hidrógeno de Reposición EC-52007, lo anterior con la finalidad de controlar el flujo de succión de compresor de hidrógeno de reposición BC-52001 A/B/C.

La corriente de gas de reposición a partir de la tercera etapa del compresor BC-52001 A/B/C se mezcla con una parte del flujo de la descarga del Compresor de Hidrógeno de Recirculación GB-52001 que está a una presión de 94-96.0 kg/cm² man. (IDC/FDC) y a una temperatura de 107/114°C (IDC/FDC). La mezcla de hidrógeno resultante a presión de 94-96.0 kg/cm² man. (IDC/FDC) y una temperatura de 112/114 °C (IDC/FDC) se envía al intercambiador EA-52003 de la Sección de Reacción. El gas restante de la descarga del compresor de Recirculación GB-52001 se envía como corriente de apagado a los reactores DC-52002, DC-52003 y DC-52004 a las condiciones de 107/114 °C y 94-96.0 kg/cm² man. (IDC/FDC).

Cada uno de los tres compresores de reposición, enfriadores interetapa, tanques separadores y enfriador del spillback, serán manejados en un paquete denominado Paquete de Compresor de Hidrógeno de Reposición SPE-52015, el cual será suministrado por contratista del IPC en base a la definición del mismo, incluida dentro del paquete de Ingeniería Básica.

Con relación al hidrógeno de recirculación, en esta sección se recibe esta corriente procedente de la torre DA-52001 de la Sección de Lavado con MDEA a una presión de 71.0 kg/cm² man. y una temperatura de 68°C, la cual, se recibe en el Tanque K. O. de Succión del Compresor de Hidrógeno de Recirculación, FA-52007. Del total del flujo de gas, a partir de este tanque, se divide en dos corrientes, la primera (la de mayor proporción del flujo) se envía al Compresor de Hidrógeno de Recirculación GB-52001 a fin de acondicionar el gas hasta la presión de 94/96.0 kg/cm² man. (IDC/FDC) necesaria para su recirculación e integración a la Sección de Reacción, previa reposición del hidrógeno consumido, y la segunda corriente constituida por la purga se envía a control de flujo o presión del tanque FA-52003, para su envío a L.B. a 9.5 kg/cm² man. y 69°C. Esta purga normalmente no opera en el caso de inicio de corrida sin embargo para cuando la pureza del Hidrogeno disminuya al valor de 89.1% mol entonces se requerirá purgar de acuerdo a el valor definido en el balance de fin de corrida para garantizar la pureza del hidrogeno a la sección de reacción.

Los líquidos a partir de los tanques FA-52004, FA-52005 A/B/C, FA-52006 A/B/C, se enviarán a control de nivel a desfogue. En lo que respecta a los líquidos del tanque FA-52007 constituidos por solución de amina se enviarán a control de nivel a integrar aguas abajo del control de nivel de la Torre DA-52001 para su envío al tanque FA-52013.



El compresor de hidrógeno de recirculación, la turbina de condensación total y todo el sistema de condensación total, serán manejados integralmente en el Paquete de Compresor de Hidrógeno de Recirculación SPE-52016, el cual será suministrado por el contratista del IPC en base a la especificación del mismo, que está incluida dentro del Paquete de Ingeniería Básica. Este manejo integral es lo más conveniente para procurar el buen funcionamiento de este sistema que es fundamental para la planta y poder cumplir con las garantías del proceso.

Sección 4.- De Fraccionamiento.

La función principal de esta sección es separar los hidrocarburos ligeros, gases amargos y nafta sin estabilizar del Diésel desulfurado de Ultra Bajo Azufre, utilizando para este fin la Torre Agotadora DS-52001 y la Torre Fraccionadora DF-52001 y sus respectivos equipos periféricos.

La sección recibe como carga el líquido proveniente del Separador Caliente de Alta Presión FA-52002 de la Sección de Reacción, el cual, se expande y el líquido-vapor resultante se recibe en el Primer Separador de Diésel FA-52008, que opera a 14.4 kg/cm² man. de presión y a una temperatura 243-267 °C (IDC-FDC). El líquido separado de este tanque, se envía a control de flujo en cascada con el control de nivel del mismo tanque, como carga al plato 1 de la Torre Agotadora DS-52001, previo mezclado con los líquidos obtenidos a partir del Segundo Separador de Diésel FA-52009.

En lo que respecta a la corriente de vapores amargos ricos en H₂S que se obtienen a partir del tanque FA-52008, se le adiciona en línea inhibidor de corrosión, así como también se le inyecta agua de lavado a control de flujo con la finalidad de barrer las sales de amonio para enseguida condensarse parcialmente al pasar por el Enfriador Final de Gases EC-52006, de donde la mezcla líquido-gas se envía al Segundo Separador de Diésel FA-52009, que opera a una temperatura 56°C y una presión de 14.0 kg/cm² man. En este tanque también se recibe la corriente de líquido proveniente del Separador Frío de Alta Presión FA-52003 de la Sección de Lavado con MDEA. El líquido separado en el FA-52009 se envía a control de flujo en cascada con el control de nivel del mismo tanque a mezclarse con los líquidos del FA-52008 para su envío como carga al plato 1 de la torre DS-52001.

La corriente de gas amargo del FA-52009 se envía a control de presión a mezclarse con la corriente principal de salida de gas amargo a L.B. del Tanque FA-52011 para ser entregados a 9.5 kg/cm² man. y 53/59 °C (IDC/FDC).

La Torre Agotadora DS-52001 opera a 11.4 kg/cm² man. y 219°C en el domo, y en el fondo a 11.8 kg/cm² man. y 217°C. Está provista de 20 platos valvulados de tipo convencional y tiene la función principal de remover, mediante el empleo de vapor



vivo de agotamiento de media presión a contracorriente, los gases amargos ricos en hidrógeno, H_2S e hidrocarburos ligeros ($C1, C2, C3, C4$ 'S) de la corriente de nafta y Diésel, su inclusión asegura que la gasolina que se obtendrá a partir de la Torre Fraccionadora DF-52001, tenga un valor aceptable de PVR que permita y garantice poder almacenar esta nafta en la refinería.

La corriente de vapor de domos, rica en agua, H_2S , hidrógeno e hidrocarburos ligeros, recibe una inyección de inhibidor de corrosión y se envía al el Primer Condensador de Torre Agotadora EC-52008, donde se condensa parcialmente al enfriarse hasta $50^{\circ}C$, posteriormente la corriente se hace pasar a través del Segundo Condensador de Torre Agotadora EA-52004, donde la corriente se enfría hasta $38^{\circ}C$, para posteriormente recibir la mezcla liquido-liquido-gas amargo en el Acumulador de Reflujo de la Torre Agotadora FA- 52011, que opera a una presión de $10.7 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y $38^{\circ}C$. A partir de este tanque la corriente gaseosa constituida por el gas amargo se envía a control de presión a $9.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ como corriente principal de gas amargo a L.B, previo mezclado en línea con las corrientes de gases amargos y ácidos provenientes de los tanques: FA-52009, FA-52014, FA-52007 y FA-52013.

La corriente de hidrocarburos líquidos a partir del tanque se maneja mediante la Bomba de Reflujo de Torre Agotadora GA-52007 A/B, la cual, le eleva la presión hasta $14.4 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$, para su envío a control de flujo en cascada con el nivel del tanque FA-52011 al plato 1 de la torre DS-52001.

Para la remoción del agua amarga a partir del tanque FA-52011, este tanque está provisto con una pierna separadora, de donde, el agua amarga se extrae a control de nivel y se envía directamente a integrarse al cabezal principal de salida de agua amarga a L.B.

La corriente de producto de fondos de la torre DS-52001, rica en nafta-Diésel y con un contenido mínimo de ligeros y sin H_2S , se envía a control de nivel, previo precalentamiento en el Intercambiador Alimentación/ Fondos de Torre Fraccionadora EA-52006 como alimentación al plato 13 de la Torre Fraccionadora DF-52001 a una temperatura de $260^{\circ}C$ y $3.3 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$

La Torre Fraccionadora DF-52001, la cual tiene 30 platos de válvulas, opera en el domo a una presión de $3.1 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y a una temperatura de $174^{\circ}C$ y en el fondo a una presión de $3.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y a una temperatura de $317/319^{\circ}C$ (IDC/FDC). Los vapores del domo, una vez que se les inyecta el inhibidor de corrosión se envían al Primer Condensador de Torre Fraccionadora EC-52005 donde, la corriente se enfría hasta $50^{\circ}C$ para posteriormente continuar la condensación hasta $38^{\circ}C$ en el Segundo Condensador de Torre Fraccionadora EA-52009, para que finalmente la



mezcla de agua e hidrocarburos líquidos resultante sea recibida en el Acumulador de Reflujo de Torre Fraccionadora FA-52010, en donde se lleva a cabo la separación de las fases, operando a una presión $2.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y una temperatura de 38°C . El control de presión de este tanque acumulador de reflujo se realiza mediante el desvío de vapores calientes del domo de la torre, que se inyectan al acumulador de reflujo a control de presión.

Del acumulador FA-52010 se separan dos fases: los hidrocarburos líquidos, parte de los cuales se envían a control de flujo en cascada con la temperatura del Plato 4 como reflujo a la torre DF-52001, mediante la Bomba de Reflujo de Torre Fraccionadora GA-52003 A/B y el resto se envía a control de flujo en cascada con el control de nivel del FA-52010 como nafta amarga producto a límite de batería a $7.50 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y 38°C . De manera normal, la nafta se enviará como carga a la planta HDN "U-61000"/"U-62000" o eventualmente a almacenamiento.

El agua amarga a partir de la pierna del tanque FA-52010, se maneja mediante la Bomba de Agua Amarga de FA-52010, BD-52001 A/B, la cual le eleva la presión hasta $7.0 \text{ kg/cm}^2 \text{ man}$ para su envío a control de nivel a integrar al cabezal principal de salida de agua amarga a L.B. a $5.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y 38°C .

Normalmente no se esperan gases en el tanque FA-52010, en caso de que existan estos se enviaran a control de presión a desfogue.

Del fondo de la torre DF-52001 salen dos corrientes de Diésel desulfurado de ultra bajo azufre, la primera se envía a control de flujo al Rehervidor de Torre Fraccionadora BA- 52002 A/B, mediante la Bomba de Recirculación al Rehervidor BA-52002 A/B, GA-52005 A/B/C/D, a una presión de $9.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y una temperatura de 317°C , obteniendo la vaporización necesaria (33% molar) para regresar al fondo de la torre a 331°C y $3.5 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y proporcionar los requerimientos térmicos.

La segunda corriente es el Diésel desulfurado producto de Ultra Bajo Azufre que se maneja mediante la Bomba de Diésel Producto GA-52004 A/B, a una presión de $13.0 \text{ kg/cm}^2 \text{ man.}$ y a una temperatura de 317°C .

El Diésel Producto a partir de la descarga de la Bomba GA-52004 A/B, pasa a través del lado tubos del EA-52006 donde se enfría a una temperatura de 261°C al intercambiar calor con la corriente líquida de la torre DS-52001 que se envía como carga a la Torre DF-52001. Posteriormente, la corriente de Diésel de UBA producto se hace pasar a través del Generador de Vapor EA-52007, enfriándose a una temperatura de 217°C , después intercambia calor con el agua para caldera en el Precalentador de Alimentación a Generador de Vapor EA-52008, saliendo a la temperatura de $209/208^\circ\text{C}$ (IDC/FDC). Posteriormente esta corriente de Diésel



producto se puede enviar de ser necesario hacia el EA-52001 AB para precalentar la carga a la planta al nivel requerido de 135°C y/o desviarse mediante el ajuste automático del control de Temperatura (válvula de tres vías) hacía el Enfriador de Diésel Producto EC-52004, donde se enfría hasta 55°C para su envío a control de flujo en cascada con el control de nivel de la torre DF-52001 hacía L.B. a una presión de 7.5 kg/cm² man. y una temperatura de 55°C.

Para cuando se opere con carga fría, procedente de almacenamiento, (38°C mínimo) a la planta, será necesario calentar la misma hasta 135°C. Esto se efectuará en el Intercambiador de Carga/Diésel Producto EA-52001, utilizando para tal fin la corriente de Diésel producto a partir del EA-52008, controlando la temperatura de 135 °C a la entrada del tanque FA-52001 mediante un control de temperatura que desvía la cantidad necesaria de Diésel producto del EA-52001, para finalmente la corriente total de Diésel resultante de la mezcla de salida del EA-52001 más el desvío, continúe con el enfriamiento complementario en el EC-52004 como se indicó anteriormente.

Para enfriar el Diésel producto como se citó anteriormente, el Diésel se hace pasar a través del tren de enfriamiento EA-52006, seguido del EA-52007, seguido del EA-52008. Para poder lograr tal finalidad se recibe de L.B. agua de alimentación para caldera proveniente a una presión de 26 kg/cm² man. y 110°C, la cual se alimenta a control de flujo al lado tubos del EA-52008, de donde sale a 14.0 kg/cm² man. y 197°C y posteriormente, se envía al Generador de vapor EA-52007, donde se genera vapor saturado para posteriormente ser enviado a la sección de convección del calentador BA-52002 A/B para su sobrecalentamiento. Más adelante se tiene un controlador de presión con su válvula respectiva para regular sus condiciones de entrega a 13.5 kg/cm² man. de presión y una temperatura de 230°C, para su correspondiente integración a L.B. como vapor de media presión.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



6. U-41000/U-42000/U-40000. Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 y No. 2 (HDTGO).

Se proporciona una descripción del proceso para ser utilizado para el diseño base de la Unidad de Hidrotratamiento de Gasoleo (Unidad de 40000, 41000, 42000) en la Nueva Refinería. El objetivo de la unidad es producir gasóleo bajo en azufre con 660 ppm en peso de azufre o menos para alimentar la nueva unidad de FCC. Además, se producirá un producto Diésel bajo en azufre con 80 ppm en peso de azufre máximo. La unidad de dos trenes se diseñará según sea necesario para satisfacer un rendimiento de diseño de 105.000 BPD.

La Unidad de Hidrotratamiento de Petróleo y Gas (HDTGO) está diseñada con dos circuitos paralelos de reactores independientes para facilitar el aislamiento en línea de un solo tren para el reemplazo o mantenimiento del catalizador. Por lo tanto, la unidad consta de dos circuitos independientes de presión media (MP) y alta presión (HP), cada uno con su propio compresor de reciclaje. Los productos líquidos fríos y calientes de alta presión de cada tren se reducen a un circuito dedicado de presión media (MP) para la recuperación de H_2 , y los productos líquidos de los separadores MP se envían al separador y fraccionador comunes. La unidad se compone de las siguientes secciones:

- Tren 1 y 2 Secciones Alimentación
- Tren 1 y 2 Secciones de reacción HP
- Tren 1 y 2 secciones de separación MP
- Sección de agotamiento
- Sección Fraccionamiento

Como partes de las secciones MP y HP de alimentación pueden estar presentes (e idénticos) en ambos trenes de reactores, la siguiente descripción seguirá el tren 1. El tren 2 tiene un esquema de flujo idéntico al del tren 1.

Descripción del proceso.

Sección de Alimentación.

La carga de alimentación límite de la batería para la unidad es una mezcla de gasóleos al vacío de funcionamiento directo (medio y pesado) y gasóleos de coquería pesado. Los flujos normalmente se suministran en caliente directamente desde las unidades aguas arriba, con flexibilidad para suministrar flujos de frío desde el almacenamiento. La materia prima se calienta contra el



producto Diésel en el intercambiador de producto de alimentación fresca/ Diésel (EA-40009) y luego contra el fondo del fraccionador en los intercambiadores de fondo de alimentación fresca/ fraccionador (EA-40002 A/B), que son dos carcasas en paralelo. El flujo se divide, se filtra y se carga al primer tambor de sobretensión para alimentación de trenes (FA-41001).

Hay dos tambores de alimentación de sobretensiones (uno para cada tren paralelo) para facilitar el cierre y reinicio de un solo tren cuando el otro tren está en operación normal. Aguas abajo de los intercambiadores de precalentamiento, la alimentación se divide, con el flujo a cada uno en el control de flujo restablecido por el nivel líquido del tambor de sobretensión correspondiente. También se recomienda que los caudales de alimentación individuales se ajusten a través de un controlador de relación para mantener la misma proporción de mezcla de las tres corrientes de alimentación.

El filtro de alimentación del primer tren (FG-41001) es un filtro de tipo de retrolavado automático, y el esquema de control para el retrolavado depende del proveedor específico. Aunque hay dos módulos de filtro (una para cada tren), se podría usar un solo sistema de recolección para el material de lavado posterior. Se utiliza una válvula de control de contrapresión en la alimentación filtrada para proporcionar suficiente presión para el fluido de lavado posterior.

El tambor de la oleada de alimentación es un tambor vertical, con la presión mantenida por un sistema de control de rango dividido con una manta de gas combustible. La temperatura de alimentación en el tambor de sobretensión de alimentación se mantiene por un controlador de temperatura en la salida del lado de la carcasa de la alimentación fresca / Intercambiador de fondos de fraccionador que varía la derivación alrededor del intercambiador en el lado inferior del fraccionador.

La alimentación de gasóleo se bombea a través de las bombas de alimentación del primer tren (GA-41001 A / B) desde el tambor de sobretensión de alimentación hasta los circuitos del reactor del primer tren en el control de flujo.

El hidrógeno de reposición se suministra desde PH2 al compresor de succión del primer tren de maquillaje de aspiración del compresor KO Tambores (FA-41008 A / B), y luego es comprimido por los Compresores de Maquillaje del Primer Tren (BC-41001 A/B). Dos compresores funcionan en paralelo para suministrar el maquillaje H_2 requerido a cada tren. Los compresores de maquillaje son máquinas reciprocantes de tres etapas con enfriamiento entre etapas y eliminaciones. La descarga entre etapas se enfría con aire para minimizar el uso de agua de refrigeración.



El caudal de hidrógeno de reposición a la sección de reacción se controla por medio del sistema de retorno del compresor. Axens recomienda el uso de HydroCOM, un sistema de control preciso y de acción rápida para el funcionamiento seguro y eficiente de los compresores alternativos. Este sistema de control continuo permite al operador para comprimir sólo la cantidad requerida de gas, evitando así el gasto innecesario de energía en la compresión del gas que de otra manera se derramaría. El hidrógeno de reposición en cada tren se mezcla con el hidrógeno reciclado aguas abajo del compresor de gas reciclado antes de precalentar el gas de tratamiento y luego se combina con la alimentación de gasóleo líquido para cada tren del reactor.

Sección de Reacción HP.

El gas de reciclado combinado e hidrógeno maquillaje se precalienta primero en el primer tren de reciclado de gas precalentadores (EA-41002 A / B) contra el vapor desde el primer tren Hot HP separador de tambor (FA-41002), antes de ser combinado con la alimentación de gasóleo de las bombas de alimentación. El aceite gas / H_2 mezcla de alimentación se calienta contra el efluente del reactor en el primer reactor de tren de alimentador/efluente Intercambiadores (EA-41001 A / B / C / D), que son cuatro proyectiles dispuestos en serie. Una derivación se proporciona alrededor del lado de la carcasa (lado de alimentación del reactor) para controlar la temperatura de salida del efluente del reactor lado del tubo.

La mezcla de aceite y el hidrógeno precalentado es finalmente calentada a la temperatura de entrada del reactor en el primer tren Reactor calentador (BA-41001). La temperatura de entrada del reactor es controlado por el flujo de gas combustible al calentador.

La mezcla de alimentación caliente se encamina desde el calentador al primer reactor de tren (DC-41001), que funciona como un reactor de dos fases de flujo descendente con cuatro lechos catalíticos para asegurar una buena distribución de líquido y gas a través del lecho de catalizador. Además, se proporcionan bandejas de mezcla en cada zona de enfriamiento rápido para asegurar una buena mezcla entre el gas de enfriamiento rápido y el efluente del lecho catalítico.

El reactor contiene cuatro lechos catalíticos y el hidrógeno de reciclaje se utiliza como gas de enfriamiento rápido para mantener la WABT deseada en cada uno de los lechos catalíticos. El efluente de cada lecho catalítico se enfría rápidamente para controlar la temperatura de entrada del lecho catalítico posterior. La temperatura de salida específica de cada lecho catalítico de



hidrotratamiento es el mismo. El gas de enfriamiento rápido se suministra en el control de flujo, restablezca por la temperatura de entrada del lecho catalítico a continuación.

El efluente del reactor es enfriado por el precalentamiento de la alimentación del reactor en la Alimentación del reactor / efluente Intercambiadores y luego fluye hacia el Hot HP separador de tambor en el que el vapor brilló se enfría adicionalmente contra el hidrógeno de reciclaje y gas maquillaje en los precalentadores de reciclado de gas. El efluente del reactor es enfriado a continuación en el primer tren MP líquido precalentado (EA-41003) antes de ser enfriada adicionalmente en el enfriador de vapor con separador de HP de primer tren caliente (EC-41001). Luego se envía el líquido caliente de la aceleración de HP separador de tambor para el primer tren caliente MP separador de tambor (FA-41006) en el restablecimiento de control de flujo por el nivel de líquido en el separador de tambor caliente de HP.

El agua de lavado se inyecta en el efluente de vapor caliente HP separador a la entrada de la Hot HP separador de vapor del refrigerador con el fin de evitar cualquier depósito de sales de amonio y el riesgo de corrosión. El agua de lavado es una mezcla de agua reciclada de la Stripper Reflujo del tambor (FA-40005) y fraccionador Reflujo del tambor (FA-40006), además de agua de relleno de la Sour Unidad de Agua de desmontaje. Una conexión adicional de agua de lavado se proporciona aguas abajo de los precalentadores de reciclado de gas para facilitar el lavado de los depósitos de sal de cloruro que pueden ocurrir, aunque normalmente no se requiere inyección continua. El efluente de fase mixta de la aceleración de HP separador de vapor frío es enviado al primer tren en frío HP separador de tambor (FA-41003). Tres fases se separan en este tambor horizontal equipado con un deflector interno para facilitar la separación de las fases acuosa y de hidrocarburos líquidos. Una fase de agua que contiene las sales de amonio y se saturó con H_2S se elimina bajo control de nivel de interfase líquido desde el tambor hasta el primer tren en frío MP separador de tambor (FA-41007). La fase de hidrocarburo líquido se elimina bajo control de nivel del frío HP separador de tambor. El hidrocarburo líquido del frío HP separador de tambor se encamina al primer tren de vapor caliente MP Separador Cooler (EC-41002). El vapor del frío HP separador se enruta al primer tren HP Amina Absorber KO Drum (FA-41004) para eliminar cualquier hidrocarburos líquidos arrastrados de la corriente de gas antes de entrar en la parte inferior del primer tren HP Amina absorbedor (DA-41001), donde la mayoría del H_2S se retira del gas de reciclo. En el HP Amina Amortiguador, el gas de reciclo se pone en contacto con una solución de amina pobre (45% en peso de MDEA). amina pobre se suministra a la HP Amina absorbedor a través



de las bombas de Lean amina (GA-40002 A / B), que son compartidos entre ambos trenes. La amina magra se bombea a la parte superior de la HP Amina Absorber en control de flujo. La amina rico se retira en el control de nivel de la parte inferior de la HP Amina absorbedor y enviado a la amina rica flash tambor (FA-40004) de flash de la recuperación de hidrógeno y las luces antes de encaminar la amina rica a la unidad de amina de regeneración para el tratamiento. Hay un indicador de diferencial de temperatura, que mide la diferencia de temperatura entre el suministro de amina pobre y el gas ácido a la HP Amina absorbedor.

Como tal, los ajustes apropiados se deben hacer en el Amina Unidad de regeneración. Una parte del gas tratada de la HP Amina Absorber puede ser purgado bajo de reinicio de control de flujo por control de la presión de la amina Absorber KO Drum. Durante el funcionamiento normal no hay flujo de purga HP y todo el gas tratado desde el absorbedor HP Amina será dirigida al primer tren de reciclaje Compresor KO tambor (FA- 41005) que está equipado con una almohadilla de malla de alambre para eliminar cualquier amina líquido arrastrado de la corriente de gas antes de alimentar el primer tren de reciclaje compresor (GB-41001). Cualquier amina condensada en el compresor de reciclado KO Drum se elimina bajo control on / off nivel y la mezcla con la amina rica desde el fondo HP Amina absorbentes antes de ser enrutada a la amina rica flash Drum.

El gas de reciclado se comprime en el compresor de reciclado, que se especifica como un tipo centrífugo con una unidad de turbina de vapor de tipo de condensación. Desde el compresor de recirculación de descarga de una parte del gas se envía al reactor en el control de flujo para el enfriamiento rápido de reacción en cada lecho de catalizador. El gas de reciclado restante se combina con hidrógeno de reposición de las maquillaje Compresores y se calienta contra el vapor caliente efluente del reactor en el reciclo de gas precalentadores y se combina con alimentación de aceite líquido aguas arriba de la Alimentación del reactor / efluente intercambiadores. El compresor de recirculación también está equipado con un sistema anti-surge, con su spillback que fluye al separador de vapor caliente HP Cooler.

La presión del circuito del reactor se mantiene normalmente por dos controladores de presión en la salida de vapor frío HP separador de tambor. El controlador de presión primario mantiene la presión bucle reactor restableciendo el controlador de flujo de hidrógeno de maquillaje. El controlador secundario sólo se aplica en el caso de que la presión de la sección de reacción se vuelve demasiado alto; este controlador de presión restablece el flujo de la HP Purga de la HP Amina absorbedor.



Sección de Separación MP.

El líquido caliente de la aceleración de HP separador de tambor fluye en el control de nivel para el Hot MP separador de tambor. El vapor de la Hot MP separador de tambor se combina con el líquido frío del frío HP separador de tambor y el agua de lavado del agua de lavado Bombas (GA-40001 A / B). El agua de lavado se inyecta en la entrada del refrigerador de aire de control de flujo, a fin de evitar cualquier depósito de sales de amonio y el riesgo de corrosión. La corriente mezclada se enfría a continuación en el separador de vapor caliente MP Cooler.

El efluente de fase mixta del separador de vapor caliente MP enfriador se envía al Primer Tren Frío Separador MP Tambor, donde se separan las tres fases. El tambor separador de MP frío es un tambor horizontal con un deflector para facilitar la separación de las fases acuosa y de hidrocarburos líquidos. La fase vapor que sale del tambor separador de MP frío se envía a límites de batería para la recuperación de hidrógeno.

Una fase de agua que contiene la sal de amonio y se saturó con H_2S se elimina bajo control y de nivel de interfaz líquido enviado directamente al destello de agua agria. La fase de hidrocarburo líquido se elimina bajo de reinicio de control de flujo por nivel del frío MP separador de tambor y se encamina a la MP Liquid precalentador y luego se combina con el líquido MP frío del segundo tren.

El líquido MP combinada es calentada adicionalmente en el MP fría Separador / fraccionador Bottoms Intercambiador (EA-40004) antes de fluir al separador (DS-40001). La temperatura de esta alimentación separador separador frío se mantiene mediante la variación de un puente alrededor de la fría MP separador/fraccionador Bottoms Intercambiador en el lado colas del fraccionador.

Sección Stripper.

La sección de extractor es común a los dos trenes. El Stripper tira H_2S y los productos finales ligeros a partir de la corriente líquida efluente del reactor suministrado desde el frío y caliente MP Separator tambores. Sobrecalentado MP de vapor se introduce en la parte inferior del separador para facilitar la separación del H disuelto a partir del producto de aceite de gas a un H_2 contenido de S de aproximadamente 1 ppm en peso en el producto de aceite de gas que sale de la parte inferior del separador. El separador contiene 35 bandejas (bandejas numerados de arriba a abajo) y tiene tanto una alimentación caliente y caliente. La alimentación separador caliente viene de los calientes MP Separator tambores y entra en el separador por encima de la



bandeja 15. La temperatura de alimentación separador caliente se controla mediante la variación de la temperatura de funcionamiento caliente HP separador de tambor. La alimentación separador caliente viene de la fría MP separador / fraccionador Bottoms Intercambiador y entra en el separador por encima de la bandeja 11. La temperatura de la alimentación separador caliente se controla con una derivación alrededor de la fría MP separador / fraccionador Bottoms Intercambiador. El vapor de cabeza del separador se condensa parcialmente en el condensador separador de aire (EC- 40001) y el separador de ajuste condensador (EA-40001) antes de ser recogida en el separador de reflujo del tambor, que está equipado con una bota de agua. agua y la corrosión inhibidor de lavado se inyecta en el vapor de cabeza del separador para minimizar la corrosión equipo de cabeza y lavar las sales de amonio que se pueden formar en el aire condensador separador.

En el separador de reflujo del tambor, el vapor, líquido de hidrocarburo, y fases de agua se separan. La temperatura de funcionamiento del separador de reflujo del tambor se controla variando la velocidad de los motores de los ventiladores del separador de aire del condensador. El vapor procedente del separador de reflujo del tambor se combina con el gas ácido de la amina rica flash de tambor y se envía a PTRG. La presión de cabeza del separador se mantiene controlando el flujo de vapor que sale del separador de reflujo del tambor a través de un controlador de contrapresión. El agua agria decantada se envía en el control de nivel de interfaz desde el separador de reflujo del tambor al agua de lavado sobretensiones tambor (FA-40001). El hidrocarburo líquido se bombea a través del separador de reflujo Bombas (GA-40003 A / B) o bien a la parte superior de la Stripper como reflujo, en restablecimiento de control de flujo por la temperatura de cabeza del separador, o a los límites de batería como producto de nafta salvaje, on reset de control de flujo por el nivel de líquido del separador de reflujo del tambor. El destino de producto de nafta salvaje es normalmente la unidad de hidrotratamiento de nafta de coquización, pero también puede ser enviada a la planta de gas sat.

El Stripper producto de cola se bombea a la sección fraccionador a través de las bombas del separador inferior (GA-40004 A / B) y su flujo es en restablecimiento de control de flujo por las partes inferiores del separador de nivel de líquido.

Sección de Fraccionamiento.

Los fondos del separador se precalientan en contra de las colas del fraccionador en el pienso fraccionador / inferior Intercambiadores (EA-40003 AF), que son dos conjuntos paralelos de tres proyectiles en serie, y en el calentador fraccionador



(BA-40001) antes de ser alimentado al fraccionador (DF-40001). La temperatura de la alimentación fraccionador se controla variando el flujo de gas combustible al calentador.

La alimentación del fraccionador entra en el fraccionador encima de la bandeja 21 de una columna de 32 bandeja (numerado de arriba a abajo). El vapor de cabeza del fraccionador se condensa totalmente en el aire del condensador fraccionador (EC-40002) y se recoge en el fraccionador Reflujo del tambor. El agua se elimina de la bota fraccionador Reflujo del tambor y se bombea a través de las bombas de fraccionador agua (GA-40005 A / B) al agua de lavado sobretensiones tambor en el control de nivel en el maletero. El líquido hidrocarbonado se retira del tambor y se bombea a través del fraccionador reflujo Bombas (GA-40006 A / B) o bien de vuelta al fraccionador como reflujo en control de flujo, restablecer por la temperatura de cabeza fraccionador, o se enfría en la nafta Cooler (EA -40007) y se envía a la Unidad de nafta HDT en el control de flujo, restablezca por el nivel de hidrocarburos fraccionador reflujo del tambor.

La presión de cabeza del fraccionador se controla mediante el uso de una manta de gas combustible en el fraccionador Reflujo del tambor con un selector de señal de baja a utilizar la cabeza del fraccionador o presión fraccionador Reflujo del tambor para actuar sobre el control manta rango dividido. Diésel se extrae de la bandeja fraccionador dibujar debajo de la bandeja 9 y, o bien fluye a la Diésel Bombas (GA-40008 A / B) o bombas de la recirculación por bombeo (GA-40007 A / B). El producto Diésel se enfría en en el Frech alimentador / Diésel Intercambiador de producto antes, durante el funcionamiento normal, de ser enviado a HDDI bajo el control de flujo. La temperatura del Diésel a HDDI se controla mediante el envío de porciones del flujo a través del refrigerador de aire Diésel (EC-40003). Además de ser enviado a HDDI, el Diésel también se puede enviar a almacenamiento. En el caso de que el Diésel se envía a almacenamiento, es aire enfriado en el refrigerador de aire Diésel antes de ser enviado el control de flujo para el almacenamiento. El material de extracción lateral Diésel también se utiliza en el circuito de recirculación por bombeo Diésel. El líquido fluye desde la bandeja de drenaje y se bombea a través de la recirculación por bombeo Bombas ya sea a la bomba de alrededor de circuito o de vuelta al fraccionador encima de la bandeja 10 como un reflujo interno. El reflujo interno está en control de flujo, restablecer por el nivel de la bandeja drenaje, mientras que la tasa de alrededor de la bomba de flujo está en control de flujo. La recirculación por bombeo se utiliza para generar tanto vapor MP y LP en el generador de vapor MP En recirculación por bombeo (EA- El reflujo interno está en control de flujo, restablecer por el



nivel de la bandeja drenaje, mientras que la tasa de alrededor de la bomba de flujo está en control de flujo. La recirculación por bombeo se utiliza para generar tanto vapor MP y LP en el generador de vapor MP En recirculación por bombeo (EA- El reflujo interno está en control de flujo, restablecer por el nivel de la bandeja drenaje, mientras que la tasa de alrededor de la bomba de flujo está en control de flujo. La recirculación por bombeo se utiliza para generar tanto vapor MP y LP en el generador de vapor MP En recirculación por bombeo (EA-40005) y el generador de LP de vapor en recirculación por bombeo (EA-40006), respectivamente. El deber general recirculación por bombeo se controla a través del control diferencial de temperatura que actúa sobre un derivación alrededor de la LP generador de vapor en recirculación por bombeo. Después de la generación de vapor, la recirculación por bombeo se devuelve al fraccionador encima de la bandeja 6.

El overflash fraccionador se mide tomando un estiramiento total de una bandeja de chimenea por debajo de la bandeja 20 y devolverlo a encima de la bandeja 21.

El vapor sobrecalentado se utiliza como el medio de arrastre en la parte inferior del fraccionador y se suministra por el sobrecalentamiento de vapor LP en la sección de convección del calentador fraccionador.

El producto gasoil se toma de las colas del fraccionador y se bombea a través de las bombas de Diésel (GA-40009 A/ B). La bomba de gasoil primaria es impulsado por una turbina de vapor y el repuesto es impulsado por el motor. Axens recomienda el uso de una turbina de vapor en este servicio crítico, ya que esta bomba recircula líquido al calentador fraccionador para proteger el calentador en el caso de pérdida de alimentación del calentador. El producto gasoil caliente se utiliza para calentar la alimentación del fraccionador en el fraccionador RSS/ Bottoms Intercambiador, la alimentación separador caliente en el frío MP separador / fraccionador Bottoms Intercambiador, y la alimentación nueva en la alimentación nueva / fraccionador Bottoms Intercambiador. También se utiliza para generar vapor MP en el generador de vapor MP En Gasoil (EA-40008). El producto gasoil desulfurado se envía a la FCC en restablecimiento de control de flujo según el nivel en la parte inferior fraccionador. si es requerido.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energia, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tuberia e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).

Sección de Reacción.

El aceite crudo precalentado, el flujo de retorno y el vapor de atomización se introducen en el Riser del reactor en un punto aproximadamente a 7 metros desde la parte inferior del Riser. El reciclo de la Columna Principal (DF-21101) y el vapor de atomización se introducen en el Riser del reactor en un punto 1 metro por encima de los distribuidores de petróleo crudo. La tasa de alimentación de reciclo es del 6% de la alimentación de aceite crudo por volumen. La alimentación y el reciclaje se ponen en contacto con una cantidad controlada de catalizador regenerado y vapor de elevación. El flujo del catalizador se controla para mantener una temperatura de 535 ° C en el Reactor (DC-21001). La presión del reactor se mantiene indirectamente a aproximadamente 2,0 kg / cm² (g) por el compresor de gas húmedo (GB-21201) en la unidad de concentración de gas, que mantiene la presión del receptor de la columna principal (FA-21102). El catalizador regenerado en caliente vaporiza la alimentación y los vapores resultantes llevan el catalizador hacia arriba a través de la tubería ascendente con un mínimo de mezcla de nuevo. El agrietamiento ocurre cuando los vapores de hidrocarburos y el catalizador viajan hacia arriba en la tubería ascendente. En la parte superior del tubo ascendente, se han completado las reacciones de craqueo deseadas y el catalizador se separa rápidamente de los vapores de hidrocarburos para minimizar las reacciones de craqueo.

Los vapores del producto del reactor fluyen a través de la línea de vapor del reactor hacia la Columna Principal (DF-21101) donde se condensan y se fraccionan en subproductos gaseosos, gasolina FCC, productos de aceite de ciclo y un material pesado de fondos residuales.

Durante la reacción de craqueo, un subproducto carbonoso llamado coque se deposita sobre el catalizador circulante. Este catalizador (denominado catalizador agotado) cae de la cámara del reactor a la sección de extracción, donde un flujo de vapor a contracorriente elimina tanto los vapores de hidrocarburos intersticiales como algunos adsorbidos. El catalizador eliminado fluye desde el extractor del reactor a través de la tubería vertical del catalizador gastado hasta el Regenerador (DC-21002) donde el coque se quema continuamente. El flujo de catalizador a través del tubo vertical de catalizador gastado se controla a través de la válvula de deslizamiento del catalizador gastado (SPE-21002) para equilibrar el flujo de catalizador en circulación manteniendo un nivel constante de catalizador en el reactor.

El aire atmosférico se transfiere al Regenerador (DC-21002) a través del soplador de



aire principal (GB-21001) que proporciona los medios para la combustión del coque. La presión del regenerador es controlada indirectamente por la válvula de deslizamiento de gases de combustión (SPE-21004), que mantiene la presión diferencial entre el regenerador (DC-21002) y el reactor (DC-21001). En el Regenerador (DC-21002), el calor de combustión eleva la temperatura del catalizador a una temperatura de funcionamiento normal de 706 ° C en la fase densa. La temperatura de fase diluida del Regenerador (DC-21002) tiene una temperatura de funcionamiento normal de 720 ° C. El propósito de esta regeneración es reactivar el catalizador agotado de modo que cuando el catalizador se devuelva al Riser del reactor esté en la condición óptima para realizar su función de craqueo. El Regenerador (DC-21002) sirve para quemar el coque de las partículas del catalizador y transferir calor al catalizador en circulación. La energía transportada por el catalizador regenerado en caliente se utiliza para vaporizar y calentar el vapor de aceite a la temperatura de reacción deseada en el tubo ascendente. También proporciona el calor de reacción necesario para romper la materia prima hasta el nivel de conversión deseado.

El flujo del catalizador a través del tubo vertical del catalizador regenerado se controla a través de la válvula deslizante de catalizador regenerada (SPE-21001). El catalizador regenerado en caliente se acelera previamente con vapor en la parte inferior de la canalización vertical del reactor antes de poner en contacto la corriente de alimentación de hidrocarburo más arriba de la tubería vertical.

El Regenerador (DC-21002) funciona en condiciones que logran una combustión completa de CO a CO₂. El Regenerador (DC-21002) está equipado con dos tubos verticales de recirculación de catalizador que suministran catalizador regenerado en caliente desde el Regenerador (DC-21002) al quemador para proporcionar calor adicional a la sección del quemador. Esto acelerará la cinética de combustión. El flujo del catalizador de recirculación se controla a través de las válvulas de deslizamiento del catalizador de recirculación (SPE-21003A / B) para mantener la temperatura del quemador objetivo. El Regenerador (DC-21002) también se alimenta con el Calentador de Aire (BA-21001) que se usa en el arranque para suministrar calor al sistema hasta que la temperatura del catalizador se eleve lo suficiente para la regeneración automática. La unidad ha sido diseñada para funcionar sin el calentador de aire de disparo directo (BA-21001) durante el funcionamiento normal. Sin embargo, se puede encender continuamente para proporcionar calor adicional al Regenerador (DC-21002) si el proceso lo requiere en el futuro.

El gas de combustión sale a través de los ciclones de primera y segunda etapa para minimizar el arrastre del catalizador antes de la descarga del Regenerador (DC-21002). El gas de combustión pasa a través de un Separador de Tercera Etapa UOP



(FA-21007) para la eliminación de multas adicionales. La presión del gas de combustión que sale del Separador de Tercera Etapa UOP (FA-21007) se baja pasando a través de la Válvula de Deslizamiento de Gas de Combustible (SPE-21004) y la Cámara de Orificio (FA-21006). El calor sensible del gas de combustión caliente se recupera luego en el generador de vapor de gas de combustión (SPE-21012). La presión del flujo inferior que sale del Separador de Tercera Etapa UOP (FA-21007) se baja pasando a través de la Boquilla de Flujo Crítico (SPE-21016). El flujo se recombina con el gas de combustión inmediatamente después del generador de vapor de gas de combustión (SPE-21012). La pérdida de catalizador del regenerador (DC-21002) se recupera mediante el precipitador electrostático (SPE-21013). El gas de combustión pasa a través de la pila a la atmósfera.

Para mantener la actividad del inventario de catalizadores de trabajo al nivel deseado, y para compensar cualquier catalizador perdido del sistema, se introduce un catalizador nuevo en el sistema de catalizador circulante desde la tolva de almacenamiento de catalizador fresco (FA-21001). Se proporcionan dos tolvas de almacenamiento de catalizador de equilibrio (FA-21002 A / B) para mantener el catalizador regenerado retirado del sistema de circulación según sea necesario para mantener la actividad de trabajo deseada y para proporcionar el catalizador para el arranque.

Sección de Fraccionamiento.

Control de columna principal.

La columna principal (DF-21101) es el primer paso en la secuencia de separación del producto. Los vapores del reactor sobrecalentado deben enfriarse para que se pueda realizar el fraccionamiento y lavar el catalizador arrastrado. En gran medida, el funcionamiento de la Columna principal (DF-21101) se convierte en un ejercicio de eliminación controlada del calor junto con suficiente contacto líquido-vapor para afectar el grado deseado de fraccionamiento en las corrientes de producto deseadas, a saber, fondos de la columna principal (MCB), ciclo pesado aceite (HCO), aceite de ciclo ligero (LCO), nafta pesada (HCN), gasolina no estabilizada y gas húmedo. MCB, HCO, LCO y HCN se toman como productos directamente de la Columna principal (DF-21101), aunque HCO y HCN no se eliminan de la unidad como flujos de productos discretos. El MCB y el LCO se eliminan mediante vapor en tiras laterales para el ajuste del punto de inflamación. La gasolina no estabilizada y el gas húmedo se someten a una separación adicional en la Unidad de concentración de gas. La siguiente discusión describe los circuitos de intercambio de calor utilizados en la unidad FCC.



Circuitos de la columna principal Circuito Pumparound.

El sistema de fondo de la columna principal está diseñado para calentar los vapores del reactor, condensar el producto del fondo y eliminar las partículas de catalizador arrastradas de los gases del producto del reactor. Los fondos de la columna principal (MCB) se retiran de la parte inferior de la columna principal y se envían a los intercambiadores de aceite crudo de fondos de la columna principal (EA-21104 A / B) y a los generadores de vapor de los fondos de la columna principal (EA-21108 A / B / C). Los vapores del reactor entrante se atemperan haciendo circular una gran cantidad de aceite de suspensión enfriado sobre el disco y las bandejas de anillos donde actúa para calentar los vapores del reactor, así como para expulsar los finos del catalizador de la columna. La temperatura del fondo se mantiene a 354-366 ° C para minimizar la coquización en el circuito de suspensión. Una corriente enfriada de los fondos de la columna principal circulante, tomada de la salida de los generadores de vapor de los fondos de la columna principal (EA-21108 A / B / C) puede devolverse como enfriamiento al fondo de la columna principal para subenfriar el material del fondo y bajar la temperatura cuando sea necesario. Se proporciona un derrame para asegurar que se devuelva suficiente aceite a la Columna Principal (DF-21101) que cubre adecuadamente el disco y las bandejas de anillos, limpiando así los vapores del reactor de finos de catalizador y evitando la formación de coque en el disco y las bandejas de anillos debido a un flujo de líquido insuficiente sobre las bandejas.

El producto del fondo se retira para mantener un nivel de fondo estable en la Columna principal (DF-21101). El flujo de producto se elimina con vapor en el separador de partes inferiores de la columna principal (DS-21101) para el ajuste del punto de inflamación. La corriente de producto desprendida se enfría por intercambio de calor con los Intercambiadores de Alimentación de Producto No 2 de la Parte Inferior de la Columna Principal (EA-21102 A / B) antes de ingresar al Sistema de Filtración del Producto de la Parte Inferior de la Columna Principal (SPE-21101) para eliminar los finos del catalizador. El flujo de retorno que contiene los finos del catalizador se envía de nuevo a los distribuidores de alimentación de aceite crudo en el Riser del reactor. La corriente del producto filtrado se enfría aún más mediante intercambio de calor con los Intercambiadores de Alimentación de Producto No 1 de la Parte Principal de la Columna Principal (EA-21101 A / B). Aproximadamente dos tercios del producto enfriado se envía a la Unidad de Coquización (por otros) para un procesamiento adicional, mientras que el producto enfriado restante se envía a la línea de retorno de la suspensión en suspensión a la Columna Principal (DF-21101).



Circuito HCO Pumparound.

El HCO se retira de la Columna principal (DF-21101) y se usa para proporcionar calor a los Reboilers de Debutanizadora (EA-21213A / B) en la Unidad de concentración de gas. El flujo de HCO a cada uno de estos intercambiadores está regulado por un controlador de flujo. Cada controlador es configurado por el operador para lograr las especificaciones deseadas del producto o proceso.

Las tasas de circulación de HCO también proporcionan un reflujo adecuado en la sección HCO de la columna. Una disminución en la eliminación de calor del circuito HCO requerirá un aumento en la eliminación de calor en otras partes de la columna.

El circuito HCO también proporciona aceite de antorcha a la sección de regeneración para el arranque y las emergencias, medio de lavado retroactivo para el sistema de filtración de producto de los fondos de la columna principal (SPE-21101) y aceite de descarga a las bombas de circulación de los fondos de la columna principal (GA-21103A / B / DO). Se proporciona un flujo lateral a la columna principal (DF-21101) para controlar el reflujo interno. El flujo lateral opera desde un controlador de nivel en la bandeja de extracción de HCO.

Circuito de productos y bombeo de LCO.

El LCO que circula normalmente proporciona calor al Rehervidor (EA-21210) y al intercambiador de alimentación de Debutanizer (EA-21212) en la Unidad de concentración de gas. El flujo a cada intercambiador está regulado por un controlador de flujo que se configura de acuerdo con los requisitos del proceso. Una corriente de LCO, después del intercambio de calor en el Rehervidor (EA-21210), se envía al absorbedor de esponja (DA-21202) como aceite de esponja magra para adsorber los componentes del rango de gasolina ligera del gas ligero en la Unidad de concentración de gas. El rico aceite de esponja del absorbedor de esponja (DA-21202) se devuelve a la Columna principal (DF-21101) con la corriente de circulación de LCO enfriada, lo que proporciona reflujo interno para la sección de LCO de la columna principal.

El extracto de aceite cíclico ligero (DS-21102) está presente para el ajuste del punto de inflamación del producto LCO. El producto LCO pasa a través del Intercambiador de agua de alimentación del producto de aceite de ciclo ligero (EA-21105) antes de ser enfriado con aire en el enfriador de producto de aceite de ciclo ligero (EC-21101) y enviado a la Unidad de hidrosulfuración de destilados intermedios (por otros). El flujo de almacenamiento se enfría con agua en el enfriador de ajuste del producto de aceite cíclico ligero (EA-21106). La velocidad es establecida por un controlador de flujo y normalmente no fluye, excepto cuando la



Unidad de hidrodesulfuración de destilación intermedia (por otros) no está funcionando. La tasa de extracción de LCO también controla la temperatura de los fondos de la columna principal. La cantidad de LCO producida depende de las condiciones de operación, la calidad de la alimentación y el tipo de catalizador. El LCO decapado está disponible para su uso como aceite de sellado de bomba y descarga de instrumentos.

Circuito Nafta Pumparound.

La extracción de nafta de la Columna principal (DF-21101) se bombea y se usa para el intercambio de calor con el Rehervidor C_3 / C_4 (EA-21402) en la Unidad de recuperación de propileno. La nafta enfriada se devuelve a la Columna principal (DF-21101) como reflujo interno para la sección de nafta de la columna principal.

Sistema de columna superior.

Los vapores del producto del reactor contienen grandes cantidades de gases ligeros y vapores de gasolina que pasan a través de toda la Columna Principal (DF-21101) como gases saturados. Estos productos se condensan en el Condensador de la columna principal (EC-21102), Condensadores de ajuste de la columna principal (EA-21107A / B) y se separan en el Receptor de la columna principal (FA-21102). Una cantidad del hidrocarburo líquido condensado (gasolina no estabilizada) se bombea a la Columna Principal (DF-21101) como reflujo.

El reflujo a la columna principal (DF-21101) controla la temperatura del vapor en el techo. Esta temperatura determina el punto final del producto de gasolina. El reflujo también equilibra el calor de la columna. Si se cambia la eliminación de calor de una sección, la velocidad de reflujo responderá en la dirección opuesta para mantener una temperatura máxima constante.

El líquido de gasolina no estabilizado en el Receptor de la Columna Principal (FA-21102) que no se usa como reflujo se bombea a la sección de concentración de gas en el control de nivel. El gas fluye al Tambor de succión del compresor (FA-21201) del Compresor de gas húmedo (GB-21201) en la Unidad de concentración de gas. El agua del receptor de la columna principal (FA-21102) se bombea a la planta de tratamiento de agua ácida (por otros).

Unidad de proceso de concentración de gas UOP.

La Unidad de Proceso de Concentración de Gas UOP consta principalmente de dos secciones, Sección de Recuperación y Sección de Fraccionamiento. En la sección de recuperación, se eliminan el etano y los componentes más ligeros y el sulfuro de hidrógeno. Los equipos principales en esta sección son el compresor de gas



húmedo (GB-21201), el receptor de alta presión (FA-21204), el absorbedor primario (DA-21201), el absorbedor de esponja (DA-21202) y el extractor (DS-21201). La sección de fraccionamiento tiene una -desbutanizadora (DF-21201) para dividir el producto C_3 / C_4 como gas de petróleo licuado (GLP) y el producto de fondo como gasolina estabilizada. Esta unidad tiene el factor de reducción del 45%.

A. Sección de recuperación.

Los flujos de carga a la sección de recuperación de la Unidad de Proceso de Concentración de Gas son gas húmedo y gasolina no estabilizada del receptor de la columna principal (FA-21102), GLP de la unidad de plataforma CCR y desetanizador de gas de la unidad de recuperación de propileno. El gas húmedo del receptor de la columna principal se comprime a más de 200 psig (14 kg / cm²) utilizando un compresor de dos etapas (GB-21201). El gas se enfría después de cada etapa para eliminar el calor de compresión que permite que los componentes más pesados se condensen fuera de la corriente de gas. El gas fluye desde el receptor superior de la columna principal a través de un tambor de succión del compresor (FA-21201) hasta la primera etapa del compresor. El tambor de succión contiene un eliminador de niebla de alambre (almohadilla de desempañado) para atrapar las gotas de líquido atrapadas que podrían dañar el compresor. Cualquier líquido que se acumula en el tambor de succión del compresor se bombea al receptor de la columna principal.

La descarga de la primera etapa fluye a través del enfriador entre etapas del compresor (EC-21201) y del enfriador de compensación entre etapas del compresor (EA-21201) hacia el tambor de succión entre etapas del compresor (FA-21202). El reciclaje de agua de lavado de la columna principal se inyecta en el enfriador entre etapas para evitar la acumulación de sales como el cloruro de amonio. El agua de lavado del tanque de ruptura de agua (FA-21203) se puede usar según lo requiera la operación de la planta. El tambor de succión entre etapas del compresor contiene un eliminador de niebla (almohadilla de desempañado) para atrapar cualquier líquido arrastrado. El líquido recogido en este tambor (hidrocarburo y agua de lavado) se bombea en el control de nivel a la entrada del condensador de alta presión (EA-21202). Desde la parte superior del tambor de succión entre etapas del compresor, el gas fluye a la segunda etapa de succión del compresor de gas húmedo y luego pasa por el condensador de alta presión y el condensador de ajuste (EA-21202) al receptor de alta presión (FA-21204). Los vapores superiores del extractor, el condensado entre etapas del compresor y el rico aceite del absorbente primario se unen al gas de descarga de la segunda etapa aguas arriba del condensador de alta presión. El desetanizador de gas de la unidad de recuperación de propileno se une a la entrada del condensador de ajuste de alta presión y la corriente de GLP de la unidad de plataforma CCR se une a la salida del



condensador de ajuste de alta presión.

Ambas etapas del compresor de gas húmedo están equipadas con controladores contra sobretensiones y válvulas de retorno. Durante las operaciones normales, ambas válvulas de retorno están cerradas. Si es necesario para el arranque de la unidad o durante un trastorno de la unidad, el controlador anti-surge devuelve automáticamente el gas para evitar la sobrecarga del compresor.

El gas rico fluye desde el receptor de alta presión al absorbedor primario (DA-21201) para la recuperación de C_3 y C_4 . El gas fluye hacia arriba a través del absorbedor primario con una presión superior de $14.28 \text{ Kg / cm}^2 \text{ g}$ en contacto con un flujo descendente de gasolina no estabilizada del receptor de la columna principal de la Unidad FCC que se introduce en el absorbedor primario en la Bandeja 9. La adición de gasolina estabilizada al absorbedor primario aumenta significativamente la recuperación de C_3 y C_4 . El gas de escape sale por la parte superior del absorbedor primario y fluye hacia la parte inferior del absorbedor de esponja (DA-21202) para la recuperación final de cualquier material C_5+ . El gas fluye hacia arriba a través del absorbedor de esponja donde se pone en contacto con un flujo descendente de aceite magro que ingresa a la columna en el control de flujo por encima del empaque. El gas magro sale de la parte superior del absorbedor de esponja a través de la unidad de tratamiento de aminas de otros para la eliminación de H_2S en el control de presión mantenido alrededor de $12.2 \text{ Kg / cm}^2 \text{ g}$.

Una corriente de deslizamiento de aceite de ciclo ligero (LCO) de la FCC suministra aceite magro al absorbente de esponja. Este aceite magro se enfría por intercambio de calor con aceite rico de la parte inferior del absorbedor de esponja y un enfriador de aceite magro absorbente de esponja (EA-21205). El LCO se bombea en el control de flujo hacia la parte superior de la torre sobre el empaque. El aceite de esponja magra fluye hacia abajo a través del absorbente en contacto con el flujo ascendente de gas. Desde el fondo del absorbedor, el aceite magro calienta el aceite rico (que fluye en el control de nivel) antes de regresar a la columna principal a través del pumparound de LCO.

La gasolina no estabilizada del receptor superior de la columna principal se bombea en el control de nivel directamente al absorbedor primario y fluye hacia abajo a través de la columna en contacto con el flujo ascendente de gas. El calor de absorción transferido al líquido se elimina bombeando gasolina rica desde la columna a través del inter enfriador del absorbente primario (EA-21203) y de vuelta a la columna. En la parte inferior del absorbedor principal, la gasolina rica se bombea en el control de nivel a través del condensador de alta presión y el condensador de ajuste de alta presión en el receptor de alta presión.



El hidrocarburo líquido del receptor de alta presión se bombea al extractor, donde se eliminan el sulfuro de hidrógeno (H_2S), el etano y los componentes más ligeros. La alimentación al separador se calienta utilizando la corriente de fondo del desbutanizador. La carga del separador entra en la columna sobre la bandeja superior. La acción de separación se proporciona a través del intercambiador del evaporador del separador (EA-21211) y del hervidor del separador (EA-21210) en la parte inferior de la columna. El vapor de destilado se devuelve al condensador de alta presión. El material de los fondos se envía al desbutanizador en el control de nivel.

B. Sección de Fraccionamiento.

La sección de Alimentación a fraccionamiento es el flujo de fondos del agotador. (DF-21201). El hervidor del desbutanizador (EA-21213A / B) usa aceite de ciclo pesado de la Unidad FCC. Los vapores separados (C_3 y C_4) se condensan mediante el Condensador (EC-21204) y luego se colectan en el acumulador (FA-21206). La alimentación del Desbutanizador se precalienta haciendo circular el aceite del ciclo de luz a través del intercambiador de alimentación del Desbutanizador (EA-21212). Los fondos del debutanizador se envían al tanque de almacenamiento de nafta. Una corriente de reciclo de gasolina estabilizada también se envía al absorbedor primario para aumentar la recuperación de C_3 y C_4 .

Una parte de la carga total se devuelve a la columna como reflujo. La cantidad de reflujo está regulada por un controlador de flujo mediante el controlador de temperatura de la Bandeja 10 en la parte superior de la columna. El producto líquido de la parte superior se bombea a control de flujo mediante el controlador de nivel en el FA-21206.

La presión de la columna del desbutanizador se controla mediante un controlador de presión que se mantiene a alrededor de $12.5 \text{ Kg} / \text{cm}^2 \text{ g}$ en la línea de vapor superior y mediante un controlador de presión diferencial en la línea de derivación de vapor caliente. El controlador de presión controla el flujo de vapor hacia el condensador para controlar la presión de la columna. El controlador del diferencial de presión evita que la presión del receptor caiga demasiado. La presión del receptor no siempre es constante y cambiará con los cambios en las condiciones climáticas.

El Gas LP del producto del primer debutanizador se bombea a la unidad de Caustic Merox (extracción de Gas LP).

Unidad de proceso de Merox cáustico (extracción de Gas LP).

La Unidad de proceso de Merox cáustica (extracción de Gas LP) se considera parte



de la Unidad de FCC. La Unidad FCC está diseñada para:

- Capacidad de diseño = 105,000 bpsd de alimentación VGO hidrotratada fresca
- Capacidad máxima = 110% de la capacidad de diseño.
- Reducción a corto plazo (45% de reducción hidráulica) = 47,250 bpsd
- Factor de flujo esperado = 97%

La unidad consta de las siguientes secciones:

- Sección Absorbente de Amina.
- Prelavado y Extracción Plus Sección.
- Sección de Regeneración Cáustica.

Una corriente fresca de Gas LP rica en H_2S ingresa en el Absorbedor de Amina (DA-21301), donde se pone en contacto con una corriente de Amina pobre en circulación y enfriada (solución al 45% en peso de MDEA) de una planta de regeneración de amina a contracorriente. La rica amina rica en H_2S se envía de vuelta a la planta de regeneración de aminas y el Gas LP del Absorbedor de Amina va a la sección de Extracción Plus.

El Extractor Plus (DT-21301) combina un prelavado, extractor y decantador cáustico como parte de un mismo recipiente. Un Coalescedor ubicado en la parte superior de la columna reemplaza al filtro de arena tradicional.

La alimentación tratada con amina se repasa con sosa cáustica para eliminar el H_2S en la sección de prelavado de la columna Extractor Plus. Posteriormente, la alimentación libre de H_2S fluye a la sección de extracción de la columna Extractor Plus, en la que los mercaptanos se extraen a contracorriente mediante sosa cáustica. Después de la extracción, la corriente de hidrocarburos pasa a través del coalescedor para eliminar cualquier producto cáustico arrastrado antes de que vaya al separador C_3/C_4 (DF-21401) en la unidad de recuperación de propileno.

La solución cáustica rica en mercaptano desde la parte inferior de la sección de extracción de fluye a la sección de regeneración. Aquí, la corriente se calienta (Calentador cáustico, EA-21302) y el aire se inyecta antes de que la corriente combinada fluya al Oxidante (FA-21304) donde los mercaptanos en la cáustica se oxidan y se convierten en aceites con disulfuro. Desde el oxidante, la corriente cáustica, el aceite de disulfuro y el aire gastado pasan al separador de disulfuro (FA-21305). El aire gastado se ventila al Rehervidor del Fraccionador Principal (BA-22101)



en la unidad AlkyPlus; el aceite disulfuro se retira; la corriente cáustica regenerada (pobre) circula de regreso a la columna Extractor Plus. El catalizador Merox WS se agrega periódicamente para permitir la conversión de mercaptano a aceites disulfuro en la sección de regeneración de la unidad.

Para reducir el azufre en el Gas LP tratado, la cáustica rica se pone en contacto con aceite de lavado (nafta pesada tratada con hidrógeno de la unidad de hidrodesulfuración de nafta) corriente arriba del oxidante. La corriente cáustica se deja asentar en el Separador de Disulfuro de la fase de aceite más ligero que contiene Aceite de Disulfuro y Aceite de Lavado. La cáustica regenerada del separador de disulfuro se envía nuevamente al Extractor Plus.

La unidad está diseñada para funcionar a baja presión, con una presión controlada de 9.6 kg / cm² (g) en la salida de la columna Extractor Plus. El producto tratado es bombeado por las bombas reforzadoras de producto LPG (GA-21305 A / B) para alimentar la unidad de recuperación de propileno.

Unidad de proceso de recuperación de propileno UOP.

La Unidad de Recuperación de Propileno se considera parte de la Unidad FCC. La Unidad FCC está diseñada para:

- Capacidad de diseño = 105,000 bpsd de alimentación VGO hidrotratada fresca
- Capacidad máxima = 110% de la capacidad de diseño.
- Reducción a corto plazo (45% de reducción hidráulica) = 47,250 bpsd
- Factor de flujo esperado = 97%.

La sección del divisor C_3 / C_4 está diseñada para un 45% de reducción, de acuerdo con la unidad FCC. Sin embargo, después de que se introduce la alimentación desde las Unidades de Coker demoradas, el resto de la unidad está diseñada para un 40% de reducción hidráulica.

La unidad consta de las siguientes secciones:

- 1. Sección del divisor C_3 / C_4 .
- 2. Sección de des etanizador.
- 3. Sección del divisor C_3 .

Una alimentación de GLP tratada de la Unidad de Merox Cáustica entra en el lado de la carcasa del Intercambiador de Fondos de Alimentación del Divisor C_3 / C_4 (EA-



21401) donde se precalienta desde los fondos Netos del Divisor C_3 / C_4 . La alimentación de GLP precalentada ingresa al fraccionador C_3 / C_4 (DF-21401) para separar los C_4 (Butanos y Butenos) fuera de la alimentación. Esta columna está diseñada para funcionar a la presión controlada de 20,1 kg / cm²g. El suministro de calor para la columna se establece mediante dos rehervidores: el Rehervidor del fraccionador C_3 / C_4 (EA-21402) y el Rehervidor Auxiliar del fraccionador C_3 / C_4 (EA-21403). La corriente de C_4 sale de los fondos del fraccionador C_3 / C_4 y se dirige a la Unidad de hidrogenación después de pasar por el intercambiador de fondos de alimentación del fraccionador C_3 / C_4 seguido del enfriador de productos C_4 (EA-21404).

La corriente de C_3 , una mezcla de propano y propileno separada en el separador C_3 / C_4 sale por la parte superior y entra en el Receptor del fraccionador C_3 / C_4 (FA-21401) después de pasar por el intercambiador enfriado por aire EC-21401. El líquido de domos del acumulador se divide en dos corrientes; una corriente sirve como reflujo a la columna que es bombeada por las bombas de reflujo de fraccionador C_3 / C_4 (GA-21405 A / B) y la otra corriente es bombeada por las bombas GA-21401 A / B y se combina con los flujos de C_3 suministrados desde la unidad / almacenamiento de Coquizadora. La sección completa del divisor C_3 / C_4 está diseñada para manejar el escenario de reducción del 45%, de acuerdo con la Unidad FCC.

La unidad está diseñada para una reducción del 40% después de que se combinen los flujos de C_3 . El suministro de calor para la columna se establece mediante un rehervidor EA-21405. El material superior del desetanizador se condensa parcialmente a través de un intercambiador enfriado por agua, el Condensador de desananizador (EA-21406) y entra en el recipiente FA-21402, que funciona a una presión controlada de 23,1 kg / cm²g. La corriente neta de gas que sale del receptor se recicla de nuevo a la Unidad de concentración de gas y la corriente de líquido del receptor se bombea mediante bombas de reflujo de desananizador (GA-21402 A / B) y se envía a la columna como reflujo.

La corriente de C_3 mezclada desde el fondo del Desetanizador se dirige al fraccionador de C_3 (DF-21403) para separar el propano y el propileno. Tanto las secciones de Des etanizado como las divisiones C_3 están diseñadas para manejar el escenario de reducción del 40%. El suministro de calor a la columna se establece mediante el Rehervidor / Condensador de fraccionador de C_3 (EA-21407). La corriente de propano del fondo del fraccionador de C_3 son bombeadas por las bombas GA-21403 A / B y enviadas al almacenamiento. La corriente de propileno del domo se combina con la corriente de salida del condensador de ajuste del separador C_3 y entra en el recipiente, el tambor de succión del compresor (FA-21403), que funciona a una presión controlada de 11,4 kg / cm²g. La corriente de



vapor se envía a un compresor de bomba de calor (GB-21401) y la corriente comprimida se divide en dos partes, una corriente pasa a través del condensador de ajuste de propileno (EA-21408) para mantener el balance de calor y la otra corriente se envía al Rehervidor del fraccionador de C_3 como medio de calentamiento donde se condensa y se dirige a la columna como reflujo.

La corriente de líquido del tambor de succión del compresor es bombeada por las bombas aéreas del separador C_3 (GA-21404 A / B) y se divide en dos corrientes, una corriente se combina con la corriente de salida del Rehervidor del fraccionador de C_3 y luego ingresa a la columna como una combinación reflujo. La otra corriente, el Producto de Propileno, se envía a COS Guard Bed (DT-21401) para eliminar las trazas de sulfuros de carbonilo y luego se envía al almacenamiento.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



8. U-81000/U-82000. Planta de Recuperación de Azufre (PARA).

Esta descripción ha sido preparada para PEMEX Refinación y cubre la descripción de flujo de proceso para una nueva unidad de recuperación de azufre (PARA), consistente de dos trenes paralelos e idénticos, cada uno con capacidad de 640 MTPD de azufre equivalente en la alimentación, para ser instalada en Paraíso, Tabasco para el proyecto de la Nueva Refinería Dos Bocas.

La nueva unidad de recuperación de azufre procesará gas ácido procedente de las plantas de Regeneración de Amina sin CO_2 y con CO_2 y gas ácido de las plantas de Tratamiento de Aguas Amargas Fenolicas y no Fenolicas.

El diseño del proceso esta basado en el proceso Claus para recuperar azufre elemental de las corrientes de gas conteniendo ácido sulfhídrico H_2S . El proceso es una combinación del proceso Claus modificado, y el proceso para la reducción catalítica de SO_2 a H_2S y vapores de azufre y el proceso para la oxidación selectiva de sulfuro de hidrógeno a azufre.

El Proceso de Desgasificación de Azufre Shell es aplicado para la remoción sulfuro de hidrógeno a azufre líquido.

Cada **tren** de la Unidad de Recuperación de Azufre consiste de las siguientes secciones de proceso:

Descripción de flujo de proceso.

Sistema de gas de alimentación.

El gas ácido de las planta de Regeneración de Amina es distribuido en los dos trenes de la Unidad de Recuperación de Azufre (SRU). Cada tren esta provisto con un separador de gas ácido (FA-80001) para remover el agua ácida de la corriente de gas ácido. El gas ácido total (SWAG) procedente de las plantas Tratamiento de Aguas Amargas Fenolicas y no Fenolicas es también distribuido a cada uno de los trenes de la SRU. Cada tren esta provisto con un separador de gas ácido (FA-80002) para remover el agua ácida de la corriente de gas ácido.

Durante la operación normal cuando los dos trenes están procesando gas ácido, un tren deberá operar con tasa de flujo fijo de gas ácido procedente de las plantas de amina y de las plantas de aguas amargas, mientras que el otro debe operar balanceando la presión del cabezal. De esta manera el gas ácido enviado al quemador se minimiza.

La bomba GA-81001 A/B y la bomba GA-81002 A descargarán intermitentemente agua amarga, controlándose su operación a través de un interruptor de nivel, este



flujo será enviado hacia la Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenolicas.

El gas ácido de amina se recibe en el FA-81001 a una temperatura de 43°C y una presión de 0.82 kg/cm² y de ahí fluye hacia el Precalentador de gas ácido EA-80001, el cual eleva su temperatura de hasta 100°C utilizando como fluido caliente vapor de baja presión, antes de mezclarse con el gas ácido de aguas amargas procedente del FA-80002 a una temperatura de 85°C y una presión de 0.82 kg/cm², esto para prevenir la precipitación de sales de amoniaco. El gas ácido mezclado es enviado hacia el quemador principal QE-80001.

Etapas Térmica.

El aire para el quemador principal es suministrado por el soplador de aire de combustión (BV-81001 A/B). Los sopladores tambien suministran el aire de oxidación hacia la etapa de oxidación selectiva y aire de agotamiento para la fosa de desgasificación de azufre (FS81001).

El flujo de aire hacia el quemador es exactamente suficiente para realizar la oxidación completa de todos los hidrocarburos y el amoniaco presente en los gases de alimentación y también para quemar la cantidad de H₂S requerido para obtener un contenido de 0.9% vol de H₂S en el gas de cola Claus del condensador de azufre de la 2^{da} etapa (EA-81007). Esto resultará en el mínimo contenido de dióxido de azufre SO₂ en el gas de cola Claus.

El flujo de aire de combustión hacia el quemador es controlado por el Sistema de Control del Quemador Avanzado (sistema ABC). El sistema ABC consiste de dos partes: una parte de feed forward y una parte de retroalimentación

Control de Prealimentación (Feed Forward)

La cantidad requerida de aire para el gas ácido es calculada mediante la medición del flujo de gas ácido procedente de las plantas de amina y el gas ácido procedente de las plantas de aguas amargas y después multiplicar estos flujos con su respectiva relación de aire a gas ácido (feed forward). La resultante señal de demanda de aire total establece el sistema de control de flujo en el suministro de aire.

El sistema de control de flujo ajusta la posición de las dos válvulas de control en el suministro de aire. El sistema ajusta inmediatamente una pequeña válvula de control en la línea de ajuste de aire, después de lo cual la válvula principal le sigue con un retraso. La situación final es que la posición de la válvula de control de ajuste de aire este en la posición óptima de su rango otra vez.

El flujo total de aire a través de la línea de aire principal y la línea de aire de ajuste



corresponda con la cantidad total del gas alimentado. En el equilibrio 7.5% de la tasa de aire de diseño total desde los sopladores de aire de combustión fluye a través de la línea de ajuste de aire.

Control de Retroalimentación (Feed back)

El sistema de control de flujo es ajustado por el controlador analizador de H_2S (feed back control) localizado en la línea de proceso corriente arriba de la etapa del Reactor de Oxidación Selectiva Claus. El asegura un contenido de 0.9% vol de H_2S en el gas de proceso (lo cual a su vez resulta en un mínimo contenido de dióxido de azufre SO_2 en el gas de cola Claus), A fin de obtener la eficiencia de recuperación de azufre óptima de la unidad.

La temperatura de combustión tiene que ser lo suficientemente alta (arriba de $1250^{\circ}C$) para la destrucción adecuada del amoníaco presente en los gases de alimentación. Además, es requerido precalentar la corriente de gas ácido por medio de vapor de baja presión en el Precalentador de gas ácido (EA-8001) y también precalentar el aire de combustión por medio de vapor de alta presión en el Precalentador de aire de combustión (EA-81002).

Para remover el calor generado durante la combustión, los gases de la cámara de combustión principal (QE-1002) pasan a través del haz de tubos localizado en la caldera de calor de desecho (CB-81001). El gas es enfriado, generando además vapor saturado de alta presión (47.9 kg/cm^2). Se alimenta agua de alimentación a calderas de alta presión hacia el lado coraza a control de nivel, relacionando la tasa de flujo de vapor y de agua de alimentación a calderas (con un control de tres elementos).

El gas efluente de la Caldera de Calor de desecho es enfriada de manera adicional en el condensador de azufre térmico (EA-81003), resultando en la condensación del azufre vapor. El azufre líquido es separado de la corriente de gas y fluye hacia la fosa de azufre (FS-81001) a través del sello de azufre (SSM-81001A). Una malla coalescedora (demister) es instalada en la salida del condensador de azufre para retener azufre líquido, arrastrado como niebla o neblina con el gas de proceso. La energía recuperada de los condensadores de azufre es utilizada para producir vapor de baja presión (4.1 kg/cm^2 g).

El agua de alimentación a calderas es introducida al lado coraza a control de nivel. Operando en las condiciones de diseño, la cantidad de azufre líquido del condensador de azufre térmico es casi 60% del azufre total producido en la unidad.



Etapas Claus Catalítica.

El gas de proceso efluente del condensador de azufre térmico es recalentado a 235°C en el Recalentador de Gas de Proceso de la 1st etapa (EA-81004). Esta es la temperatura óptima para la conversión catalítica en el 1st Reactor Claus (DC-81001). El 1st Reactor Claus (DC-81001) contiene un estrato de catalizador tipo óxido de alumina en la parte superior y un estrato de catalizador tipo óxido de titanio en el fondo.

La temperatura de entrada al reactor es mantenida a 235°C, a través de ajustar el suministro de vapor de alta presión en el recalentador de Gas de Proceso de la 1st etapa. Esto resulta en una temperatura de salida la cual es favorablemente alta para obtener una buena conversión de sulfuro de carbonilo COS y disulfuro de carbono CS₂ en el fondo de la cama de catalizador conteniendo catalizador tipo titanio. Note que el COS y el CS₂ son subproductos formados en la etapa térmica.

El gas efluente del 1st Reactor Claus es enfriado en el condensador de azufre de la 1^a. Etapa (EA-81005) y el azufre líquido es separado del gas. Una malla coalescedora es instalada en el canal de salida del condensador para recuperar el azufre líquido, arrastrado en forma de niebla o neblina con la corriente de gas de proceso. El azufre líquido del condensador de azufre de la 1^a. Etapa es dirigido hacia la fosa de azufre (FS-81001), vía su sello de azufre (SSM-81001B). Este condensador también genera vapor de baja presión. A las condiciones de operación de diseño, la cantidad de azufre líquido del condensador de azufre de la 1^a. Etapa es casi 29% del total de azufre producido en la unidad.

Etapas de Hidrogenación

El gas de proceso del condensador de azufre de la 1^a Etapa (EA-81005) es calentado otra vez en el recalentador de gas proceso de la 2^{da} etapa (EA-81006) para obtener la temperatura óptima (204°C) para la conversión catalítica en el Reactor de hidrogenación (DC-81002).

Este reactor contiene tres tipos de catalizador diferentes. El estrato superior consiste de catalizador tipo óxido de alumina para promover la conversión de H₂S y SO₂ hacia azufre. El segundo estrato es catalizador de hidrogenación (el cual es fabricado de CoMo) el cual reduce SO₂ hacia H₂S y azufre vapor. El estrato del fondo consiste de catalizador de óxido de titanio para hidrolizar compuestos indeseados tales como sulfuro de carbonilo COS.

El gas de proceso del Reactor de Hidrogenación (DC-81002) es entonces enfriado en el condensador de azufre de la 2^{da} etapa (EA-81007). Este condensador también genera vapor de baja presión. A las condiciones de operación de diseño, la cantidad



de azufre líquido del condensador de la 2^{da} etapa es casi 6% de la cantidad de azufre total producido en la unidad.

El gas de proceso es enviado hacia el Reactor de Oxidación Selectiva (DC-81003).

Etapas de Oxidación Selectiva

Para obtener una alta recuperación de azufre el gas de proceso es enviado hacia la etapa del Reactor de Oxidación Selectiva. El gas de proceso es calentado en el Recalentador de Gas de Proceso de la 3^a etapa (EA-81008), en la corriente de salida de este equipo se integra el aire de oxidación precalentado proveniente del Precalentador de Aire de Oxidación (EA-81009) y corriente arriba del soplador de aire de combustión BV-81001 A ó B. El mezclado adecuado entre el gas de proceso y el aire es alcanzado en el mezclador estatico (EZ-81001). El H₂S es selectivamente oxidado hacia azufre en el Reactor de Oxidación Selectiva (DC-81003). El cual contiene un catalizador de oxidación selectiva especial.

El aire es alimentado en exceso para mantener condiciones oxidantes en el Reactor de Oxidación Selectiva para prevenir sulfatación (sulfiding) del catalizador.

Ademas, el suministro de aire es a control de flujo. El punto de ajuste del controlador de flujo es determinado por la carga relativa de la unidad (basado en la demanda de aire calculado para el quemador principal, la reacción estequiometrica y la concentración de H₂S en el gas de cola corriente arriba de la etapa del Reactor de Hidrogenación Selectiva.

La temperatura de entrada al Reactor de Oxidación Selectiva es 210°C.

El gas de salida del Reactor de Oxidación Selectiva fluye hacia el condensador de azufre de la 3^a etapa (EA-81010). A fin de condensar tanto azufre como sea posible, este equipo opera a baja temperatura. Esta es obtenida a través de la generación de vapor a muy baja presión de alrededor de 1.2 kg/cm².

El vapor que es producido en el condensador de azufre de la 3^a etapa es condensado en un condensador de vapor aéreo (EC-81001) por medio de un soloaire. La presión del vapor es mantenida por un controlador de presión que ajusta la velocidad de los ventiladores del condensador de vapor. La presión de 1.2 kg/cm² g (2.0kg/cm²a) corresponde con una temperatura de vapor de 120°C, la cual es ligeramente más alta que la temperatura de solidificación del azufre. El sistema de control asegura un margen seguro arriba de la temperatura de solidificación del azufre.

El azufre líquido del condensador de azufre de la 3^a etapa es enviado a la fosa de azufre a través del sello de azufre (SSM-81001D). Semejante a los condensadores en



la sección Claus, el condensador de azufre de la 3ª etapa es provisto con una malla coalescedora para recuperar el azufre líquido, arrastrado como niebla o neblina de azufre en la corriente de gas de proceso. A las condiciones de operación de diseño, la cantidad de azufre líquido recuperado en el condensador de azufre de la 3ª etapa es casi 4% vol de la cantidad de azufre total producido en la unidad.

Corriente abajo del condensador de azufre de la 3ª etapa el gas de proceso fluye hacia el Coalescedor (FA-81003), el cual también es provisto con una malla Coalescedor. En el Coalescedor las últimas trazas de azufre líquido son separadas de la corriente de gas. El azufre líquido del Coalescedor es enviado a la fosa de azufre a través del sello de azufre (SSM-81001E). A las condiciones de operación de diseño la cantidad de azufre líquido recuperado en el Coalescedor es casi 0.2% del azufre total producido en la unidad.

En caso de condiciones de trastorno, la etapa del Reactor de Oxidación Selectiva puede ser desviada sin sacar de operación la sección Claus, En ese caso el gas de cola Claus es enviado directamente hacia el Oxidador térmico (HI-81002) a través del bypass del Reactor de Oxidación Selectiva.

El azufre líquido de todas las trampas (sellos) de azufre es drenado por gravedad hacia la Fosa de azufre. Para obtener la temperatura óptima para desgasificar y para prevenir problemas de alta viscosidad en las bombas de azufre, el azufre líquido del sistema es enfriado a aproximadamente 155°C en el enfriador de azufre (EA-81011). Enfriamiento adicional es obtenido debido a las pérdidas de calor en la fosa de azufre.

El enfriador de azufre es parte de un circuito cerrado de vapor de muy baja presión utilizado en el condensador de azufre de la 3ª etapa, el (EA-81010), el enfriador de azufre (EA-81011) recibe agua de alimentación a calderas de media presión y el vapor generado lo retorna al condensador de vapor (EC-81001). El enfriador de azufre está localizado en el interior de la fosa de azufre.

La fosa de azufre es provista de dos secciones, la sección de desgasificación y la sección de almacenamiento, las cuales están separadas por una pared de sobreflujo (mampara de derrame).

La sección de desgasificación contiene seis columnas de burbujas (SPE-81002 A/B/C/D/E/F). Las columnas de burbujas están colocadas en dos filas paralelas, cada una con tres columnas de burbujas en serie. Ellas son idénticas y tienen una sección transversal rectangular. La sección superior y el fondo están abiertas. Los esparcidores de distribución de aire son provistos en los lados inferiores. Cada columna de burbujas está provista con distribuidores para prevenir desviaciones del azufre líquido.



El aire de agotamiento a los esparcidores es suministrado a través del soplador de aire de combustión (BV-81001 A). Para balancear la cantidad total de aire de agotamiento sobre los esparcidores de aire individuales, son proporcionados rotámetros para cada línea de suministro. La función del aire es obtener una circulación de azufre forzada en y alrededor de la columna de burbujas, para agotar el H_2S disuelto del azufre líquido y para oxidar la mayor parte del H_2S a azufre. Adicionalmente, la remoción de H_2S del azufre líquido promueve la descomposición de los polisulfuros hacia H_2S disuelto y azufre. En esta forma, azufre líquido con un contenido de H_2S menor a 10ppmw es obtenido.

El aire conteniendo H_2S liberado del azufre líquido es extraído del espacio vapor de la fosa de azufre a través del eyector de gas de venteo (BY-81011 A/B) utilizando vapor de baja presión como medio de impulso. Además del aire de agotamiento, los eyectores extraen una cantidad adicional de aire dulce hacia la fosa a través de las entradas de aire localizadas sobre la cubierta de la Fosa de Azufre. Antes de entrar a la fosa de azufre el aire dulce es calentado a aproximadamente $80^{\circ}C$ en una sección de línea enchaquetada que transfiere calor con vapor de baja presión. El aire dulce genera un flujo continuo de aire a través del espacio vapor en la fosa de azufre para prevenir formación de una mezcla explosiva debido a la emisión de H_2S disuelto.

La línea de venteo de aire hacia el eyector esta enchaqueta circulando por el espacio anular vapor de baja presión para asegurar una temperatura de al menos $130^{\circ}C$ durante todas las condiciones de operación. El flujo de gas de venteo total proveniente del eyector es enviado hacia el Oxidador Térmico (HI-81002).

El nivel de azufre en la sección de agotamiento de la Fosa de Azufre es mantenido constante a través de una mampara de sobreflujo. La sección de almacenamiento tiene una capacidad de 3 días de producción de azufre máximo. Durante el turno de día, el azufre desgasificado es bombeado intermitentemente hacia las instalaciones de descarga a través de las bombas de azufre (GA-81003 A/B).

La fosa esta equipada con venas de vapor de baja presión para mantener la temperatura del azufre líquido entre $130^{\circ}C$ y $150^{\circ}C$, lo cual es el rango ideal para la desgasificación. Durante la operación normal el contenido de calor del azufre producido en la SRU es suficiente para compensar las perdidas de calor. Consecuentemente las venas de vapor necesitan únicamente ser usadas cuando la fosa no este recibiendo azufre o a muy bajas capacidades de operación.

Oxidador Térmico

El gas de cola de la etapa de Oxidación Selectiva (o en el caso de operación a través del bypass, gas de cola Claus) y el gas de venteo de la fosa de azufre conteniendo



H₂S residual y otros compuestos de azufre, no pueden ser enviados directamente a la atmósfera. Estos gases son adicionalmente, térmicamente incinerados para convertir H₂S residual y compuestos de azufre a SO₂ en la presencia de exceso de aire, en el Oxidador Térmico (HI-81002)

Los gases a ser incinerados son calentados a 710°C mezclándolo con gases de combustión calientes. El gas caliente es obtenido a través de la combustión de gas combustible en el quemador del Oxidador (HI-81001). La temperatura en el Oxidador Térmico es controlada ajustando el flujo de gas combustible hacia el quemador. El aire de combustión para el gas combustible es proporcionado por el soplador de aire al oxidador (BV-81002 A/B).

El suministro de aire al Oxidador Térmico es dividido en tres etapas:

- Aire primario usado para la combustión sub-estequiométrica de gas combustible
- El aire en etapas se utiliza para obtener una combustión super-estequiométrica del gas combustible.
- El aire secundario asegura la conversión completa de H₂S y otros compuestos en la corriente de gas de salida.

El flujo de aire primario es controlado en relación con el flujo de gas combustible. La tasa de flujo de aire primario resultante es la cantidad requerida para la combustión estequiométrica del 80% de gas combustible. Esto reduce la formación de NO_x en el quemador.

Sistemas de Servicios.

Vapor de alta presión

Durante la operación normal vapor saturado de alta presión (47.9 kg/cm²) es generado en las Calderas de Calor de Desecho (CB-81001/002) y es utilizado como medio de calentamiento en el Precalentador de Aire de Combustión, Precalentador de Aire de Oxidación y todos los recalentadores de gas de proceso. El vapor de alta presión en exceso es exportado a la red después de sobrecalentarlo a las condiciones requeridas en la red. Durante la operación de arranque/Paro el vapor de alta presión sobrecalentado es importado de la red y previamente desobrecalentado ante de utilizarlo.

Vapor de Media Presión

El uso de vapor de media presión no se anticipa en la Unidad Recuperadora de Azufre. Sin embargo dependiendo de la ubicación en el espacio y la longitud de las tuberías, podría ser considerado como medio de calentamiento para líneas.



Vapor de baja presión.

Durante la operación normal, vapor de baja presión saturado (4.1 kg/cm²) es generado en los condensadores de azufre (EA-81003/005/007). Este es usado para precalentar el gas ácido alimentado; como fluido de impulso para el eyector de Gas de Venteo; como calentamiento de la planta (enchafetado de tuberías y equipo) y es usado como gas de apagado en la Fosa de Azufre en caso de fuego. El remanente es exportado a la red como tal.

Durante los tiempos de espera con la planta caliente, el vapor es suministrado al quemador principal para enfriamiento de la flama de gas natural de baja presión, ya que el aire de enfriamiento no está permitido bajo estas circunstancias.

El vapor no debe ser introducido en la planta, ni para enfriamiento ni para purgado, cuando el equipo en la unidad está frío (debajo de 100°C).

Durante el arranque el vapor de baja presión es importado para calentamiento de la planta.

Agua de alimentación a Calderas de Alta Presión (HP BFW).

El agua de alimentación a calderas HP BFW, normalmente es suministrada continuamente a las Calderas de Calor de Desecho (CB-81001/002) y también para controlar la temperatura del vapor de alta presión sobrecalentado el cual es exportado a la red. Durante la operación de arranque y paro se utiliza para desobrecalentar el vapor importado de alta presión sobrecalentado.

Agua de alimentación a calderas de media presión (MP BFW).

El agua de alimentación a calderas de media presión es continuamente alimentada a los condensadores de azufre (EA-81003/005/007). Y también es alimentada al Condensador de Azufre de la 3ª etapa durante el arranque.

Gas Natural Licuado a Presión (LP)

El gas natural es quemado en el Quemador Principal (QE-81001) durante el arranque, espera en caliente y paros.

Gas Combustible.

El gas combustible es introducido a través del separador de gas combustible (FA-81007) cuya función es remover cualquier líquido arrastrado en la corriente de gas. El gas combustible es continuamente quemado en el quemador del Oxidador (HI-81001). Los condensados líquidos serán descargados hacia el sistema de desfogue de gas ácido.



Nitrógeno

Una pequeña cantidad de nitrógeno de purga es requerido para la ignición, los detectores de flama y las mirillas de vidrio del quemador principal (QE81001), y el pirómetro ubicado en la Camara de Combustión Principal (QE-81002).

Purgas de nitrógeno discontinuas son requeridas para purgar el Quemador Principal y la Camara de Combustión Principal antes de la ignición y para enfriamiento y apagado en caso de fuego en el canal de entrada al Condensador de Azufre de la 3ª etapa.

Condensado.

Condensado de alta presión de los precalentadores y recalentadores es cambiado de fase Separador de Condensado de alta presión (FA-81005). El vapor evaporado es enviado al sistema de vapor de baja presión. El condensado del fondo del separador es enviado al Separador Colector de condensado de baja presión (FA-81006) junto con condensado de baja presión proveniente del calentamiento de la planta y del Precalentador de gas ácido (EA-81001). El condensado es bombeado y enfriado hasta 80°C en el enfriador de condensado (EC-81002). El condensado enfriado es recirculado hacia el (FA-81006) para completar la condensación de cualquier vapor evaporado. El excedente de condensado es enviado al cabezal de condensados.

Purgado

El purgado de las calderas de alta presión proveniente de las Calderas de Calor de Desecho Principal y de la Caldera de Calor de Desecho del Oxidador es enviado hacia el cabezal de vapor de baja presión y al separador de purgado de alta presión (FA-81009) donde cambia de fase evaporándose (flasheo-por cambio de presión) parcialmente.

El condensado proveniente del purgado de alta presión y el purgado de baja presión del condensador térmico, y de los condensadores de las etapas 1st, 2st, 3st son continuamente flasheados a presión atmosférica en el separador de purgado de baja presión (FA-81004).

El vapor evaporado del separador de purgado es venteado hacia la atmósfera a una ubicación segura. El condensado de purgado de baja presión es mezclado con suficiente agua de servicios para bajar su temperatura hasta 60°C antes de que sea drenada hacia la torre de enfriamiento.



Agua de Servicios.

El agua de servicios es utilizada para enfriar el flujo líquido del separador acumulador de purgas de baja presión (FA-81004). Agua de servicios será proporcionada en las estaciones de servicio.

Agua de Enfriamiento

El uso de agua de enfriamiento no está prevista, solo se utilizará en los enfriadores de aceite de lubricación de los sopladores de aire. Como por especificación de PEMEX los motores eléctricos tipo TEWAC deben ser seleccionados los cuales requieren agua de enfriamiento hacia los cojinetes.

Desfogue de gas ácido.

Varias descargas de válvulas de relevo hacia el sistema de desfogue de gas ácido. Durante las emergencias las líneas de gas ácido y las líneas de gas combustible serán purgadas hacia el sistema de desfogue.

Aire de Instrumentos.

El aire de instrumentos es requerido para válvulas de control y válvulas on/off.

Aire de plantas.

Aire de plantas será proporcionado en las estaciones de servicio.

Agua contra incendio.

Cada unidad deberá ser provista con hidrantes y monitores.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



9. U-87000. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (U-87100 / U/87200) (PAA).

Las aguas amargas fenólicas provenientes de la Planta de Destilación Combinada, Planta Coquizadora Retardada, Planra de Desintegración Catalítica Fluidizada y Planta de Recuperación de de Azufre, llegarán al límite de baterías en un solo cabezal al sistema de agua amarga fenólica.

El flujo de alimentación al Sistema de agua amarga fenolica, se divide en dos hacia los recibidores de agua amarga fenólica (FA-87101/FA-87201). Estos recibidores se recuperan hidrocarburos del agua amarga y el agua amarga es bombeada a los dos tanques de agua amarga fenólica (FB-87501/FB-87502). El agua amarga fenólica de los tanques, se bombeará hacia los dos trenes (agotadores) de agua amarga fenólica, mediante las bombas de alimentación de agua amarga fenólica (GA-87502A/B/C).

El hidrocarburo separado del agua amarga, se envía por gravedad al acumulador de aceite recuperado de la planta de aguas amargas (FA-87505) para ser enviado a límites de batería al cabezal de aceite recuperado mediante las bombas de aceite recuperado (GA-87505A/B).

El sistema de agua amarga fenólico está conformado por los dos recibidores de agua amarga (FA- 87101/FA-87201), las bombas de transferencia de agua amarga (GA-87101A/B / GA-87201A/B), los dos tanques de agua amarga fenólica (FB-87501/FB-87502) y las bombas de alimentación de agua amarga fenólica (GA-87502A/B/C). Estos equipos son comunes para el sistema de agua amarga fenólica, para que se tenga la flexibilidad operativa cuando se tengan los paros programados y haya que dar mantenimiento a alguno de los recibidores. Es decir se compartirá todo este equipo para alimentar y almacenar toda el agua amarga fenólica que proviene de límites de batería.

Ahora bien, se tendrá dos trenes de agua amarga fenólica, cada tren contará con el mismo equipo, es decir, de un precalentador de carga/fondos del agotador, de un agotador de agua amarga, de un condensador de domos del agotador, de un acumulador de reflujo, de bombas de reflujo del agotador, de un rehervidor del agotador, de bombas de fondo del agotador, de dos enfriadores de fondos del agotador y de un desobrecalentador de vapor de baja presión.

El equipo común que compartirá toda la planta de aguas amargas, será el acumulador de aceite recuperado (FA-87505), la fosa de aceite recuperado (FS-87505), las bombas de aceite recuperado (GA-87505A/B) y el eyector de agua pluvial (BY-87505).



Separación de Hidrocarburos Ligeros del Agua Amarga.

El agua amarga es alimentada en límite de baterías a 51°C y 1.5 kg/cm²g en dirección al Recibidor de Agua Amarga (FA-87101). La presión del tanque es controlada a 1.0 kg/cm²g por lo que los vapores ácidos amoniacaes que se desprenden por el cambio de presión son enviados al sistema de desfogue de hidrocarburos de baja presión.

Alimentación de Agua Amarga al Agotador.

El agua amarga fenólica almacenada en los tanques FB-87501/FB-87502, es alimentada al Agotador de Agua Amarga (DS-87101) por medio de las Bombas de Alimentación de Agua Amarga Fenólica (GA-87502A/B/C).

Previo a ser alimentada al agotador DS-87101, el agua amarga es precalentada a 98°C en el Precalentador de Carga/Fondos del Agotador (EA-87101A/B), circulando el agua amarga por los tubos y el agua agotada de fondos, por las corazas en serie.

Se intercambiará calor a contracorriente, el agua agotada que sale de fondos del agotador cede su calor de una temperatura de 128°C a 81°C, con el agua amarga de alimentación que entra al agotador para calentarse de 51°C a 98°C.

Agotador de Agua Amarga.

La corriente de alimentación al Agotador de Agua Amarga (DS-87101), precalentada a 98°C es alimentada en el plato 4. Los fondos del agotador son extraídos hacia el Rehervidor del Agotador (EA-87102A/B) de tipo termosifón vertical y calentados, retornando el líquido parcialmente vaporizado del rehervidor, por debajo del plato 40 del fondo. El fluido de calentamiento es vapor de baja presión saturado, que es alimentado por el lado de la coraza del rehervidor, saliendo como condensado una vez intercambiado su calor, para vaporizar a la corriente líquida de agua amarga. En caso de que un rehervidor salga de operación, se puede operar el Agotador introduciendo vapor de baja presión en las boquillas localizadas a un lado de las de retorno de vapor de los rehervidores y el flujo de vapor es equivalente a la generación de vapor en el rehervidor. En caso de flujos de operación normal, se puede operar sin los dos rehervidores, pero para el caso de tener una operación con flujos de diseño, solo se podrá operar sin un rehervidor (ver Criterios de Diseño, BD- 212-A-1002 Rev 1). Se requerirá de un Desobrecalentador de Vapor de Baja Presión DSC-87101, para saturar el vapor de alimentación, mediante la inyección de agua de alimentación a calderas de media presión.

Ahora bien, los vapores de gas ácido amoniacaal que salen del domo del agotador, son condensados parcialmente por medio del Condensador de Domo del Agotador (EC-87101A/B/C/D) del tipo aerofriador, para reducir la cantidad de humedad (vapor de agua) de este gas ácido que va a la planta de recuperación de azufre. En el



condensador, se condensan de manera parcial los vapores generados en el domo del agotador a una temperatura normal de operación de 85°C. El líquido condensado es recuperado en el Acumulador de Reflujo (FA-87102) y recirculado nuevamente al domo del agotador mediante la Bomba de Reflujo del Agotador (GA-87103A/B). A su vez, en este acumulador de reflujo, se separarán los vapores de gas ácido amoniacal, que serán enviados hacia la planta recuperadora de azufre (PRA).

La corriente de gas ácido que sale del condensador EC-87101A/B/C/D tendrá un control de temperatura que actuará sobre un variador de frecuencia instalado en uno de los dos motores que tiene por bahía el aerofriador, para reducir la velocidad de entrada de aire del ventilador asociado y de esta manera controlar la temperatura de operación de salida del gas ácido amoniacal dentro de $\pm 3^{\circ}\text{C}$ (82 - 88°C) y evitar que se depositen sales de bisulfuro de amonio (NH_4HS).

El control de flujo del reflujo al domo del agotador estará subordinado al control de nivel del Acumulador de Reflujo (FA-87102). Asimismo el poco hidrocarburo que haya sido separado del gas y del condensado ácido, será enviado por gravedad al Acumulador de Aceite Recuperado FA-87505 para ser enviado posteriormente a límites de batería.

La presión en el Acumulador de Reflujo (FA-87102) estará regulada por un control de presión de rango dividido, que permite el flujo normal continuo hacia la planta recuperadora de azufre (PRA) mediante una válvula de control y que en caso de excederse la presión en dicho acumulador, se abriría la segunda válvula de control que va hacia el cabezal de desfogue ácido.

Es de gran importancia en el proceso, el mantener controladas la presión de operación y las temperaturas en el domo, para garantizar el buen funcionamiento del agotador y una adecuada remoción de los contaminantes. En el domo se tendrá controlada una presión de 1.5 $\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$, con una temperatura de 85°C. Se tiene contemplado una caída de presión de 0.3 kg/cm^2 a lo largo del agotador. En el acumulador de reflujo FA-87102, se tendrá controlada una presión de 1.4 $\text{kg}/\text{cm}^2\text{g}$.

El agua amarga se alimenta en el plato 4 del agotador, con una incipiente vaporización, el líquido fluye por los platos y las bajantes hacia el fondo del agotador, agotándose de ligeros (H_2S y NH_3), en tanto que el vapor ascendente por los platos va enriqueciéndose en estos Componentes. El agua agotada en el fondo del agotador cumple con la especificación de concentraciones máximas de 20 ppm peso de NH_3 y 5 ppm peso de H_2S .

Gas Ácido Amoniacal a Planta Recuperadora de Azufre.

Esta corriente es enviada al cabezal de gas ácido amoniacal en donde se integran a



su vez las corrientes de gas ácido amoniacal de los otros tres trenes más, para ser enviada hacia la Planta Recuperadora de Azufre. Las condiciones en límite de baterías serán de 1.2 kg/cm²g y 85°C, por lo que para mantener esta temperatura estarán aisladas y trazadas las líneas para evitar condensaciones.

Agua Desflemada a LB.

El agua desflemada es extraída de los fondos del agotador DS-87101 a 128°C y 1.8 kg/cm²g e intercambia calor con la carga de alimentación de agua amarga al agotador en el Precalentador de Carga/Fondos del Agotador (EA-87101A/B) enfriándose a 81°C. De este equipo se conduce el agua desflemada a la succión de la Bomba de Fondo del Agotador GA-87104A/B, de donde se envía al Enfriador de Fondos (EC-87103A/B) para enfriarse a 49°C. Aguas abajo de éste enfriador se tendrá un Segundo Enfriador de Fondos (EA-87103A/B) para enfriarse hasta 40°C

Para el agua amarga desflemada fenólica se tiene la opción de un desvío (bypass) para que pueda irse esta agua a límite de baterías ya sea a tratamiento de efluentes o a las desaladoras de crudo Este bypass se localiza a la salida del enfriador de fondos EC-87103A/B. El flujo que va a las desaladoras de crudo debe ser un flujo constante de 150 m³/h a una temperatura de 49°C, aunque la línea esta diseñada para una capacidad de 180 m³/h. Habrá un control de temperatura, donde se mezclará la línea de bypass a la salida del enfriador EC-87103A/B, con la línea de bypass que sale del segundo enfriador de fondos del agotador EA-87103A/B, en caso de no obtener la temperatura requerida directamente a la salida del EC-87103A/B. La corriente de aguas desflemadas fenólicas deberá tener un contenido máximo de 20 ppm peso de NH₃ y 5 ppm peso de H₂S, por lo que se tendrá un analizador a la salida del segundo enfriador de fondos del agotador EA-87103A/B de H₂S, antes de enviarse ésta agua a límites de baterías. Lo anteriormente descrito se resume en la Tabla I.51.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 51 Características de Corrientes Aguas Amargas Fenólicas

Número de corriente	87001	87002	87003	87004	87101/87201	87102/87202	87103/87203	87107/87204	87105/87205	87106/87206	87107/87207	87108/87208	87109/87209	87110/87210	87111/87211	87112/87212	87113/87213	87114/87214
Descripción de la corriente	Agua Amarga Fenólica de UDCa	Agua Amarga Fenólica de PCR1	Agua Amarga Fenólica de PCR2	Agua Amarga Fenólica de FCC	Alimentación de Agua Amarga Fenólica	Alimentación a Tren de Agua Amarga	Alimentación a Agotador de Agua Amarga	Domos del Agotador	Condensado del Domo del Agotador	Gas Ácido a PRA	Alimentación a Rehervidor	Retorno al Rehervidor	Fondos del Agotador	Agua Desflemada a Bomba de Fondos	Agua Desflemada a Enfriador de Fondos	Agua Desflemada a Efuentes	Agua Desflemada a Destiladora	Soa Clástica al 20 wt%
Temp	43	60	60	38	51	51	98	119	85	85	128	128	128	81	81	40	49	30
Presión	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	7.8	7.1	1.5	1.4	1.4	1.8	1.8	1.8	1.5	8.6	2.0	7.5	1.8
Flujo másico total	119,735	84,069	73,606	47,539	162,475	162,475	162,475	28,552	28,552	672	398,200	398,200	161,852	161,852	161,852	86,998	74,854	49
Flujo Vol. Liq @15°C	120	85	74	48	164	164	164	-	35	-	399	360	162	162	162	87	75	0
Flujo Vol. Vap @0°C, 1 atm	-	-	-	-	-	-	-	34,142	677	677	-	74,832	-	-	-	-	-	-
Fase	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Vapor	Mezcla	Vapor	Líquido	Mezcla	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



10. U-87000. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (U-87300 / U/87400) (PAA).

El agua amarga no fenólica proveniente de las plantas: HDTGO, HDN, HDDI, URA y PTRG, es alimentada a dos recipientes de agua amarga; separada, libre de hidrocarburos, es enviada a los tanques de almacenamiento de agua amarga no fenólica, de ahí se bombea el agua amarga hacia el agotador previo precalentamiento con el agua desflemada producto de fondos. El hidrocarburo recuperado es enviado a un acumulador de aceite recuperado para reprocesamiento (aportación a la corriente de aceite recuperado), mientras que los vapores separados se envían al sistema de desfogue de hidrocarburos de baja presión.

Las aguas amargas desflemadas de origen no fenólico, provenientes del fondo del agotador, son enfriadas y enviadas a cabezal. Estas aguas desflemadas no fenólicas se envían a todas las plantas de hidrotatamiento (HDTGO, HDN, HDDI), PCR 1, PCR 2, URA y PTRG; así como a tratamiento de efluentes.

Separación de Hidrocarburos Ligeros del Agua Amarga.

El agua amarga es alimentada en límite de baterías a 54°C y 1.5 kg/cm²g en dirección al Recibidor de Agua Amarga (FA-87301). La presión del tanque es controlada a 1.0 kg/cm²g por lo que los vapores ácidos amoniacales que se desprenden por el cambio de presión son enviados al sistema de desfogue de hidrocarburos de baja presión.

Alimentación de Agua Amarga al Agotador.

El agua amarga no fenólica almacenada en los tanques FB-87503/FB-87504, es alimentada al Agotador de Agua Amarga (DS-87301) por medio de las Bombas de Alimentación de Agua Amarga no Fenólica (GA-87506A/B/C).

Previo a ser alimentada al agotador DS-87301, el agua amarga es precalentada a 98°C en el Precalentador de Carga/Fondos del Agotador (EA-87301A/B), circulando el agua amarga por los tubos y el agua agotada de fondos, por las corazas en serie.

Se intercambiará calor a contracorriente, el agua agotada que sale de fondos del agotador cede su calor de una temperatura de 128°C a 84°C, con el agua amarga de alimentación que entra al agotador para calentarse de 54°C a 98°C.

Agotador de Agua Amarga.

La corriente de alimentación al Agotador de Agua Amarga (DS-87301), precalentada a 98°C es alimentada en el plato 4. Los fondos del agotador son extraídos hacia el Rehervidor del Agotador (EA-87302A/B) de tipo termosifón vertical y calentados, retornando el líquido parcialmente vaporizado del rehervidor, por debajo del plato



40 del fondo. El fluido de calentamiento es vapor de baja presión saturado, que es alimentado por el lado de la coraza del rehervidor, saliendo como condensado una vez intercambiado su calor, para vaporizar a la corriente líquida de agua amarga. En caso de que un rehervidor salga de operación, se puede operar el Agotador introduciendo vapor de baja presión en las boquillas localizadas a un lado de las de retorno de vapor de los rehervidores y el flujo de vapor es equivalente a la generación de vapor en el rehervidor. En caso de flujos de operación normal, se puede operar sin los dos rehervidores, pero para el caso de tener una operación con flujos de diseño, solo se podrá operar sin un rehervidor. Se requerirá de un Desobrecalentador de Vapor de Baja Presión DSC-87301, para saturar el vapor de alimentación, mediante la inyección de agua de alimentación a calderas de media presión.

Ahora bien, los vapores de gas ácido amoniacal que salen del domo del agotador, son condensados parcialmente por medio del Condensador de Domo del Agotador (EC-87301A/B/C/D) del tipo aeroenfriador, para reducir la cantidad de humedad (vapor de agua) de este gas ácido que va a la planta de recuperación de azufre. En el condensador, se condensan de manera parcial los vapores generados en el domo del agotador a una temperatura normal de operación de 85°C. El líquido condensado es recuperado en el Acumulador de Reflujo (FA-87302) y recirculado nuevamente al domo del agotador mediante la Bomba de Reflujo del Agotador (GA-87303A/B). A su vez, en este acumulador de reflujo, se separarán los vapores de gas ácido amoniacal, que serán enviados hacia la planta recuperadora de azufre (PRA).

La corriente de gas ácido que sale del condensador EC-87301A/B/C/D tendrá un control de temperatura que actuará sobre un variador de frecuencia instalado en uno de los dos motores que tiene por bahía el aeroenfriador, para reducir la velocidad de entrada de aire del ventilador asociado y de esta manera controlar la temperatura de operación de salida del gas ácido amoniacal dentro de $\pm 3^{\circ}\text{C}$ (82 - 88°C) y evitar que se depositen sales de bisulfuro de amonio (NH_4HS).

El control de flujo del reflujo al domo del agotador estará subordinado al control de nivel del Acumulador de Reflujo (FA-87302). Asimismo el poco hidrocarburo que haya sido separado del gas y del condensado ácido, será enviado por gravedad al Acumulador de Aceite Recuperado FA-87505 para ser enviado posteriormente a límites de batería.

La presión en el Acumulador de Reflujo (FA-87302) estará regulada por un control de presión de rango dividido, que permite el flujo normal continuo hacia la planta recuperadora de azufre (PRA) mediante una válvula de control y que en caso de excederse la presión en dicho acumulador, se abriría la segunda válvula de control que va hacia el cabezal de desfogue ácido.



Es de gran importancia en el proceso, el mantener controladas la presión de operación y las temperaturas en el domo, para garantizar el buen funcionamiento del agotador y una adecuada remoción de los contaminantes. En el domo se tendrá controlada una presión de 1.5 kg/cm²g, con una temperatura de 85°C. Se tiene contemplado una caída de presión de 0.3 kg/cm² a lo largo del agotador. En el acumulador de reflujo FA-87302, se tendrá controlada una presión de 1.4 kg/cm²g.

El agua amarga se alimenta en el plato 4 del agotador, con una incipiente vaporización, el líquido fluye por los platos y las bajantes hacia el fondo del agotador, agotándose de ligeros (H₂S y NH₃), en tanto que el vapor ascendente por los platos va enriqueciéndose en estos Componentes. El agua agotada en el fondo del agotador cumple con la especificación de concentraciones máximas de 20 ppm peso de NH₃ y 5 ppm peso de H₂S.

Gas Ácido Amoniacal a Planta Recuperadora de Azufre.

Esta corriente es enviada al cabezal de gas ácido amoniacal en donde se integran a su vez las corrientes de gas ácido amoniacal de los otros tres trenes más, para ser enviada hacia la Planta Recuperadora de Azufre. Las condiciones en límite de baterías serán de 1.2 kg/cm²g y 85°C, por lo que para mantener esta temperatura estarán aisladas y trazadas las líneas para evitar condensaciones.

Agua Desflemada a LB.

El agua desflemada es extraída de los fondos del agotador DS-87101 a 128°C y 1.8 kg/cm²g e intercambia calor con la carga de alimentación de agua amarga al agotador en el Precalentador de Carga/Fondos del Agotador (EA-87301A/B) enfriándose a 84°C. De este equipo se conduce el agua desflemada a la succión de la Bomba de Fondo del Agotador GA-87304A/B, de donde se envía al Enfriador de Fondos (EC-87303A/B) para enfriarse a 55°C. Aguas abajo de éste enfriador se tendrá un Segundo Enfriador de Fondos (EA-87303A/B) para enfriarse hasta 40°C

La corriente de aguas desflemadas no fenólicas deberá tener un contenido máximo de 20 ppm peso de NH₃ y 5 ppm peso de H₂S, por lo que se tendrá un analizador a la salida del segundo enfriador de fondos del agotador EA-87303A/B de H₂S, antes de enviarse ésta agua a las plantas de hidrotratamiento (HDTGO, HDN, HDDI), PCR 1, PCR 2, URA, PTRG; y a tratamiento de efluentes

En caso de que la corriente de agua desflemada quede fuera de especificación, el agua será alimentada nuevamente al tren de agotamiento para ser reprocesada. Por el contrario, el agua desflemada que cumpla con las especificaciones será enviada a los límites de batería de los destinos anteriormente mencionados. Lo anteriormente descrito se resume en Tabla I.52.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 52 Características de Corrientes Aguas Amargas No Fenólicas

Número de corriente	87011	87012	87013	87014	87301 / 87401	87302 / 87402	87303 / 87403	87304 / 87404	87305 / 87405	87306 / 87406	87307 / 87407	87308 / 87408	87309 / 87409	87310 / 87410	87311 / 87411	87312 / 87412	87011	87012
Descripción de la corriente	Aguas Amargas No Fenólicas de HDTGO	Aguas Amargas No Fenólicas de HDDI	Aguas Amargas No Fenólicas de HDN	Aguas Amargas No Fenólicas de URA	Alimentación de Aguas Amargas No Fenólicas	Alimentación a Tren de Aguas Amargas	Alimentación a Agotador de Aguas Amargas	Domos del Agotador	Condensado del Domo del Agotador	Gas Ácido a PARA	Alimentación a Rehevador	Retorno del Rehevador	Fondos del Agotador	Aguas Destiladas a Bomba de Fondos	Aguas destiladas a Enfriador de Fondos	Aguas Destiladas a L.B.	Aguas Amargas No Fenólicas de HDTGO	Aguas Amargas No Fenólicas de HDDI
Temp	55	54	39	45	54	54	98	115	85	85	128	128	128	84	84	40	55	54
Presión	1.0	1.0	1.0	1.0	1.0	8.1	7.4	1.5	1.4	1.4	1.8	1.8	1.8	1.5	12.2	8.4	1.0	1.0
Flujo másico total	76,039	87,396	1,915	7,847	86,599	86,599	86,599	16,289	16,289	4,956	220,869	220,869	81,643	81,643	81,643	81,643	76,039	87,396
Flujo Vol. Líq @15°C	82	90	2	8	91	91	91	-	16	-	221	200	82	82	82	82	82	90
Flujo Vol. Vap. @0°C, 1 atm	197	-	-	1	-	-	-	18668	3911	4652	-	26535	-	-	-	-	197	-
Fase	MEZCLA	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO	VAPOR	MEZCLA	VAPOR	LIQUIDO	MEZCLA	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO	LIQUIDO	MEZCLA	LIQUIDO

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



11. U-88000. Planta Regeneradora de Amina sin CO₂ (U-88100 / U-88200) (URA).

Se describe el proceso del Sistema de Amina Libre de CO₂ de la URA para el tren 1 (U-88100) y el tren 2 (U-88200), la amina rica proveniente de los absorbedores localizados en las plantas hidrodesulfuradoras de gasóleo (HDTGO), Diésel (HDDI) y naftas (HDN) y de la planta de Recuperación y Tratamiento de Gases (PTRG) entra a la URA a 6 kg/cm²g y 61 °C donde se divide el flujo al 50 por ciento y se alimenta a cada uno de los trenes. La correcta división del flujo al 50 por ciento se asegura mediante válvulas manuales remotas. El control de presión localizado en la línea de alimentación de la URA minimiza el flasheo en la tubería de interconexión.

El Separador de Amina Rica FA-88101/FA-88201, tipo trifásico, recibe el 50 por ciento de la amina rica libre de CO₂ donde se separan la amina rica de los hidrocarburos ligeros (gas amargo) y pesados (aceite recuperado); el tanque opera a 1 kg/cm²g. El gas amargo separado es enviado a la PTRG por medio del Compresor de Gas Amargo BL-88501A/B. El Separador de Amina Rica tiene una mampara y una caja para separar por gravedad la amina rica del aceite en un tiempo de 40 minutos, dicho aceite está compuesto por hidrocarburos líquidos insolubles. El aceite separado y recuperado en la caja del separador del tren 1, es enviado al Tanque de Aceite Recuperado FA-88503 donde se termina la separación de los hidrocarburos y la amina rica y el aceite separado y recuperado en la caja del separador del tren 2, es enviado al Tanque de Aceite Recuperado FA-88506 donde también se termina la separación de los hidrocarburos y la amina rica. El aceite ya separado en el tanque del tren 1 es enviado fuera del límite de baterías al sistema de slops por medio de la Bomba de Aceite Recuperado GA-88502A/B y la amina rica recuperada es enviada por gravedad al Tanque de Fosa de Amina FA-88105. El aceite separado en el tanque en el tren 2 es enviado también fuera del límite de baterías al sistema de slops por medio de la Bomba de Aceite Recuperado GA-88507A/B y la amina rica recuperada es enviada por gravedad al Tanque de Fosa de Amina FA-88305.

El compartimento de amina rica del separador FA-88101/FA-88201 no tiene control de nivel debido a que el sistema de amina opera en un circuito cerrado. La amina circula a través de los absorbedores localizados fuera del límite de baterías y la URA, en un circuito cerrado que no tiene cambio de volumen, a excepción de una pequeña cantidad que se pierde por arrastre.

La amina rica es calentada antes de ser alimentada a control de flujo a la Regeneradora de Amina DB-88101/DB-88201. La Bomba de Amina Rica GA-88101A/B/ GA-88201A/B toma la amina rica del separador FA-88101/ FA-88201 y la envía a través de los tubos del Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre EA-88101A/B/C/D/EA-88201A/B/C/D donde se pone en contacto a contracorriente con la amina pobre caliente que sale de los fondos de la regeneradora DB-88101/DB-88201. La amina rica



caliente es alimentada al plato 5 (de 24) de la regeneradora DB- 88101/DB-88201. El nivel en el fondo de la columna re-ajusta al controlador de flujo de amina rica.

El gas ácido (H_2S) es agotado de la solución de amina conforme ésta baja en cascada por los platos de agotamiento hasta el plato chimenea de la regeneradora DB-88101/DB-88201. La solución de amina y el vapor para agotamiento fluyen a contracorriente. La amina del plato chimenea fluye por gravedad hacia el lado coraza del Rehervidor de la Regeneradora de Amina EA-88103A/B/EA-88203A/B. El calor suministrado al rehervidor EA-88103A/B/EA-88203A/B se realiza por medio de vapor saturado de baja presión. El punto de ajuste del controlador de flujo del vapor saturado de baja presión es modificado de acuerdo a la relación de flujo basada en la alimentación de amina rica a la regeneradora DB-88101/DB-88201.

El condensado de vapor de agua de los rehervidores EA-88103A/B/ EA-88203A/B fluye por gravedad al Separador de Condensados FA-88103A/B/FA-88203A/B y es descargado al cabezal de condensado aceitoso a control de nivel. El vapor para agotamiento y la solución de amina del rehervidor son regresados a la columna por debajo del plato chimenea. El vapor sube a través de la columna para agotar el H_2S de la amina que esta contacto con los platos.

El gas ácido saturado producido en el domo de la regeneradora DB-88101/DB-88201 fluye al Aerocondensador de la Regeneradora de Amina EC-88101/EC-88201 donde es enfriado y condensado parcialmente a una temperatura de $55^{\circ}C$. La mezcla vapor/Líquido del aerocondensador fluye por gravedad al Condensador de la Regeneradora de Amina EA- 88102/ EA-88202 donde una vez más es enfriado y condensado parcialmente, pero esta vez a una temperatura de $45^{\circ}C$.

Un buen control de la temperatura de la mezcla vapor/líquido se obtiene variando la velocidad de la mitad de los ventiladores del aerocondensador EC-88101/EC-88201. La mezcla vapor/Líquido del condensador fluye por gravedad al Acumulador de Reflujo de la Regeneradora de Amina FA-88102/FA-88202. El gas ácido saturado separado en el acumulador FA-88102/FA-88202 es enviado a la Planta Recuperadora de Azufre (PRA) mediante un cabezal de gas ácido que esta a control de presión. Los líquidos condensados son enviados a control de flujo al plato 1 de la regeneradora DB-88101/DB-88201 por medio de las Bombas de Reflujo de la Regeneradora de Amina GA-88103A/B/GA-88203A/B. El reflujo actúa como agua de lavado para minimizar las pérdidas de MDEA por arrastre en el gas ácido. El control de nivel en el acumulador FA-88102/FA/88202 ajusta el control de flujo del reflujo.

La amina pobre producida en el fondo de la regeneradora DB-88101/ DB-88201 fluye hacia el lado coraza del intercambiador EA-88101A/B/C/D/ EA-88201A/B/C/D donde es enfriada a $85^{\circ}C$ poniéndola a contracorriente con la alimentación de amina



rica. La amina pobre entonces es enviada con las Bombas de Amina Pobre GA-88102A/B / GA-88202A/B a través del Aeroenfriador de Amina Pobre EC-88102/EC-88202 que termina de enfriar la amina pobre hasta una temperatura de 65°C. Un buen control de la temperatura de la amina pobre se obtiene variando la velocidad de la mitad de los ventiladores del aeroenfriador EC-88102/EC-88202.

Una corriente del 20 por ciento en volumen de amina pobre es extraída y enviada a control de flujo al sistema de filtración, el cual comprende el Pre-Filtro de Cartucho de Amina Pobre FG-88101A/B/FG-88201A/B donde se remueven partículas de 5 micras y mayores, una vez retiradas las partículas, la amina pobre se envía al Filtro de Carbón Activado de Amina Pobre FLC-88101A/B/FLC-88201A/B donde se remueven compuestos con superficie activa (hidrocarburos solubles); a la descarga de dicho filtro se tiene el espacio para instalar un Sistema de Remoción de Sales Termoestables. y por último la amina se envía al Post-Filtro de Cartucho de Amina Pobre FG-88102A/B/ FG-88202A/B donde se remueven finos de carbón de 10 micras y mayores. La corriente separada del 20 por ciento se regresa a la succión de las bombas GA-88102A/B/GA- 88202A/B.

La amina pobre producida y filtrada en ambos trenes se junta antes de ser enviada de regreso a los absorbedores de las plantas hidrodesulfuradoras de gasóleo (HDGTO), Diésel (HDDI) y naftas (HDN) y la planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG) a una presión en el límite de baterías de 5.0 kg/cm²g.

La concentración de la solución se mantiene al 45 por ciento peso de MDEA agregando agua de repuesto a la amina pobre del fondo de la regeneradora DB-88101/DB-88201 por medio de una conexión dedicada de agua desmineralizada, si el contenido de agua de la muestra es muy bajo debido a las pérdidas de agua normales debido al arrastre de la misma en el gas ácido y en el gas amargo o bien, debido a la purga de agua amarga del acumulador FA-88102/FA-88202 hacia la Planta de aguas Amargas (PAA) que se deberá realizar si el contenido de bisulfuro de amonio en la muestra es mayor al 2%.

Área Común (U-88500) a los dos Sistemas de Regeneración.

La pérdida de una pequeña cantidad de amina es normal, por lo que se puede agregar amina fresca al sistema regularmente. La MDEA fresca se recibe de auto tanques o bien puede ser alimentada por medio de totes y bomba y se almacena en Tanque de MDEA FB-88501 y se envía al Tanque de Amina Pobre FB-88301 por medio de las Bombas de Tanque de MDEA GA-88506 A//B. La solución acuosa de MDEA al 45 por ciento peso se prepara agregando agua desmineralizada a la MDEA. La solución de MDEA puede ser enviada al separador FA-88301/FA- 88401 o a la succión de las bombas GA-88302A/B / GA-88402A/B de forma intermitente utilizando las



Bombas de Repuesto de Amina GA-88304 A/B.

El drenado de equipos, tuberías e instrumentos con servicio de amina es ruteado a un sistema cerrado de drenaje de amina subterráneo. Las líneas de drenado colectan la amina drenada y ésta fluye por gravedad hacia el Tanque de Fosa de Amina, FA-88304. El tanque de fosa de amina es un tanque de acero al carbón localizado por debajo del nivel de piso terminado en la Fosa, FS-88301 de concreto. El Tanque de Fosa de Amina está provisto de la Bomba de Tanquede Fosa de Amina, GA-88305, para enviar los drenes colectados de forma intermitente al Separador de Amina Rica, FA-88301/FA-88401, pasando por el Filtro del Tanque de Fosa de Amina, FG-88303. Lo anteriormente descrito se resume en la Tabla I.53.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 53 Características de Corrientes de Regeneración de Amina sin CO₂

Número de Corriente		88101	88102	88103	88104	88105	88106	88107	88108	88109	88110	88111	88112	88113	88114	88115	88116	88117	88118	88119	88120
Descripción de la Corriente		Amina rica	Amina rica	Amina rica	Amina rica	Amina rica	Gas ácido	Gas ácido	Gas ácido	Gas ácido	Gas ácido	Agua amarga	Amina	Vapor de agua	Amina pobre	Amina pobre	Amina pobre	Amina pobre	Amina pobre	Gas amargo	Agua amarga
Temperatura	°C	65	65	66	105	103	111	55	47	45	45	45	126	127	127	89	85	65	65	65	45
Presión	kg/cm ² g	1.00	1.00	10.79	10.29	1.30	1.27	1.16	1.06	1.30	0.92	1.50	1.41	1.41	1.41	0.91	9.52	8.82	8.82	1.00	1.36
Flujo Masico Total	kg/h	351,233	351,112	351,112	351,112	351,112	33,540	33,540	33,540	14,164	28,828	19,375	380,644	42,600	337,721	337,721	418,773	418,733	675,441	121	3,600
Flujo Vol. Liq. @15°C	m ³ /h	348.7	348.7	348.7	348.7	348.3	-	19.3	19.5	-	-	10.5	374.5	-	331.6	331.6	411.5	411.5	663.7	-	3.5
Flujo Vol. Vap. @ 0°C, atm.	Nm ³ /h	256	-	-	-	1,648	35,400	10,443	10,187	10,101	20,201	-	-	57,123	-	-	-	-	-	256.2	-
Fase	L/V/M	M	L	L	L	M	V	M	M	V	V	L	L	V	L	L	L	L	L	V	L

Número de Corriente		88201	88202	88203	88204	88205	88206	88207	88208	88209	88211	88212	88213	88214	88215	88216	88217	88219	88220
Descripción de la Corriente		Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Gas Acido	Gas Acido	Gas Acido	Gas Acido	Agua Amarga	Amina	Vapor de Agua	Amina Pobre	Amina Pobre	Amina Pobre	Amina Pobre	Gas Acido	Agua Amarga
Temperatura	°C	65	65	66	105	103	111	55	47	45	45	126	127	127	89	85	65	65	65
Presión	kg/cm ² g	1.00	1.00	10.79	10.29	1.30	1.27	1.16	1.06	1.06	1.06	1.41	1.41	1.41	0.91	9.52	8.82	1.00	1.06
Flujo Masico Total	kg/h	351,233	351,112	351,112	351,112	351,112	33,540	33,540	33,540	14,164	19,375	380,644	43,830	337,721	337,721	418,773	418,733	121	3,500
Flujo Vol. Liq. @15°C	m ³ /h	348.7	348.7	348.7	348.7	348.3	-	19.3	19.3	-	19.5	374.5	-	331.8	331.8	411.5	411.5	-	3.5
Flujo Vol. Vap. @ 0°C, atm.	Nm ³ /h	256.2	-	-	-	1,847.5	35,399.7	10,442.9	10,167.1	10,130.6	-	-	57,122.5	-	-	-	-	256.2	-
Fase	L/V/M	M	L	L	L	M	V	M	M	V	L	L	V	L	L	L	L	V	L

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



12. U-88000. Planta Regeneradora de Amina con CO₂ (U-88300 /U-88400) (URA).

Se describe el proceso del Sistema de Amina con Contenido de CO₂ de la URA para el tren 1 (U-88300), y para el tren 2 (U88400), la amina rica proveniente de los absorbedores localizados en las plantas de Coquización Retardada (PCR) y Desintegración Catalítica (FCC), entra la URA a 6 kg/cm²g y 52 °C donde se divide el flujo al 50 por ciento para alimentar a cada uno de los trenes. La correcta división del flujo al 50 por ciento se asegura mediante válvulas manuales remotas. El control de presión localizado en la línea de alimentación de la URA minimiza el flasheo en la tubería de interconexión.

El Separador de Amina Rica FA-88301/FA-88401, tipo trifásico, recibe el 50 por ciento de la amina rica con contenido de CO₂ donde se separa la amina rica de los hidrocarburos ligeros (gas amargo) y pesados (aceite recuperado); el tanque opera a una presión de 1 kg/cm²g. El gas amargo separado es enviado a la PTRG por medio del Compresor de Gas Amargo, BL-88501A/B.

El Separador de Amina Rica tiene una mampara y una caja para separar por gravedad la amina rica del aceite en un tiempo de 40 minutos. Dicho aceite está compuesto por hidrocarburos líquidos insolubles. El aceite separado y recuperado en la caja del separador del tren 3, es 1A enviado al Tanque de Aceite Recuperado FA-88503 donde se termina la separación de los hidrocarburos y la amina rica y el aceite separado y recuperado en la caja del separador del tren 4, es enviado al Tanque de Aceite Recuperado FA-88506 donde también se termina la separación de los hidrocarburos y la amina rica. El aceite ya separado en el tanque del tren 3 es enviado fuera del límite de baterías al sistema de slops por medio de la Bomba de Aceite Recuperado GA-88502A/B y la amina rica recuperada es enviada por gravedad al Tanque de Fosa de Amina FA- 88105. El aceite separado en el tanque en el tren 4 es enviado también fuera del límite de baterías al sistema de slops por medio de la Bomba de Aceite Recuperado GA-88507A/B y la amina rica recuperada es enviada por gravedad al Tanque de Fosa de Amina FA-88305.

El compartimiento de amina rica del separador FA-88301/FA-88401 no tiene control de nivel debido a que el sistema de amina opera en un circuito cerrado. La amina circula a través de los absorbedores localizados fuera del límite de baterías y la URA, en un circuito cerrado que no tiene cambio de volumen, a excepción de una pequeña cantidad que se pierde por arrastre.

La amina rica es calentada antes de ser alimentada a control de flujo a la Regeneradora de Amina DB-88301/DB-88401. La Bomba de Amina Rica GA-88301A/B/GA-88401A/B toma la amina rica del separador FA-88301/ FA-88401 y la envía a través de los tubos del Intercambiador Amina Rica/Amina Pobre EA-



88301A/B/C/D/EA-88401A/B/C/D, donde se pone en contacto a contracorriente con la amina pobre caliente que sale de los fondos de la regeneradora DB-88301/DB-88401. La amina rica caliente es alimentada al plato 5 (de 24) de la regeneradora DB-88301/DB-88401. El nivel en el fondo de la columna re-ajusta al controlador de flujo de amina rica.

El gas ácido (H_2S+CO_2) es agotado de la solución de amina conforme ésta baja en cascada por los platos de agotamiento hasta el plato chimenea de la regeneradora DB-88301/DB-88401. La solución de amina y el vapor para agotamiento fluyen a contracorriente. La amina del plato chimenea fluye por gravedad hacia el lado coraza del Rehervidor de la Regeneradora de Amina EA-88303A/B/EA-88403A/B. El calor suministrado al rehervidor EA-88303A/B/EA-88403A/B se realiza por medio de vapor saturado de baja presión. El punto de ajuste del controlador de flujo del vapor saturado de baja presión es modificado de acuerdo con la relación de flujo basada en la alimentación de amina rica a la regeneradora DB-88301/DB-88401.

El condensado de vapor de agua de los rehervidores EA-88303A/B/ EA-88403A/B fluye por gravedad al Tanque Separador de Condensado FA-88303A/B / FA-88403A/B, y es descargado al cabezal de condensados aceitoso por control de nivel. El vapor para agotamiento y la solución de amina del rehervidor son regresados a la columna por debajo del plato chimenea. El vapor sube a través de la columna para agotar el H_2S y el CO_2 de la amina que esta contacto con los platos.

El gas ácido saturado producido en el domo de la regeneradora DB-88301/DB-88401 fluye al Aerocondensador de la Regeneradora de Amina EC-88301/EC-88401 donde es enfriado y condensado parcialmente a una temperatura de $55^{\circ}C$. La mezcla vapor/Líquido del aerocondensador fluye por gravedad al Condensador de la Regeneradora de Amina EA- 88302/EA-88402, donde una vez más es enfriado y condensado parcialmente, pero esta vez a una temperatura de $45^{\circ}C$. Un buen control de la temperatura de la mezcla vapor/líquido se obtiene variando la velocidad de la mitad de los ventiladores del aerocondensador EC-88301/EC- 88401. La mezcla vapor/Líquido del condensador fluye por gravedad al Acumulador de Reflujo de la Regeneradora de Amina FA-88302/FA-88402. El gas ácido saturado separado en el acumulador FA-88302/FA-88402 es enviado a la Planta Recuperadora de Azufre (PRA) mediante un cabezal de gas ácido que cuenta con control de presión. Los líquidos condensados son enviados por control de flujo al plato 1 de la regeneradora DB-88301/DB-88401 por medio de las Bombas de Reflujo de la Regeneradora de Amina GA-88303A/B/GA-88403A/B. El reflujo actúa como agua de lavado para minimizar las pérdidas de MDEA por arrastre en el gas ácido. El control de nivel en el acumulador FA-88302/FA/88402 ajusta el control de flujo del reflujo.

La amina pobre producida en el fondo de la regeneradora DB-88301 / DB-88401 fluye



hacia el lado coraza del intercambiador EA-88301A/B/C/D/EA-88401A/B/C/D donde es enfriada a 77°C poniéndola a contracorriente con la alimentación de amina rica. La amina pobre entonces es enviada con las Bombas de Amina Pobre GA-88302A/B/GA-88402A/B a través del Aeroenfriador de Amina Pobre EC-88302/EC-88402, que termina de enfriar la amina pobre hasta una temperatura de 65°C. Un buen control de la temperatura de la amina pobre se obtiene variando la velocidad de la mitad de los ventiladores del aeroenfriador EC-88302/EC-88402.

Una corriente del 20 por ciento en volumen de amina pobre es extraída y enviada a control de flujo al sistema de filtración, el cual comprende el Pre-Filtro de Cartucho de Amina Pobre, FG- 88301A/B/ FG-88401A/B, donde se remueven partículas de 5 micras y mayores, una vez retiradas las partículas, la amina pobre se envía al Filtro de Carbón Activado de Amina Pobre, FLC-88301A/B/ FLC-88401A/B, donde se remueven compuestos con superficie activa (hidrocarburos solubles); a la descarga de dicho filtro se tiene el espacio para instalar un Sistema de Remoción de Sales Termoestables y por último, la amina se envía al Post-Filtro de Cartucho de Amina Pobre, FG-88302A/B/ FG-88402A/B, donde se remueven los finos de carbón de 10 micras y mayores. La corriente separada del 20 por ciento se regresa a la succión de las bombas GA- 88302A/B/GA-88402A/B.

La amina pobre producida y filtrada se junta antes de ser enviada de regreso a los absorbedores de las plantas de Coquización Retardada (PCR) y Desintegración Catalítica (FCC), a una presión en el límite de baterías de 18.5 kg/cm²g.

La concentración de la solución se mantiene al 45 por ciento peso de MDEA agregando agua de repuesto a la amina pobre del fondo de la regeneradora DB-88301/DB-88401 por medio de una conexión dedicada de agua desmineralizada, si el contenido de agua de la muestra es muy bajo debido a las pérdidas de agua normales debido al arrastre de la misma en el gas ácido y en el gas amargo o bien, debido a la purga de agua amarga del acumulador FA-88302/FA-88402 hacia la Planta de aguas Amargas (PAA) que se deberá realizar si el contenido de bisulfuro de amonio en la muestra es mayor al 2%.

Área Común (U-88500) a los dos Sistemas de Regeneración.

La pérdida de una pequeña cantidad de amina es normal, por lo que se puede agregar amina fresca al sistema regularmente. La MDEA fresca se recibe de auto tanques o bien puede ser alimentada por medio de totes y bomba y se almacena en Tanque de MDEA FB-88501 y se envía al Tanque de Amina Pobre FB-88301 por medio de las Bombas de Tanque de MDEA GA-88506 A/B. La solución acuosa de MDEA al 45 por ciento peso se prepara agregando agua desmineralizada a la MDEA. La solución de MDEA puede ser enviada al separador FA-88301/FA- 88401 o a la succión



de las bombas GA-88302A/B / GA-88402A/B de forma intermitente utilizando las Bombas de Repuesto de Amina GA-88304 A/B.

El drenado de equipos, tuberías e instrumentos con servicio de amina es ruteado a un sistema cerrado de drenaje de amina subterráneo. Las líneas de drenado colectan la amina drenada y ésta fluye por gravedad hacia el Tanque de Fosa de Amina, FA-88304. El tanque de fosa de amina es un tanque de acero al carbón localizado por debajo del nivel de piso terminado en la Fosa, FS-88301 de concreto. El Tanque de Fosa de Amina está provisto de la Bomba de Tanquede Fosa de Amina, GA-88305, para enviar los drenes colectados de forma intermitente al Separador de Amina Rica, FA-88301/FA-88401, pasando por el Filtro del Tanque de Fosa de Amina, FG-88303. Lo anteriormente descrito se resume en la Tabla I.54.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 54 Características de Corrientes de Regeneración de Amina con CO₂

Número de Corriente		88301	88302	88303	88304	88305	88306	88307	88308	88309	88310	88311	88312	88313	88314	88315	88316	88317	88318	88319	88320
Descripción de la Corriente		Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Gas Acido	Gas Acido	Gas Acido	Gas Acido	Gas Acido	Agua Amarga	Amina	Vapor de Agua	Amina Pobre	Amina Pobre	Amina Pobre	Amina Pobre	Amina Pobre	Gas Amargo	Agua Amarga
Temperatura	°C	52	52	53	101	101	154	55	45	45	45	45	126	127	127	61	70	65	65	52	-
Presión	kg/cm ² g	1.00	1.00	11.31	15.01	1.30	1.27	1.10	1.00	1.06	0.02	1.06	1.41	1.41	1.41	0.01	25.49	24.79	24.79	1.00	-
Flujo Masico Total	kg/h	368,020	36,800	368,000	368,000	368,000	29,633	29,633	29,633	9,843	13,200	19,984	405,055	45,602	359,059	363,050	445,233	445,233	758,118	10	NNF
Flujo Vol. Liq. @15°C	m ³ /h	365.1	265.1	265.1	265.1	384	-	13.8	20	-	-	20	308	-	352	352	437.5	437.5	705.5	-	-
Flujo Vol. Vap. @ 0°C, atm.	Nm ³ /h	17.5	-	-	-	88.7	33,035.0	7,017.9	6,732.4	6,792.4	13,584.8	-	-	59,880.5	-	-	-	-	-	17.5	-
Fase	L/V/M	M	L	L	L	M	V	M	M	V	V	L	L	V	L	L	L	L	L	V	L

Número de Corriente		88401	88402	88403	88404	88405	88406	88407	88408	88409	88411	88412	88413	88414	88415	88416	88417	88419	88420
Descripción de la Corriente		Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Amina Rica	Gas Acido	Gas Acido	Gas Acido	Gas Acido	Agua Amarga	Amina	Vapor de Agua	Amina Pobre	Amina Pobre	Amina Pobre	Amina Pobre	Gas Amargo	Agua Amarga
Temperatura	°C	52	52	53	101	101	154	55	45	45	45	126	127	127	81	73	65	52	-
Presión	kg/cm ² g	1.00	1.00	11.31	10.81	1.30	1.27	1.16	1.06	1.06	1.06	1.41	1.41	1.41	0.91	25.49	24.79	1.00	-
Flujo Masico Total	kg/h	368,900	368,900	368,900	368,900	268,003	29,633	29,633	29,633	9,643	12,064	405,055	45,802	350,050	50,050	445,233	445,233	18	NNF
Flujo Vol. Liq. @15°C	m ³ /h	365.1	365.1	365.1	365.1	365.9	-	10.5	20	-	20	306.9	-	352.8	352.8	437.5	437.5	-	-
Flujo Vol. Vap. @ 0°C, atm.	Nm ³ /h	17.5	-	-	-	88.7	33,025.0	7,017.9	6,792.4	6,792.4	-	-	59,600.5	-	-	-	-	17.5	-
Fase	L/V/M	M	L	L	L	M	V	M	M	V	L	L	V	L	L	L	L	V	L

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energia, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tuberia e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



13. U-23000. Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4).

La Planta Isomerizadora de Butanos tiene capacidad para procesar 8.9 MPD de materia prima de butano que proviene de la Planta de Gas Saturado (Unidad PTRG, por otros) y la Unidad de Proceso Alkyplus (Unidad de Alquilación); está integrada de las siguientes secciones:

- a) Secadores de alimentación de líquidos y gases.
- b) Intercambiadores de alimentación combinados en caliente y en frío
- c) Calentador de alimentación
- d) Reactores
- e) Estabilizador
- f) Depurador de gas de salida neto
- g) Columna Deisobutanizadora (DIB)

A continuación, se describen cada una de las áreas que conforman la Planta Isomerizadora de Butanos:

Secadores de alimentación de líquidos y gases.

El propósito de los Secadores de Butano (FA-23002A / B) es garantizar que la alimentación de hidrocarburos sea seca y libre de azufre antes de entrar en la unidad UOP Butamer. Los secadores son operados en serie excepto cuando están en el modo de regeneración, cuando, en ese momento, solo uno estará en servicio.

La corriente de butano se introduce en el secador de alimentación de líquido en la parte inferior y pasa por el flujo ascendente a través del desecante de tamiz molecular y salidas en la parte superior. El flujo seco pasa a través del segundo secador de alimentación en dirección de flujo ascendente. El hidrocarburo seco se envía al tambor de alimentación (FA-23004).

El gas de alimentación (hidrógeno) se debe secar para proteger el catalizador de los reactores. Los dos secadores de gas de alimentación (FA-23001A / B) funcionan de la misma manera que los secadores de butano (FA-23002A / B). Los secadores de gas de alimentación (FA-23001A / B) opera el flujo ascendente, en serie. El hidrógeno seco se envía luego al circuito del reactor en flujo controlado. El hidrógeno seco también se usa para el control de la presión en el tambor de alimentación (FA-23004), establecido en 12,3 kg / cm²(g).



El respaldo de gas de alimentación de la hidrodeshulfuración de nafta (por otros) se proporciona como una fuente adicional de hidrógeno para usar cuando los compresores de alimentación (BC-72001A / B) en la Unidad Isomerizadora de Pentanos y Hexanos están caídos. Apoyo el gas de reposición se pasa a través del eliminador de niebla de aceite de lubricación (FA-23011) para el retiro de cualquier líquido (como niebla de aceite lubricante).

Intercambiadores de alimentación combinados en caliente y en frío.

El líquido seco del tambor de alimentación (FA-23004) es bombeado por cualquiera de dos bombas de carga de reactor (GA-23001A / B) a través del circuito del intercambiador del reactor en el control de flujo. El circuito de intercambio del reactor consiste en un intercambiador de alimentación combinado en frío (EA-23003), el intercambiador de alimentación combinado en caliente (EA-23004), y el calentador de carga (EA-23005). El hidrocarburo líquido se combina con la corriente de hidrógeno de alimentación antes de ingresar al intercambiador de alimentación combinado en frío (EA-23003).

Una pequeña cantidad de promotor catalítico (Percloroetileno) se agrega aguas arriba del calentador de carga (EA-23005). Este promotor es bombeado al proceso por cualquiera de las dos bombas de inyección de cloruro (BP-23001A / B). El promotor del catalizador se almacena en un tambor de inyección de cloruro cubierto de nitrógeno (FA-23005).

La alimentación combinada finalmente se lleva a la temperatura deseada en el calentador de carga (EA-23005) mediante un controlador de temperatura, que restablece el flujo del medio de calentamiento del intercambiador. El calentador de carga (EA-23005) se calienta por medio de vapor de alta presión atemperado en el control de flujo de condensado. Después de salir del calentador de carga (EA-23005), la corriente combinada fluye hacia el Reactores (DC-23001A / B).

Reactores (DC-23001A / B).

Los reactores (DC-23001A / B) son reactores de lecho fijo que utilizan catalizadores promovidos por cloruro de alta actividad (UOP catalizador I-122) para isomerizar butano normal a isobutano.

El funcionamiento de los reactores (DC-23001A / B) es tal, que un reactor se colocará en serie con el otro reactor. En varios momentos a lo largo de la historia de la unidad, será posible tener un reactor principal o relevo. Tan solo el bypass del reactor permite la operación de un reactor solo durante el arranque o el catalizador parcial reemplazo. Los termopares se insertan en el lecho de catalizador de cada reactor para monitorear la actividad del catalizador en conjunción con las



relaciones de productos.

Después de salir del primer reactor, la corriente pasa al intercambiador de alimentación combinado en caliente (EA-23004) donde se elimina parcialmente el calor de reacción del primer reactor. El grado de eliminación de la temperatura puede ser logrado mediante el ajuste de la cantidad de intercambiador de bypass con un controlador de temperatura.

La corriente parcialmente enfriada se dirige al segundo reactor donde las reacciones del proceso final son completado a una temperatura más baja. Los reactores están equipados con líneas de purga de hidrógeno que se encuentran en la entrada de cada reactor. La purga de hidrógeno se utiliza para eliminar el hidrocarburo de un reactor que debe ser descargado. Una línea de enfriamiento de hidrógeno está ubicada en el cabezal de entrada del reactor principal para ayudar en el enfriamiento del catalizador, así como la eliminación de hidrocarburos.

Después de salir del segundo reactor, la corriente se dirige al lado del tubo del intercambiador de alimentación combinado en frío (EA-23003). El efluente del lado del tubo del intercambiador de alimentación en frío (EA-23003) continua al Estabilizador (DS-23001) sobre control de presión (31,6 kg / cm²g en la salida del segundo reactor).

Estabilizador (DS-23001).

El propósito del Estabilizador (DS-23001) es separar cualquier hidrógeno disuelto, HCl y gases craqueados (C1, C2 y C3) del isomerado. La alimentación al Estabilizador (DS-23001) se encamina desde el intercambiador de alimentación combinado en frío (EA-23003).

El Estabilizador (DS-23001) se vuelve a hervir con vapor a baja presión (Rehervidor de Estabilizador, EA-23007). El vapor del Estabilizador (DS-23001), que consiste en los componentes de hidrocarburos ligeros de la alimentación, es dirigido al Condensador del estabilizador (EC-23001) y al Condensador de compensación del estabilizador (EA-23006), y para después, pasar al Receptor de Estabilizador (FA-23006). Para mantener el control de presión en la columna, el gas se envía a presión controlada (a 21,1 kg / cm²g) al depurador de gas neto (DT-23001).

El líquido se bombea desde el Receptor del Estabilizador (FA-23006) en el control de nivel con cualquiera de las dos Bombas de reflujo del Estabilizadores (GA-23002A / B).

El producto de fondo del Estabilizador se dirige al Deisobutanizador (DF-23001). Parte del producto del fondo es enfriado por el Enfriador Regenerante (EA-23014)



para uso en regeneración más seca.

Depurador de gas neto (DT-23001).

El gas que fluye hacia arriba del estabilizador (DS-23001) es enviado al depurador de gas neto (DT-23001) para eliminarlo cloruro de hidrogeno. El gas libre de impurezas sale de la parte superior del depurador de gas neto (DT-23001) y se dirige a la refinería al Sistema de gas combustible en control de contrapresión (fijado a 8,1 kg / cm²g). La pureza del hidrógeno se controla en el lavó el gas para determinar los moles de H₂ que salen del sistema.

El depurador de gas neto (DT-23001) está equipado con una sección de lavado con agua circulante por encima de la sección de circulación cáustica para eliminar la cáustica arrastrada en el gas neto. En la sección de circulación cáustica la cáustica es circulado a través de las bombas de circulación cáustica (GA-23004A / B) a través del calentador cáustico (EA-23008) y enviado a los dos puntos de inyección en el depurador de gas neto (DT-23001). Un punto de inyección se encuentra en la parte superior de la sección empaquetada y la otra se encuentra justo debajo de la sección empaquetada (una boquilla de rociado). El propósito del distribuidor de pulverización inferior es dirigir el flujo cáustico a las paredes cónicas de Depurador de Gas Neto (DT-23001) para mantener las paredes mojadas con cáustico.

El agua de lavado se bombea a la parte superior de la sección de lavado con agua mediante cualquiera de las dos bombas de circulación de agua (GA-23003A / B) desde una bandeja de acumulación debajo del empaque de lavado con agua. El condensado frío de la refinería se utiliza como agua de lavado de alimentación; se bombea desde el tambor de inyección de agua (FA-23007) ya sea por dos bombas de inyección de agua (BP-23003A / B).

Deisobutanizador (DF-23001).

El propósito del Deisobutanizador (DF-23001) es recuperar el producto de Isobutano del reactor estabilizado los productos. La alimentación al Deisobutanizer (DF-23001) es la parte inferior del estabilizador más la unidad fresca de butano proveniente de la Unidad de Alquilación y Unidad PTRG, las cuales son cargada a la columna para eliminar el isobutano y cualquier contaminante pesado que pueda estar presente. El n-C₄ de la alimentación fresca y el n-C₄ no convertido de los fondos del estabilizador entonces se cargará a los reactores (DC-23001A / B).

Las materias primas nuevas son mezclados de butanos de la Planta de Gas Saturado ("Unidad PTRG") y Unidad de Alquilación de UOP; estas corrientes se combinan y pasan a través del Coalescente de alimentación de butano (FA-23009).



La entrada de calor al Deisobutanizador (DF-23001) es proporcionada por un vapor de baja presión al Rehervidor Deisobutanizador (EA-23012), y por un flujo de reciclaje de isobutano desde la unidad de Alquilación hasta el Rehervidor corte lateral de Deisobutanizador (EA-23010A / B). La entrada de calor del hervidor se ajusta para mantener el reflujo adecuado para alimentar proporción.

El vapor de sobrecarga se condensa en el Condensador Deisobutanizador (EC-23002) y el líquido se acumula en el receptor de deisobutanizador (FA-23010).

La mayor parte del líquido de cabeza de Deisobutanizador es reflujo, bombeado desde el Receptor de Deisobutanizador (FA-23010) a través de una de las dos bombas de reflujo Deisobutanizador (GA-23006A / B) de vuelta al Deisobutanizador (DF-23001). El producto de arriba, que es principalmente isobutano, se envía a la Unidad Alquilación, a través de cualquiera de las dos bombas de productos de Deisobutanizador (GA-23009A / B).

El producto de la parte inferior de la red es bombeado hacia fuera por cualquiera de las dos bombas de fondo Deisobutanizador (GA-23008A / B) en el control de flujo recto a través del Enfriador de productos de fondo de Deisobutanizador (EA-23013) y enviado al almacenamiento.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY).

La Unidad AlkyPlus está diseñada para:

Capacidad de diseño = 20,000 bpsd de producto alquilado.

Capacidad máxima = 110% de la capacidad de diseño.

Factor de flujo esperado = 98%.

El proceso AlkyPlus combina catalíticamente olefinas ligeras con isobutano para producir un combustible parafrínico de cadena ramificada. La reacción de alquilación tiene lugar en presencia de ácido fluorhídrico (HF) en condiciones suaves seleccionadas para maximizar el rendimiento y la calidad del alquilado. El producto de alquilado es uno de los componentes de gasolina de más alta calidad en el conjunto de la refinería de gasolina. Su baja presión de vapor, sus valores de octanaje relativamente altos y sus bajos niveles de azufre, compuestos aromáticos y olefinas convierten al alquilado en un componente ideal de mezcla de gasolina. El ácido fluorhídrico se mezcla con un aditivo de supresión de presión de vapor. El aditivo es un material no volátil, inoloro y de baja toxicidad que es completamente miscible en la fase ácida, pero tiene una afinidad muy limitada con otros hidrocarburos, incluido el producto alquilado y el aceite soluble en ácido (ASA). Estas propiedades físicas únicas del aditivo hacen que la volatilidad del ácido se reduzca entre un 60 y un 90 por ciento en condiciones ambientales. La unidad AlkyPlus comprende una sección de secado de alimentación, una sección de reactor isotérmica que emplea circulación de ácido por gravedad, una sección de fraccionamiento para separar los productos, una sección de regeneración / recuperación de catalizador (ácido HF) e instalaciones de tratamiento / neutralización para garantizar que todas las corrientes, ya sean productos o subproductos salgan de la unidad libre de ácido.

La alimentación ingresa en el tanque de balance (FA-22001) que está presionado e inertizado con nitrógeno y tiene una presión controlada de 5.4kg / cm²g. Las bombas de carga (GA-22001A / B) bombean la alimentación desde el tanque balance a través del Intercambiador de Salida del Reactor de Alimentación (EA-22002), donde intercambia calor con el efluente del reactor, con el Intercambiador de Fondos del Alimentador / Separador (EA-22003) donde intercambia calor con los fondos del extractor, y luego se combina con el reciclo del reactor. La alimentación combinada se calienta luego en el calentador de alimentación (EA-22001) utilizando vapor de baja presión, para lograr la temperatura de entrada del reactor deseada. El controlador de temperatura de alimentación del reactor fija el flujo de vapor en EA-22001. El EA-22002 está en by pass (en desvío) y el EA-22001 no tiene ningún servicio durante el arranque.



La alimentación se mezcla con una cantidad estequiométrica de hidrógeno basada en la concentración de dienos y acetilenos contenidos en la alimentación. El hidrógeno del cabezal de hidrógeno de la refinería es comprimido por los Compresores de Gas de Reposición (BC-22001A / B) a la presión requerida y se alimenta a las entradas de los 2 reactores. Para asegurar una disolución uniforme y completa del gas rico en hidrógeno en la alimentación líquida, las dos corrientes se envían a través de boquillas de mezcla (SPE-22001 y 22002). Se cuenta con un mezclador estático (EZ-22001) en la entrada del DC-22001 para garantizar una buena mezcla de alimentación fresca y reciclo del reactor. La alimentación combinada fluye a través de los 2 reactores de flujo descendente (DC-22001 y 22002) en serie, y en la salida de DC-22002 se divide en el efluente y se recicla el reactor. La presión en la salida de DC-22002 se controla a $26,3 \text{ kg / cm}^2\text{g}$. El efluente del reactor intercambia calor con la alimentación fresca en EA-22002 y luego fluye a través de una válvula de control de presión hacia el Agotador (DS-22001).

El Agotador se utiliza para separar los hidrocarburos ligeros (C2-) del efluente del reactor. La presión del acumulador de reflujo (FA-22002) se controla a $21,3 \text{ kg / cm}^2\text{g}$. El calor que ingresa al extractor se realiza a través del cambiador de calor EA-22006, que utiliza vapor de baja presión como medio de calentamiento. Los ligeros no condensados de FA-22002 se dirigen al cabezal de gas combustible, y el líquido del acumulador se va como reflujo a la columna. La corriente de fondos intercambia calor con la alimentación en EA-22003, y posteriormente se enfría en el enfriador de la parte inferior del separador (EC-22002) y en el enfriador de ajuste EA-22005 antes de enviarse a la unidad de Alquilación AlkyPlus. El flujo se establece mediante el control de flujo en cascada con el control de nivel provisto en el fondo del separador.

Sección de secado de alimentación.

El flujo de reposición de isobutano de la Unidad Butamer y Almacenamiento se envía al Coalescedor de Isobutano de Reposición (FA-22101) para la eliminación de cualquier agua libre y la alimentación de olefina de la Unidad de SHP se alimenta al tanque de balance de Alimentación de la Olefina. Las alimentaciones luego se mezclan y se secan en los Secadores de Alimentación Mixta (FA-22103 A / B). Los secadores de alimentación mixta se instalan para eliminar el agua, lo que puede aumentar considerablemente la velocidad de corrosión interna dentro de la unidad y podría afectar negativamente a la cinética de reacción. Los secadores se pueden regenerar periódicamente utilizando una porción de la corriente de la alimentación.



Sección del reactor.

La alimentación seca se mezcla con el isobutano de reciclo en un distribuidor especial (Mezclador de alimentación / reciclado) y se introduce en el lado de los cuatro Enfriadores de reacción de alquilación vertical (EA-22104 A / B / C / D) (intercambiadores especialmente diseñados para enfriar con agua, Diseño propietario UOP) mientras que el ácido entra en la parte inferior. La mezcla íntima de hidrocarburos y ácido se logra inyectando hidrocarburos a través de boquillas de mezcla especiales ubicadas en cuatro tuberías de inyección.

Las reacciones de alquilación se completan esencialmente en el momento en que el hidrocarburo y el ácido abandonan los enfriadores de reacción de alquilación. El efluente de los enfriadores fluyen hacia arriba desde la zona de reacción hacia la zona de asentamiento en el Asentador de Acido (FA-22104) (con bafle vertical y provisto de platos de contacto líquido-líquido). Allí, el catalizador se separa como la fase inferior y fluye, por gravedad, de regreso a la zona de reacción donde continúa el ciclo de reacción. La fase de hidrocarburo de la zona de sedimentación, que contiene propano, isobutano, butano normal y alquilado, se carga al Fraccionador principal (DF-22101).

Sección principal del fraccionador.

El hidrocarburo de la sección del reactor se precalienta en una serie de intercambiadores de calor y luego ingresa al Fraccionador principal (DF-22101). El propósito de la columna es separar los productos de reacción del isobutano sin reaccionar, el propano, el butano y el ácido HF disuelto. La corriente de destilado contiene una mezcla de HF, isobutano y propano. Este material se condensa en el condensador superior del fraccionador principal (EA-22122) y luego se divide como reflujo al fraccionador principal y al Despropanizador (DF-22102).

El isobutano, esencial para el control favorable de los mecanismos de reacción, se toma como una corriente lateral, la corriente se enfría intercambiando calor con la alimentación del fraccionador principal en el intercambiador de alimentación del fraccionador principal (EA-22112) y luego se condensa en el condensador de reciclaje de isobutano (EA -22114). Parte del vapor se condensa en el rehervidor de Butamer, lo que proporciona un ahorro considerable de energía y agua de refrigeración. El isobutano condensado se enfría aún más en el Enfriador de reciclo de isobutano (EA-22115) y se devuelve a la sección de reacción como reciclado de isobutano.

El butano normal se toma como una corriente lateral inferior para mantener la PRV del producto alquilado que fluye desde la parte inferior de la columna.



Debido a que el aditivo tiene un alto punto de ebullición, las trazas de aditivo en el efluente del sedimentador pueden concentrarse en la parte inferior del Fraccionador principal y en el producto alquilado. El alquilado se enfría proporcionando calor al Rehervidor auxiliar del fraccionador principal (EA-22117), luego se intercambia con la alimentación del Fraccionador principal en el Intercambiador de fondos de alimentación del fraccionador principal (EA-22113) y finalmente se enfría con agua en el Enfriador de alquilado (EA-22132). El material enfriado se envía a la columna de lavado con agua de alquilado (DT-22103), donde se eliminan las trazas de aditivo mediante extracción con agua. Se utiliza un pequeño flujo de alquilado como medio de lavado dentro de la unidad.

Despropanizador y agotador de HF.

El despropanizador (DF-22102) ayuda a recuperar isobutano del producto destilado del Fraccionador principal. La corriente de alimentación del Despropanizador se bombea desde el Acumulador del Fraccionador Principal (FA-22120) y se calienta intercambiando calor con el producto de fondos del despropanizador. El producto del fondo luego se recicla a la sección del reactor.

También se proporciona una corriente lateral y se dirige a la columna Acid Rerun (DS-22101) como medio de extracción.

El HF Stripper (DS-22102) ayuda a proporcionar propano libre de ácido desde el destilado del Despropanizador.

El producto de fondo del agotador de HF está disponible para ser reciclado a la sección del reactor con el fin de mantener los niveles de propano deseados en la alimentación, mientras que el resto se dirige al tratamiento y luego se bombea al almacenamiento. La descripción de la sección de tratamiento se proporciona a continuación.

Sección de tratamiento de butano y propano alúmina.

El Propano producto de los fondos de Agotador de HF contiene trazas de fluoruro de propilo que se eliminan en los Tratadores de Propano Alumina (FA-22122 A / B) y los Tratadores de Propano KOH (FA-22123 A / B). El n-butano producto recuperado como una corriente lateral del Fraccionador principal contiene cantidades traza de fluoruro de butilo, que se eliminan en los Tratadores de Alúmina Butano (FA-22117 A / B) y los Tratadores de Propano KOH (FA-22119 A / B). Antes de ingresar a los Tratadores de alúmina, el material debe calentarse a una temperatura adecuada para activar la Alúmina intercambiando calor con material caliente de los Tratadores en: Cambiador de calor EA-22119 y el intercambiador EA-22129 y luego se calienta con vapor en el intercambiador de calor EA-22120 y EA -22130. Antes de



ser alimentado a los Tratadores KOH, el material se enfría y luego se condensa en: Condensador de tratamiento de butano (EA-22121) y Condensador de tratamiento de propano (EA-22131).

Sección de Recuperación de Ácido y Aditivo.

Para mantener la pureza del ácido del sistema, se alimenta una pequeña corriente de ácido a la Columna de Repaso de Ácido (DS-22101) para eliminar la ASA (Aceite Soluble en Ácido), agotándolo con isobutano sobrecalentado. El vapor ácido sale de la parte superior de la columna, se condensa en el Condensador de destilado (EA-22106) y se dirige de nuevo al Asentador de ácido. La DS-22101 cuenta con una corriente lateral para la remoción controlada de agua. Esta corriente consiste principalmente en isobutano, pero se separa en una fase de isobutano y una fase de ácido / agua después de condensarse y pasar al tambor de eliminación de agua (FA-22116). La fase de isobutano se bombea de regreso al asentador de ácido, mientras que la fase de ácido / agua se envía a la lavadora de ASA cáustica (FA-22111) para la eliminación de HF libre. La corriente de los fondos de la Columna de Repaso Acido se enfría en el Enfriador de los Fondos de la Columna de Repaso (EA-22109) y se envía al sistema de recuperación de aditivos donde el aditivo y las ASAS se separan en el Decantador de ASAS (FA-22108).

El aditivo recuperado se envía al Acumulador de Aditivo de Reciclo (FA-22109) para luego redirigirse a la sección del reactor y las ASAS se envían al Lavador Cáustico de ASAS.

Sección de Neutralización.

La sección de neutralización de efluentes está diseñada para remover trazas de HF de las diversas corrientes de efluentes, tales como: venteos, Gas de relevo y ASAS.

Sección de neutralización de ASAS.

Una corriente de NaOH se mezcla con el producto de ASAS del Decantador de ASAS (FA-22108) y se envía al Lavador Cáustico de ASAS (FA-22111). En la lavadora, el HF en la ASA se neutraliza y las fases de ASA y NaOH se separan. La ASA neutralizada fluye por el domo del acumulador de ASAS (FA-22112), donde se acumula antes de ser bombeado al Rehervidor del fraccionador principal (BA-22101). La corriente cáustica se bombea y circula de regreso a la lavadora. El sistema se opera en modo de lotes, se envían periódicamente a las instalaciones de desecho y se bombean productos cáusticos nuevos al sistema.

Sección de Lavado de Gas de Relevo.

Los flujos de alivio y los venteos los sistemas ácidos se dirigen al separador de



líquidos FA-22113. Los vapores fluyen hacia el lavador de gases de alivio (DT-22101), mientras que los líquidos son eyectados hacia la lavadora cáustica ASAS (FA-22111). La corriente de vapor se pone en contacto con un pequeño flujo de KOH antes de ingresar a la sección de platos del lavador de gases de alivio. Los vapores ascendentes son neutralizados por una corriente descendente de KOH y dejan la columna libre de ácido para que se desechen en el quemador elevado. La solución líquida de KOH se acumula en la parte inferior y se recircula a la parte superior del lavador mediante las bombas de circulación KOH (GA-22109 A / B).

Sección de Regeneración de KOH.

Cuando sea necesario, se retira una cantidad de KOH del depurador y se envía al tanque de regeneración de KOH (FB-22102) para regeneración, esto se logra a través de las bombas de transferencia de KOH (GA-22110 A / B). Una vez que se completa la regeneración, el KOH se devuelve al Depurador utilizando las mismas bombas. En el tanque de regeneración de KOH, el KOH gastado y la cal se mezclan de manera que el fluoruro de potasio en la solución gastada se convierte en KOH y la cal se convierte en fluoruro de calcio insoluble. Después de la sedimentación, el fluoruro de calcio se vacía en una de las dos fosas de neutralización. También ingresan a esta Fosa el drenaje ácido y el agua de lluvia que drena de la unidad. Cada fosa está equipada con mezcladores mecánicos para garantizar una buena mezcla y neutralización de cualquier ácido HF. Cuando la fosa está llena, el agua neutralizada se bombea al tratamiento de aguas residuales y los lodos resultantes se bombean para su eliminación.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energia, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



15. U-30000. Planta de Coquización Retardada (PCR).

La coquización retardada es un proceso de conversión térmica que convierte los elementos más pesados y menos deseables del petróleo crudo en productos comercializables. El proceso deriva su nombre del hecho de que las condiciones de la unidad se controlan para que la formación de coque no ocurra en el horno, sino en los recipientes (tambores) posteriores específicamente diseñados para proporcionar el tiempo para que las reacciones de coquización se completen. Las reacciones que generan coque son altamente endotérmicas, y el horno suministra el calor necesario para iniciar las reacciones de vaporización, craqueo y coquización. La vaporización ocurre en el horno mientras que las reacciones de craqueo y coquización se completan en los tambores de coque. El coque sólido se acumula en los tambores y se extrae en un proceso semi-batch en el que un tambor se retira regularmente del servicio, mientras que otro tambor entra en servicio. Los productos más ligeros del proceso de coquización son típicamente gas combustible, GLP, nafta, gasóleo de coque ligero (LCGO) y gasóleo de coque pesado (HCGO).

Esta Unidad de Coquización Retardada (DCU), es parte de la nueva refinería de PEMEX ubicada en Dos Bocas, Tabasco, la cual procesara residuos pesados (Residuos de vacío y aceite decantado de FCC).

La DCU está diseñada para procesar en un tren 130,000 BPSD de una mezcla de residuo de vacío combinado con aceite decantado de FCC. La alimentación combinada es 1.46 a 4.14 °API, 22% a 30.5% en peso de residuo de carbono de Conradson y 4.67 a 5.61% en peso de azufre.

Los productos de la unidad incluyen, nafta de coquización, gasóleo de coque ligero, gasóleo de coque pesado y coque de grado combustible. El proceso incorpora características que mejoran la confiabilidad y la operabilidad de la unidad de coquización retardada.

Química de la coquización retardada.

La Coquización Retardada es una reacción endotérmica, y el horno de coque, proporciona el calor necesario para completar las reacciones de coquización. Las variaciones en las propiedades de la materia prima, pueden cambiar la entrada de calor requerida para completar la reacción, ya que algunos residuos de vacío requieren más o menos calor para reaccionar. Por lo tanto, la temperatura de vapor que se introduce en la parte superior del tambor de coque (antes de la inyección de aceite de enfriamiento rápido), es una buena indicación de la temperatura final de reacción del sistema. Es importante, mantener una temperatura de vapor relativamente constante durante la mayor parte del ciclo de llenado del tambor de coque.



La materia prima de DCU, consiste típicamente de varios tipos de composiciones de residuos de vacío. Los componentes más pesados y difíciles de manejar son los asfáltenos. Estos compuestos, típicamente son sólidos a temperaturas por debajo de 150 °C. Tienen una proporción muy alta de carbono-hidrógeno y consisten en cadenas extremadamente largas de átomos de carbono en láminas planas o grupos amorfos. Los asfáltenos, se pueden caracterizar manteniendo en solución los componentes restantes en el residuo. Otros componentes primarios en la alimentación de residuo de vacío, incluyen resinas o hidrocarburos pesados de cadena larga, gasóleos pesados con rangos de ebullición de 425 °C o más, además de azufre orgánico, nitrógeno y compuestos de metales pesados.

El proceso de coquización retardada, consiste en muchas reacciones químicas diferentes que ocurren simultáneamente y en secuencia. Las cadenas muy pesadas de hidrocarburos de aceite y asfáltenos en la alimentación, se rompen a temperaturas extremas. Esto se denomina craqueo térmico, donde la alimentación de residuo se calienta rápidamente y se mantiene a temperaturas elevadas. Cuando las cadenas de hidrocarburos se rompen, forman hidrocarburos más pequeños y productos pesados de carbono (coque). Los productos intermedios ligeros formados a partir de la reacción de craqueo, continúan rompiéndose aún más y / o reaccionan juntos en las reacciones de condensación y polimerización para producir una amplia gama de gases, líquidos ligeros de hidrocarburos y líquidos pesados de hidrocarburos. Todos los productos líquidos formados a partir de estas reacciones, están en fase de vapor debido a las altas temperaturas dentro del tambor de coque. El líquido vaporizado y los productos de gas salen del tambor de coque, dejando el coque sólido en el tambor.

La estructura del producto de coque, está determinada por el tipo de materias primas cargadas en la alimentación a la planta. Las materias primas normalmente incluyen resinas, residuos de asfáltenos y / o materias primas que se han reducido a cadenas más cortas. La mayoría de alimentaciones de coque, tiene materias primas con un contenido sustancial de asfáltenos y muy bajas concentraciones de componentes aromáticos. El coque producido a partir de este tipo de materia prima, es un coque de tipo pellet, que tiene una estructura similar a un gránulo en comparación con la estructura semejante a una aguja producida en una la coquización de primera calidad o la estructura similar a una esponja producida en un ánodo de coque.

Los compuestos orgánicos de azufre y nitrógeno, tienden a reaccionar a las temperaturas de la coquización retardada normal para formar una amplia gama de compuestos. Estos compuestos se distribuyen en todo el líquido, gas y productos de coque como contaminantes. Las altas concentraciones de estos contaminantes reducen el valor del producto del coque sólido y pueden causar problemas con el



procesamiento posterior de los productos líquidos y de vapor. Los componentes de metales pesados en las materias primas, tienden a permanecer en el producto de coque sólido, ayudando a reducir la contaminación de metales en los productos líquidos.

Normalmente, las temperaturas de funcionamiento del horno y del tambor de coque tienen el mayor impacto operativo en la calidad del coque. Las temperaturas de funcionamiento más altas en la salida de vapor del tambor de coque antes del enfriamiento con aceite pesado (HSO), aumentarán la dureza del coque y reducirán la materia volátil contenida en el coque, y es el punto de control primario para estas propiedades.

Hornos y Sección de tambor de coque.

Hay tres hornos de coque y seis tambores de coque por tren en la DCU. A continuación se describe el primer horno de coque y el par de tambores de coque correspondiente, y esta descripción es aplicable a los otros dos conjuntos.

El propósito del horno de coque, es calentar la alimentación a la temperatura necesaria para iniciar las reacciones de coquización lo más rápido posible. Los tambores de coque están diseñados para proporcionar un tiempo de residencia adecuado para completar estas reacciones de coquización y para proporcionar el volumen necesario para acumular el coque sólido que se forma.

Para el diseño, una alimentación de coque de 130,000 BPSD se enviará a la unidad a 228°C. La alimentación se envía al tambor de alimentación y se bombea a la parte inferior de la fraccionadora de coque. La alimentación se combina con la corriente de destilado reciclado, precalentada en el intercambiador de alimentación de HCGO y el intercambiador de alimentación de HHGO, y luego se mezcla con la corriente de reciclado antes de ingresar al fondo de la fraccionadora de Coque. El fondo de la torre fraccionadora de coque, proporciona un aumento de capacidad adecuada, para mantener el flujo ininterrumpido hacia las bombas de carga del horno. La alimentación fresca, el reciclado de destilado y el reciclado natural se cargan en el horno de coque y se calientan a la temperatura requerida para convertir la alimentación fresca en coque sólido e hidrocarburos de vapor dentro de los tambores de coque activos o de relleno. La alimentación de los tambores está conectado a la parte inferior de la fraccionadora de coque por medio de una línea de balance. Se agrega una línea de conexión de gas combustible, para proporcionar una purga continua y evitar que el vapor de la zona de calor caliente ingrese a la línea de balance y deposite coque tapando potencialmente la línea de balance.

Para el reciclado del destilado, el coque usa LCGO tomado de la corriente de la bomba de LCGO. El reciclado de destilado, no solo ayuda a garantizar que se logren



buenas longitudes de funcionamiento en el horno (con un mínimo de descarga en línea entre la limpieza fuera de línea), sino que también proporciona mejores rendimientos de líquidos que la tecnología de coquización retardada convencional.

La DCU se compone de tres hornos de coque en paralelo, cada horno alineado cuenta con un par de tambores de coque. El horno de coque tiene tres celdas, cada una con dos pasos, que incorpora tecnología de doble encendido modificada, en la que se utilizan tres filas de quemadores de gas para calentar cada par de pasos. La alimentación a cada paso, es controlada individualmente por el flujo. Se inyecta vapor de alta presión (HP) en la entrada de cada paso del horno de coque para mantener la velocidad y el tiempo de residencia requerido en el horno de coque, y con esto suprimir la formación de coque en los tubos. El vapor de alta presión a cada paso, también es controlado individualmente por flujo.

Con el tiempo, los tubos del horno se ensuciarán con coque y otros depósitos. La limpieza de rutina, será un proceso llamado desprendimiento en línea, en el cual el hidrocarburo y el vapor a velocidad, a través de los dos pasos de una celda se reemplazan por un flujo de vapor más alto. El flujo a cada paso que se controla, mediante una válvula de control separada de la válvula de control de velocidad / vapor de emergencia. Mientras una celda se está desprendiendo de depósito, el flujo y el disparo en las otras ocho celdas del horno de coque pueden aumentar para mantener el rendimiento.

El efluente del horno fluye hacia la parte inferior de un tambor de coque inicialmente vacío (tambor en línea), mientras que el otro tambor está fuera de línea para la extracción de coque y la preparación para el servicio de coquización. Dentro del tambor de coque en línea, una combinación de tiempo de residencia, temperatura y condiciones de presión resultan en la conversión de la alimentación de aceite a vapores de hidrocarburos craqueados y coque de petróleo. A medida que avanza el ciclo, el lecho de coque crece hacia arriba desde la sección del fondo del tambor, con la alimentación de dos fases entrante (aceite más vapor) que fluye a través de los canales en el lecho de coque en evolución. Cuando el lecho de coque ha crecido a un nivel predeterminado cerca de la parte superior del tambor de coque, la corriente de efluente del horno se desvía de este tambor de coque para evitar la posible "formación de espuma" o el arrastre de coque del tambor de llenado a la tubería de salida y al sistema de fraccionamiento. El desvío se realiza por medio de una válvula multipuerto, que dirige el efluente del horno al tambor de coque vacío. Se purgan las líneas de vapor en la entrada (parte inferior) y la salida (parte superior) de los tambores de coque, para purgar las válvulas del interruptor y las válvulas de aislamiento, y para evitar que se obstruyan las líneas de entrada de la válvula de alivio, la línea de ventilación y la línea de inyección de antiespumante. Para evitar altos niveles de espuma en el tambor de coque, también se inyecta un líquido



antiespumante en la parte superior del tambor, especialmente cuando el lecho de coque se acerca al nivel de llenado predeterminado.

Por diseño, el ciclo de llenado del tambor de coque, se mantiene durante un tiempo fijo (18 horas), durante el cual el tambor fuera de línea correspondiente se le inyecta vapor, se apaga, drena, decoquiza, precalienta y prepara para el retorno al servicio de coquización. Cada tambor de coque pasa por un ciclo completo en 36 horas, que incluye operaciones de decoquización y de coquización.

Fraccionamiento, aumento de alimentación y precalentamiento y Secciones de producto LCGO y HCGO.

La sección de fraccionamiento principal tiene tres funciones principales: 1) Controlar la tasa de reciclaje natural, 2) Separar los vapores del tambor de coque en productos intermedios deseados, y 3) Proporcionar calor para precalentar la alimentación fresca.

El vapor del efluente del tambor de coque se apaga con aceite pesado (HSO) de la torre de enfriamiento de Blowdown para detener las reacciones de coquización y retardar la acumulación de coque en la línea de transferencia a la torre fraccionadora de coque. El flujo de retorno de HCGO, también se puede retirar como reserva de aceite de enfriamiento. La alimentación de vapor enfría a la columna por encima de la extracción de gasóleo (FZGO) en la zona de flash y por debajo de la zona de flash.

La sección HHGO en la fraccionadora, se proporciona para cumplir con las especificaciones de alimentación de la unidad de procesamiento descendente HCGO con una cantidad mínima de FZGO o reciclado natural producido. Esta sección, permite el fraccionamiento entre el HCGO y el FZGO, que se traduce en un HCGO de punto final bajo a una tasa de reciclaje natural relativamente baja. Las tasas de reciclaje natural objetivo son 7% y 9% por volumen de líquido de alimentación fresca para el Tren.

La corriente HHGO se extrae de la torre, se filtra para eliminar las partículas de coque y luego se divide en tres corrientes. Una corriente se bombea a través de filtros adicionales a la zona de flash para enfriar la alimentación de vapor caliente y limpiar las partículas de coque del vapor. Una corriente dividida del producto HCGO de la descarga de las bombas del producto HCGO, proporciona un respaldo para el aceite de lavado de la zona flash. Este flujo de respaldo, es necesario para evitar que las boquillas del cabezal de rociado se obstruyan con partículas de coque en caso de pérdida de flujo de HHGO. El hidrocarburo condensado en la zona de combustión cae sobre un plato inclinado que drena en un plato de extracción. Este líquido es el FZGO y se filtra para eliminar las partículas de coque y se recicla (como reciclado natural) para mezclarlo con la alimentación de coque antes de ingresar al fondo de



la fraccionadora de coque. Otra corriente dividida de HHGO, se recicla de nuevo a la parte superior de la sección de HHGO. La otra porción del HHGO, se enfría precalentando la alimentación de coque y generando vapor de presión media (MP). El HHGO enfriado, se divide adicionalmente en dos flujos, con una parte que se envía como flujo de recuperación a la torre de enfriamiento para el enfriamiento del tambor de coque, y el resto se devuelve a la torre del fraccionador de coque como reflujo al plato de extracción del HHGO.

El HCGO se extrae de un plato de la torre debajo de los otros platos de HCGO, y se alimenta a las bombas HCGO de agotamiento y HCGO. Una parte de la corriente se devuelve a la columna debajo del plato de la chimenea HCGO como continuación al reflujo a la sección HHGO. El resto de la corriente de HCGO se enfría precalentando la alimentación del coquizado y generando vapor de baja y mediana presión. El HCGO enfriado se somete a reflujo en la parte superior de la sección de HCGO donde se elimina una gran cantidad de calor de la columna. Una parte del HCGO enfriado puede fluir a la torre de enfriamiento de Blowdown para complementar el HHGO con el aceite pesado (HSO) utilizado para el enfriamiento del tambor de coque, o fluir directamente a la carga del tambor de coque como reserva de aceite de enfriamiento.

Los hidrocarburos ligeros en la corriente LCGO que entran en el agotador LCGO se eliminan con vapor y se devuelven a la fraccionadora. El producto LCGO eliminado se divide normalmente en dos corrientes. Una corriente se envía directamente a la unidad de hidrodesulfuración de destilados intermedios (HDDI), y la segunda corriente se enfría aún más precalentando aceite de esponja rico y luego se enfría con aire. Se proporciona una línea de derivación en la entrada del enfriador de producto LCGO para controlar la temperatura del producto LCGO que va a la unidad HDDI, mientras que se proporciona una línea de derivación alrededor del enfriador de producto LCGO para controlar la temperatura del producto LCGO que va a almacenarse. Una parte del producto LCGO enfriado de producto LCGO se utiliza como aceite de esponja en el absorbente de aceite de esponja y el resto se envía al almacenamiento. El enfriador de producto LCGO está diseñado para enfriar el producto LCGO total para cumplir con el requisito de temperatura límite de la batería del producto LCGO que se va a almacenar. Un flujo dividido intermitente de producto LCGO se puede conducir desde la salida del intercambiador de aceite de esponja rica / producto LCGO al filtro de producto HCGO que se utilizará durante el lavado a contracorriente del filtro. LCGO se extrae de un plato de torre debajo de los platos LCGO, y se alimenta a las bombas LCGO de agotamiento y LCGO. Una parte de la corriente se devuelve a la columna debajo del plato de LCGO como reflujo a la sección de HCGO. Otra porción se mezcla con la alimentación de coque nueva aguas arriba del intercambiador de HCGO / alimentación de reciclado de destilado. El



reciclado del destilado es del 20% en volumen del líquido de la velocidad de alimentación fresca para el Tren. Agregar el reciclado del destilado a la alimentación del coque en esta ubicación mejora la transferencia de calor al reducir la viscosidad del fluido.

Se proporciona un plato de extracción de agua en la sección superior de la fraccionadora, junto con una inyección de agua de lavado en la línea de reflujo para permitir el lavado periódico, en línea y manual de los platos superiores si es necesario para eliminar la deposición de sal de cloruro. El agua de la bandeja de extracción de agua se drena por gravedad hacia la línea aérea del Fraccionador.

Sección de fraccionadora.

Se incorpora una configuración de dos tambores en lo alto de este diseño para ayudar a cumplir con la especificación del punto final de nafta, al tiempo que se minimiza la precipitación de sal de cloruro en la sección superior de la fraccionadora de coque. La mayor parte de la corriente de productos de nafta, se encuentra en la corriente de vapor del tanque de reflujo de la fraccionadora.

Los hidrocarburos condensados de este tanque, normalmente se someten a reflujo a un plato superior de la fraccionadora de coque con una pequeña porción del tanque de producto de la fraccionadora. El agua condensada de este tanque se utiliza como agua de lavado para el vapor superior de la fraccionadora de coque, antes de enfriarse en el condensador de reflujo de la fraccionadora, para el vapor de la parte superior del tanque de reflujo del fraccionador antes de enfriarse en el condensador de recorte del producto del fraccionador, y de forma intermitente para la parte superior de la fraccionadora de coque. El agua condensada restante se envía al cabezal de agua ácida.

La mezcla trifásica completa se separa en el tanque de producto de la fraccionadora en vapor, líquido de hidrocarburo y corrientes acuosas (agua ácida). El líquido de hidrocarburo condensado (nafta no estabilizada) se alimenta al absorbente. También se puede reciclar nuevamente al tanque de reflujo de la fraccionadora para mantener el nivel de líquido de hidrocarburos del tanque de reflujo.

Sección Blowdown cerrada.

Los propósitos del Sistema de purga cerrada (CBS) consisten:

- Minimizar la contaminación por ruido, aire y agua.
- Condensar y recoja el vapor y los vapores de hidrocarburos generados, durante el paso de extracción con vapor, el paso de enfriamiento con agua y el paso de recalentamiento de los ciclos de coquización del tambor de coque.



- Suministro de agua para los pasos de enfriamiento y corte del ciclo de descoquización.
- Aumentar y recoger el vapor y los vapores de hidrocarburos pesados generados durante el inicio y el apagado del coque, así como durante los trastornos de sobrepresión de los tambores de coque.

Al final de esta sección se proporciona un programa de tambores de coque de 18 horas.

Paso de vapor del tambor de coque.

Después de completar un ciclo de llenado del tambor de coque, el tambor de coque lleno se desconecta y posteriormente se conecta en línea otro tambor. El tambor lleno de coque se quita con vapor de la Fraccionadora de coque. El flujo de vapor se inicia antes del cambio de tambor. La extracción de vapor continúa mientras la corriente de vapor es eliminada y se desvía después de 30 minutos desde la Fraccionadora de coque al Sistema de purga cerrada (CBS) durante 30 minutos.

A medida que el vapor y el efluente de hidrocarburos del tambor de coque fluyen hacia la torre de enfriamiento de Blowdown, una corriente de recirculación de aceite pesado (HSO) desde la parte inferior de la torre de enfriamiento de Blowdown circula hacia la línea de alimentación de la torre para moderar la entrada de la torre de enfriamiento de Blowdown temperatura de la corriente. Si la corriente de entrada de alimentación de líquido es más fría que 177°C , se puede agregar calor a la corriente de HSO de recirculación para mantener una temperatura mínima de entrada de la torre para evitar que se produzca condensación de agua libre en la HSO de la torre. El medio de calentamiento para el intercambiador de reciclaje HSO es vapor de alta presión sin atemperar. Si la temperatura de entrada de alimentación de vapor es superior a 230°C , se puede agregar agua de enfriamiento a esta línea de alimentación para mantener la temperatura de entrada de alimentación.

El vapor en la torre de enfriamiento de Blowdown se lava con una corriente de recirculación de aceite pesado proveniente de las bombas de recilo de aceite pesado y una ligera corriente de aceite de las bombas de aceite ligero que se rocían en la parte superior de la torre como reflujo. Este lavado reduce el arrastre de aceites cerosos pesados, ya que los vapores elevados se dirigen hacia el condensador superior de la torre de enfriamiento, lo que minimiza el ensuciamiento de los tubos del condensador.

Las bombas de reciclaje HSO se utilizan no solo para proporcionar los flujos circulantes desde la parte inferior de la torre de enfriamiento de soplado, sino también para enviar HSO a la línea aérea del tambor de coque para su uso como aceite de enfriamiento. Alternativamente, el exceso de HSO se puede enviar a la parte



inferior de la Fraccionadora de coque o al sistema de HSO de la refinería. El HCGO y HHGO proporcionan alimentación a la torre de enfriamiento de Blowdown para garantizar una cantidad adecuada de HSO para el enfriamiento en el cabezal del tambor de coque. El sistema de purga cerrada también procesa los flujos intermitentes del lavado a contracorriente del filtro de gasóleo HDS y el aceite de abastece a la refinería da límite de batería, y el flujo de retrolavado del filtro de producto de HCGO intermitente.

El vapor y los hidrocarburos más livianos que quedan en la parte superior de la torre de enfriamiento de Blowdown se condensan en el condensador de la torre de enfriamiento. El agua amarga, el aceite ligero (LSO) y el vapor no condensado se separan en el tanque de asentamiento de purga.

El vapor del tanque de asentamiento Blowdown se dirige al condensador de reflujo de la fraccionadora. El agua condensada neta se bombea preferentemente a la descarga de las bombas de agua de enfriamiento para su uso como enfriamiento de los tambores de coque o al colector de agua ácida de la refinería. El agua de purga condensada se puede usar para complementar el agua de enfriamiento del tambor de coque cuando la temperatura superior del tambor de coque es superior a 370 °C. El aceite ligero, se bombea de regreso a la torre de enfriamiento de Blowdown a través de una boquilla de rociado debajo del reflujo de HSO. El exceso de LSO se envía a la Fraccionadora de coque a través del intercambiador de aceite de esponja rica / producto LCGO o al sistema de límite de batería de la refinería.

Paso de enfriamiento en el tambor de coque.

Después de introducir con vapor a un tambor de coque del sistema de purga cerrada, se agrega agua de enfriamiento al tambor de coque. La velocidad de enfriamiento se controla a un caudal bajo durante la primera hora de enfriamiento y luego se incrementa gradualmente, para que el tambor no se apague demasiado rápido y se sobrepresione o sobrepresione térmicamente, y para que el sistema de purga cerrada no esté sobrecargado.

El vapor y los efluentes de hidrocarburos del flujo del tambor de coque se envían a la torre de enfriamiento de purga durante el paso de enfriamiento del tambor de coque. El sistema de purga cerrada, permanece relativamente sin cambios durante su paso de vapor, excepto que el efluente está inicialmente caliente y se enfría con un rociado de agua de las bombas de agua de enfriamiento rápido a 220 °C antes de ingresar a la torre de enfriamiento de purga. Finalmente, el flujo al sistema de purga cerrada, se enfría sustancialmente y se puede agregar calor según sea necesario con la corriente de HSO circulante cerca del final de la etapa de enfriamiento para evitar que el agua libre se condense en la torre de enfriamiento de Blowdown.



La cama de coque se cubre con agua al final del paso de enfriamiento. Al final de la etapa de enfriamiento, el tambor de coque lleno y el sistema de purga cerrado se depresurizan al iniciar la expulsión de gas de salida del sistema de purga cerrada y se envía el gas de evacuación más el vapor motriz al condensador de reflujo del fraccionador y luego al tambor de reflujo del fraccionador.

El tanque de almacenamiento de agua de enfriamiento, contiene un anillo agitador y un sistema eductor para evitar la acumulación de partículas de coque en el fondo del tanque. El anillo agitador contiene orificios alrededor de su periferia para agitar las partículas de coque. Se abre el drenaje de coque a la fosa de coque, y luego se agitan los finos de coque para la fluidización y la promoción del drenaje adicional de partículas de coque hacia la fosa de coque. El sistema eductor, consiste en dos boquillas de mezcla de chorro ubicadas a 180 °C de separación que se pueden usar periódicamente para eliminar la acumulación de coque cerca de la pared del tanque. El agua de recirculación para la agitación del tanque es suministrada por las bombas de agua de servicio, que toman la succión del tanque de almacenamiento de agua de enfriamiento rápido. Las bombas de agua de servicio de coque, también suministran agua a varios servicios intermitentes en las áreas de manejo de coque y tambores de coque: supresión de polvo del sistema de manejo de coque, enfriamiento de la parte superior del tambor de coque, y descarga de la boquilla de alimentación del fondo del tambor de coque. El condensado enfriado y el agua ácida sin fenol destilada, proporcionan la alimentación al tanque de almacenamiento de agua de enfriamiento para asegurar una cantidad adecuada de agua utilizada para el enfriamiento y la perforación.

Drenaje de tambor y paso de corte.

El tambor de coque enfriado y depresurizado, se aísla y se ventila a la atmósfera, luego se drena y las válvulas automáticas superior e inferior se abren. Luego se corta el coque verde del tambor de coque con agua de corte a alta presión. El coque y el agua caen al foso y el coque se mueve a la plataforma para la deshidratación mediante el uso de una grúa puente. La gravedad del agua fluye hacia las cuencas de sedimentación, donde los finos de coque se asientan y el agua clara se bombea de regreso al tanque de almacenamiento de agua de enfriamiento para su reutilización. Las bombas de agua de enfriamiento, las bombas de agua de servicio y las bombas de chorro de agua de la decoquización, toman la succión del tanque de almacenamiento de agua de enfriamiento.

Paso de preparación de tambor.

Al finalizar el corte de coque, las válvulas superior e inferior no están cerradas. El tambor de coque se libera al aire y se prueba a presión con vapor. Una parte del vapor



de efluente del tambor de coque en línea o de llenado se envía a través del tambor de coque fuera de línea para precalentar las superficies metálicas antes de introducir la alimentación en caliente desde el horno de coque. El efluente del calentador de coque se alimenta a la torre de enfriamiento de Blowdown. El paso de retroceso es relativamente similar a la operación de purga durante los pasos de vapor y enfriamiento, excepto que el efluente tiene inicialmente una temperatura baja, que aumenta a medida que se calienta el tambor de coque. Se puede agregar calor con la corriente de HSO en circulación, según sea necesario, durante la primera parte del paso para evitar que el agua libre se condense en la torre de enfriamiento de Blowdown.

El efluente de retroceso del tambor de coque, se puede conducir directamente a la Fraccionadora de coque cuando su temperatura es suficientemente alta (aproximadamente 230 °C) para evitar alterar la operación de la torre de destilación.

Seccion de lodos de Refineria.

El diseño incluye la capacidad de procesar lodos de la refinería de la planta de tratamiento de aguas residuales a límite de batería dentro de la unidad de coque. El lodo de la refinería se transferirá al coque a través de una tubería directamente al tanque de retención de lodo de la refinería. El tanque de retención está conectado al sumidero del área de contención de lodos de la refinería por medio de una línea de compensación. El fango de la refinería en el sumidero del área de contención, se puede conducir de manera intermitente al tanque de retención de fango de la refinería, al operar la bomba de sumidero del área de contención de fango de la refinería cuando se alcanza el alto nivel de líquido en el sumidero.

El tanque de retención se cubre con nitrógeno a través de un regulador de contrapresión y se ventila a la atmósfera a través de un filtro de lecho de carbón durante la ventilación regular y durante el alivio de emergencia. Los sólidos en el tanque se mantendrán en solución mediante un sistema de recirculación que proporciona agitación. La bomba de recirculación de lodos de la refinería de los tambores de coque, recirculará los lodos al tanque de retención.

Durante el período inicial de la etapa de enfriamiento de los tambores de coque, los lodos se pueden inyectar en cada tambor de coque como parte del agua de enfriamiento mediante las bombas de adición de lodos de la refinería.

Seccion de manejo de coque.

El sistema de manejo de coque consiste en grúas puent, polipastos, tolvas de alimentación y escaleras automáticas de alimentación que transfieren el coque verde desecado triturado al sistema de manejo de coque a límite de batería.



El coque se transfiere desde la plataforma de coque a la tolva de alimentación mediante la grúa puente, que puede moverse a lo largo y ancho del área de la plataforma de coque. La grúa puente también se utiliza para eliminar los finos de coque sedimentados de la cuenca de sedimentación a la plataforma. El coque generalmente se mueve en dos pasos: coque húmedo desde el foso a una pila de coque en la almohadilla y desde una pila de coque, deshidratado durante aproximadamente 24 horas, a la tolva de alimentación. Desde la tolva de alimentación, el coque atraviesa el disyuntor del alimentador, lo que reduce el tamaño de las partículas del coque y transfiere el coque al sistema de transporte de coque a límite de batería.

El agua drenada de los tambores de coque durante las operaciones de enfriamiento y corte, se combina con el agua drenada del coque en la plataforma y fluye a través de las cuencas de sedimentación de finos para la eliminación de finos de coque. Las cuencas de asentamiento de finos están ubicadas en los extremos opuestos del área del pozo / relleno de coque.

El agua desborda a un vertedero hacia los sumideros de agua clara, desde donde se bombea al tanque de almacenamiento de agua de enfriamiento rápido mediante las bombas de sumidero de agua clara.

Sistema antiespuma.

Se inyecta un líquido antiespumante en la parte superior del tambor de coque durante las últimas etapas de llenado para evitar la formación de espuma en el tambor de coque. El sistema antiespumante consiste en un tambor de almacenamiento antiespumante y bombas de inyección antiespumantes. El químico antiespumante es una mezcla de queroseno /dimetil-polisiloxano (aproximadamente una solución de polímero de silicio al 25% en peso). El fluido portador es gasóleo de coque pesado (HCGO) del retorno de HCGO de la Fraccionadora de coque. El líquido antiespumante y los líquidos portadores se controlan por separado.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



16. Planta U-79000. Recuperación y Tratamiento de Gases. (PTRG).

Como parte del proceso de la Planta de Coquización Retardada, existe la formación de vapores y condensados en la fraccionadora de coque que son retirados en productos ligeros del proceso de coquización como: gas combustible, gas licuado de petróleo (GLP), propano / propileno, y butano / butileno. Los productos obtenidos son alimentados a la Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG), en donde los gases son tratados y acondicionados para su respectivo envío a almacenamiento.

Seccion de recuperacion de gas y compresor de gas humedo.

El objetivo de la unidad de recuperación de gas (GRU) es separar el vapor húmedo de la parte superior de la fraccionadora de coque en cuatro productos principales: gas tratado, producto propano tratado, producto butano tratado y nafta estabilizada.

El equipo principal de separación y compresión del GRU incluye el Tanque Contactor – Absorbadora/Agotadora, el Absorbador de aceite esponja, la Debutanizadora, el Contactor de gas Amargo, el Contactor de LPG-Amina, el Tratamiento Caustico de gas LP y el Tanque de reflujo divisor propano / butano. La recuperación se ve aumentada, por la circulación de aceite puro (nafta debutanizada) y aceite de esponja (LCGO eliminado), y por temperaturas más frías en las columnas de absorción.

Los vapores del cabezal de la fraccionadora de la planta de coquización retardada, junto con el gas de purga se lavan con agua y luego se condensan parcialmente en el condensador de reflujo de la fraccionadora. El vapor del tanque de flash rico en amina se mezcla con la corriente de salida del condensador de reflujo de la fraccionadora. Antes de ingresar al tanque de reflujo de la fraccionadora, la corriente se combina con agua ácida del tanque de la contactora, el tanque de reflujo del debutanizador, el tanque de reflujo divisor propano / butano, el aceite coalescente de esponja y el recipiente de extracción de agua de presurización.

El reciclaje de la primera etapa del compresor de gas húmedo se conduce a la entrada del condensador de producto de la fraccionadora, junto con las corrientes trifásicas previamente separadas del tanque de reflujo de la fraccionadora. Cualquier líquido eliminado en el tambor Knockout de la entrada del compresor también se envía a este tanque.

Además, también, se puede utilizar como un fluido que pasa por los eductores del tanque Knockout en la entrada del compresor para dirigir cualquier líquido eliminado en el tanque Knockout en la entrada del compresor de regreso al tanque de producto de la fraccionadora. El vapor del tanque de producto de la fraccionadora se conduce a través del tanque Knockout hasta la entrada de la primera etapa del compresor de



gas húmedo.

El agua ácida condensada, se utiliza como agua de lavado para el vapor de descarga de la primera etapa del compresor de gas húmedo antes de enfriarse en los enfriadores de etapas intermedias del compresor. El reciclaje de la segunda etapa del compresor de gas húmedo también se envía a la entrada de estos enfriadores.

Los productos no condensables del tanque de reflujo de la Debutanizadora y el tanque de reflujo divisor propano / butano se agregan a la descarga del compresor de la primera etapa en la salida del enfriador de interetapas del compresor. La corriente de entrada trifásica combinada se separa en el tanque Knocaut de interetapas del compresor en vapor, líquido hidrocarbonado y corrientes acuosas (agua ácida). El vapor se dirige a la entrada del compresor de gas húmedo de la segunda etapa. El líquido de hidrocarburo condensado (nafta no estabilizada) se bombea por separado a la descarga del compresor de la segunda etapa. El agua ácida condensada se bombea como agua de lavado para el vapor de descarga de la segunda etapa del compresor de gas húmedo antes de enfriarse en los enfriadores de descarga del compresor.

Sección de tratamiento de gas absorbadora / agotadora.

El propósito de la sección de Absorbera/Agotadora es de doble propósito. En primer lugar, es la recuperación de propano, está diseñada para minimizar el flasheo de mercaptanos ligeros, al gas amargo antes del tratamiento con aminas. En segundo lugar, los materiales más ligeros y etano se eliminan de la nafta no estabilizada.

La mezcla de hidrocarburo condensado de la segunda etapa del compresor de gas húmedo, el agua amarga del tambor Knocaut entre compresores y el hidrocarburo condensado del tambor Knocaut de la etapa intermedia del compresor se enfría mediante el enfriador de descarga del compresor. La salida del enfriador de descarga del compresor, se mezcla con el líquido del fondo de la absorbadora y el vapor de la parte superior del extractor, y se enfría aún más en el enfriador de contacto. La mezcla ingresa al tanque contactor, un separador de 3 fases. La temperatura de la mezcla se controla mediante la derivación en los enfriadores de la descarga del compresor de gas húmedo de la segunda etapa. El vapor del tanque contactor se presiona en la sección absorbadora / agotador (o absorbente). El hidrocarburo líquido del tanque contactor se bombea hacia el lado de la carcasa del precalentador de alimentación del separador y se calienta contra la nafta estabilizada del Tanque de reflujo divisor propano/butano. La alimentación precalentada se envía al plato superior de la sección del tanque de reflujo de la absorbadora. Se proporciona una línea de derivación alrededor del lado de tubos del precalentador de alimentación del tanque de reflujo para controlar la temperatura de alimentación. El agua amarga



del tanque contactor, se envía de vuelta al tanque de reflujo de la fraccionadora.

El vapor que se eleva dentro de la absorbidora entra en contacto con el aceite absorbente puro para eliminar propano y los componentes más pesados. El vapor del Absorbedor se mezcla con el aceite puro de la parte inferior de la Debutanizadora, pasando a través del enfriador de gas de la absorbera y entra en la sección del presaturación en la parte inferior del absorbedor de aceite de esponja. El líquido de hidrocarburo condensado de la sección del presaturación, se bombea nuevamente al plato superior de la absorbidora, mientras que el agua amarga condensada continúa al recipiente de extracción de agua de presaturación y al tanque de reflujo de la fraccionadora. El aceite de absorción puro del absorbente, incluye nafta no estabilizada del tanque de producto de fraccionadora y el líquido presaturado del tanque de presaturación.

El vapor del tanque de presaturación que se eleva a través de los platos de la absorbidora de aceite de esponja, entra en contacto con el aceite de esponja puro que desciende. El aceite de esponja puro, que se despoja y enfría, entra en la parte superior de la absorbidora de aceite de esponja, después de pasar por el enfriador de aceite de esponja puro y el coalescente de aceite de esponja puro para eliminar el agua libre. En la línea de suministro de aceite de lavado LCGO, se proporciona aguas abajo del coalescente de aceite de esponja puro. En el absorbedor de aceite de esponja, el material residual de pentanos, se absorbe del gas que va al cabezal. El aceite de esponja rico recolectado en la parte inferior de la sección del plato de la absorbidora de aceite de esponja, se presiona a través del intercambiador de aceite de esponja rico / producto LCGO hasta la fraccionadora de coque. El gas ácido de arriba, fluye hacia la contactora de amina de gas amargo en la unidad de tratamiento de amina.

Las partes inferiores de la Debutanizadora y las corrientes de LCGO proporcionan los medios de calentamiento en la parte superior del separador de gas y el Rehervidor de gas, respectivamente. La mayor parte de etano y los materiales más ligeros, se eliminan del líquido suministrado al separador de gas. Los fondos del separador se bombean a la Debutanizadora. Cualquier agua condensada recolectada en la sección superior del separador, se separa en una extracción de agua, donde el agua se purga de regreso al tanque contactor, mientras que el agua recolectada en el tanque de extracción de agua del presaturador y acumulador coalescente de aceite de esponja puro, se dirige al reflujo del fraccionador.

Seccion del debutanizador.

El propósito de la Debutanizadora es eliminar el propano (butilenos y butanos) y los materiales más ligeros de la nafta no estabilizada en el líquido de fondo de separador



de gas caliente. La mayor parte de propano y butano, se recupera del vapor de la parte alta de la Debutanizadora, que se envía a los condensadores de al Debutanizadora enfriados con aire y agua, y al tanque de reflujo de la Debutanizadora. Cualquier vapor no condensado del tanque de reflujo de la Debutanizadora, se puede conducir al tanque Knocaut de interetapa del compresor, si es necesario. El líquido condensado se bombea y se divide en dos corrientes. Una secuencia se envía de vuelta a la Debutanizadora como reflujo y la otra se envía al contactora de amina de gas LP. Cualquier agua amarga recogida en el tanque de reflujo de la Debutanizadora, se envía periódicamente al tanque de reflujo de la fraccionadora en el control de nivel.

Para cumplir con la especificación de presión de vapor de nafta de coquización, el rehervidor de la Debutanizadora utiliza vapor de baja y alta presión atemperado como respaldo para calentar los fondos de la Debutanizadora. La nafta estabilizada de las partes inferiores de la Debutanizadora, se bombea al rehervidor del separador de gas. Después de seguir enfriándose en el rehervidor del separador de propano / butano, en el precalentador de alimentación del separador y en el enfriador de aceite puro de la Absorbedora, la nafta normalmente se divide en dos corrientes. Una corriente, que se utiliza como aceite puro del absorbente, que se mezcla con el vapor de la parte superior del absorbente antes de ingresar al enfriador de gas de la parte superior de la Absorbedora. El segundo flujo es el producto nafta estabilizado de coque neto, que fluye a la Unidad de Hidrotratamiento de Nafta (HDN) y / o al almacenamiento a través del enfriador de productos de nafta. Un flujo de lavado de nafta intermitente, puede dirigirse desde la salida del enfriador de aceite pobre de la Absorbedora, a la entrada del compresor de la primera o la segunda etapa.

Seccion de tratamiento de amina.

La corriente mixta de propano / butano (LPG) del tanque de reflujo de la Debutanizadora se pone en contacto con la amina pobre en la Contactora de amina para eliminar la mayor parte del H_2S en el LPG y otras impurezas. Esta es una torre líquido / líquido y la corriente mixta propano / butano (LPG) que sale de la parte superior de la Contactora se lava con agua utilizando una combinación de agua de condensado enfriada y agua de recirculación. El LPG y las corrientes de agua se mezclan en el mezclador de lavado de LPG y luego se separan en el coalescente de lavado de agua de LPG. El LPG lavado con agua, se envía luego al Paquete de Tratamiento Cáustico de LPG. El agua del coalescente, se recircula a la entrada de la mezcladora utilizando bombas de circulación de agua, y el exceso de agua se dirige al tanque flash de amina rica. La composición de agua condensada enfriada, se bombea desde el límite de batería utilizando las bombas reforzadoras de agua de compensación.



El gas ácido del absorbente de aceite de esponja se envía al tanque Knocaut de gas ácido ubicado debajo de la Contactora de amina de gas ácido. Cualquier líquido que se condense en el tanque Knocaut, se envía de vuelta para que se combine con el aceite de esponja rico del fondo de la Absorbedora de aceite de esponja que va a la Fraccionadora de coque. El vapor que sale del tanque Knocaut ingresa en la Contactora de amina de gas ácido para eliminar la mayor parte del H_2S y otras impurezas por absorción en una corriente de amina pobre. El gas tratado que sale del Contactor de amina de gas amargo, es enfriado por el enfriador de producto de gas dulce y se envía al cabezal de gas combustible a través del tanque Knocaut de producto gas dulce. Una corriente dividida intermitente del gas de coquización dulce, puede enviarse de manera intermitente al filtro de producto HCGO para el lavado a contracorriente en un filtro.

La amina pobre, se suministra desde los límites de la batería a la Contactora de amina de gas amargo y LPG. Antes de ingresar a la Contactora de amina, la corriente de amina pobre se enfría en el enfriador de amina. La amina pobre que se envía a la Contactora de amina de gas amargo debe estar a una temperatura adecuada (aproximadamente $5 - 7^{\circ}C$) por encima de la del gas amargo que entra para evitar la condensación de hidrocarburos y minimizar la formación de espuma. Por lo tanto, se proporciona una línea de derivación alrededor del enfriador de aire para controlar la temperatura de la amina pobre que se envía a la Contactora de amina de gas ácido. La amina pobre que se envía a la Contactora de amina de LPG se bombea, utilizando las bombas reforzadoras de amina pobre y se enfría aún más, en el enfriador de amina pobre de LPG.

La amina rica de la Contactora de amina de gas amargo, la Contactora de amina de LPG y el paquete tratador de cáustica de LPG, el agua condensada del tanque Knocaut del producto de gas dulce y el exceso de agua del coalescente de lavado de agua del LPG se envían al separador de destilación de amina rica. La amina rica de este separador se bombea a límite de batería para la regeneración de la amina, mientras que los vapores de hidrocarburos emitidos se devuelven al tanque de reflujo de la fraccionadora.

Seccion de tratamiento caustico de LPG.

El LPG tratado con amina, ingresa en el paquete de tratamiento cáustico de LPG, donde se trata con líquido cáustico el gas para eliminar mercaptanos y otros componentes de azufre. El tratador cáustico se suministra como un paquete completo del proveedor que incluye la eliminación de COS, la eliminación de mercaptanos y la regeneración cáustica. Consulte la información del proveedor para obtener una descripción completa del paquete.



Los insumos para el paquete de tratamiento caustico de LPG, incluyen líquido cáustico fresco para la extracción de mercaptanos, amina pobre para la extracción de COS, solvente fresco (nafta) para el lavado cáustico, aire de oxidación (aire de la planta) para la regeneración cáustica, y las utilidades de vapor de media presión, agua desmineralizada y gas combustible. Los subproductos del paquete de tratamiento se envían a límite de batería, que incluye aminas ricas, aceite de nafta de lavado / disulfuro, cáustico agotado, condensado y gas de ventilación. La conexión al cabezal del quemador también se proporciona con fines de ventilación y alivio. El LPG tratado del paquete de tratamiento cáustico, se envía al separador propano / butano para una separación adicional o al almacenamiento de LPG.

Seccion del separador propano / butano.

El propósito del separador propano / butano, es separar el LPG tratado en flujos de productos propano y butano. El LPG tratado se obtiene del Paquete de Tratamiento Cáustico de LPG en sentido ascendente o del Almacenamiento de LPG de límite de batería. La mayor parte del propano se recupera del vapor de cabezal del divisor propano / butano, que se envía al condensador divisor propano / butano y al tanque de reflujo divisor propano / butano. Cualquier vapor no condensado del propano / butano del tanque de reflujo se puede enviar al compresor interetapa, si es necesario. El líquido condensado se bombea y se divide en reflujo y propano, que se puede enviar a la unidad FCC o al almacenamiento. Cualquier agua amarga recogida en el tanque de reflujo divisor propano / butano va al tanque de reflujo de la fraccionadora en el control de nivel.

Para cumplir con la especificación de separación de propano / butano, el rehervidor propano / butano utiliza nafta estabilizada para calentar los fondos de la torre. El butano se enfría en el enfriador de producto y se presiona a la unidad de alquilación o al almacenamiento.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energia, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



17. U-73000 (PH21) (PH-22). Planta Productora de Hidrógeno (PH).

La unidad de producción de hidrógeno para la refinería Dos Bocas, Paraíso Tabasco de PEMEX está diseñada para cumplir con el requisito total de 120 MMSCFD de producto neto de hidrógeno con una pureza de 99.9% en moles, un contenido máximo de CO + CO₂ de 1 ppm (v) y un contenido máximo de metano de 0.1 moles. %. La Unidad de Hidrógeno wm consta de dos trenes idénticos, cada uno con una capacidad de 60 MMSCFD.

La unidad de producción de hidrógeno procesará la alimentación de gas natural con combustible de refinería. El gas combustible se usará como combustible suplementario para el reformador de metano a vapor.

Cada tren está diseñado para lograr una tasa de caída de 30 MMSCFD de producción de hidrógeno con la capacidad de operar al 28% de su capacidad durante un período de 40 días mediante ajustes operativos.

El diseño de la unidad de producción de hidrógeno se basa en el reformado con vapor de hidrocarburo, la conversión a cambio de temperatura media y la recuperación de hidrógeno del gas de síntesis en una unidad de PSA.

Los pasos principales del proceso se enumeran a continuación:

1. Hidrogenación y desulfuración.
2. Pre-reforma
3. Reforma primaria
4. Recuperación de calor de la sección de convección.
5. Cambio de temperatura media (MTS) y recuperación de calor
6. Purificación de hidrógeno por adsorción por oscilación de presión (PSA)
7. Generación de vapor
8. Proceso de extracción del condensado.

Sección 1.- Hidrogenación y desulfurización.

La alimentación de gas natural se entrega al límite de la batería de la planta de hidrógeno a 35 kg /cm²g y 30°C. La alimentación de gas natural se combina con hidrógeno comprimido del compresor de hidrógeno, BC-73001. La mezcla de alimentación de gas natural e hidrógeno se calienta a contra corriente de gas de síntesis en la alimentación del Precalentador, EA-73001, donde la mayoría de la



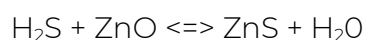
alimentación es precalentada.

La etapa final del precalentamiento de la alimentación ocurre la sección de convección del sobrecalentador, EA-73013, donde la alimentación se precalienta a 350°C.

En el Hidrogenador, DC-73001, cualquier sulfuro orgánico, en el gas de alimentación, se hidrogena con un catalizador de níquel / molibdeno en parafinas y H₂S, respectivamente.

El oxígeno presente en la alimentación de gas natural reacciona con el hidrógeno para formar agua; esta reacción es exotérmica y da como resultado una exotermia de 40°C a través del lecho del catalizador. En el caso de que el gas natural esté libre de oxígeno, la temperatura de salida del hidrogenador será 40°C más baja.

Dos desulfurantes de alimentación, DC-73002NB, en configuración de avance / retardo, eliminan el H₂S haciéndolo reaccionar con óxido de zinc para formar sulfuro de zinc de acuerdo con la siguiente reacción:



Se incluye una capa de catalizador de desulfuración profunda en los reactores para reducir el contenido de azufre del gas de alimentación a menos de 50 ppb (v) para evitar la desactivación prematura del catalizador de pre-reformado.

Sección 2.- Pre-Reforma.

Se incorpora a un pre-reformador en el diseño para maximizar la eficiencia del tren, el pre-reformador, DC-73003, iniciará la reacción de reformado con vapor fuera de la caja radiante.

Desde los lechos de desulfurización, el gas de alimentación purificado se mezcla con vapor de proceso bajo una relación de vapor a carbono en moles de 2.4: 1. Una parte del vapor de proceso se suministra desde la Columna de Extracción del Condensado del Proceso, DS-73001, en la parte superior; El vapor de proceso restante proviene del cabezal de vapor sobrecalentado de la planta de hidrógeno.

Es necesaria una relación mínima de vapor a carbono para evitar la formación de carbono en el catalizador de reformado. El esquema de control de vapor/carbono se configura para mantener una relación preestablecida cuando cambia la capacidad de la planta. Un esquema de control de demora de plomo asegura que el vapor sea excesivo en todo momento. Es decir, si la capacidad del tren aumenta, el caudal de vapor aumenta primero y luego se permite que el flujo de hidrocarburos aumente. A la inversa, si se reduce la capacidad del tren, la velocidad

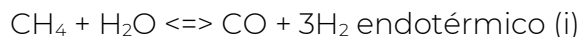


de alimentación disminuye antes de que se permita que la velocidad de flujo del vapor disminuya. En caso de pérdida de vapor de proceso, la planta de hidrógeno se dispara antes de alcanzar una relación de vapor/carbono peligrosamente baja.

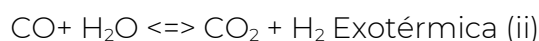
La mezcla de alimentación / vapor se calienta a 524°C en el precalentamiento de mezcla de alimentación, EA-73011, ubicada en la sección de convección del reformador. La alimentación / vapor caliente se envía al Pre-Reformador, DC-73003, donde una parte de la reforma se produce.

La reacción de reforma es endotérmica, como se muestra a continuación.

Reforma:



$$\text{Entalpía} = + 49.3 \text{ kcal / mol}$$



$$\text{Entalpía} = -9.8 \text{ kcal / mol}$$

La reacción (i) se conoce como reforma de vapor-metano, mientras que la reacción (ii) se denomina reacción de cambio de gas-agua. En condiciones normales de funcionamiento, la reacción de reformado de metano (i) y la reacción de cambio de gas y agua (ii) son reversibles y se acercan al equilibrio.

El efluente del Reformador, DC-73003, luego se recalienta a 621°C en el Recalentamiento de Alimentación del Reformador, EA-73010, ubicada en la sección de convección del reformador y se envía al Reformador Primario, REH-73001, para completar la reforma del metano restante.

Sección 3.- Reforma primaria.

El reformar primario, REH-73001, es un tipo de quemado superior, con quemadores, QE-73001 a través de QE-73084. La sección radiante consiste en tubos de microaleación HP llenos de catalizador de reformado de níquel;

El gas de alimentación se convierte en una mezcla de hidrógeno y óxidos de carbono a medida que se calienta y reacciona sobre el catalizador de reformado. El flujo de gas a través de los tubos reformar es hacia abajo, al mismo tiempo que el gas de combustión generado por el reformador de combustión superior. El producto del Reformador sale por el fondo de los tubos catalizadores. El metano y el vapor sin reaccionar también están presentes en el efluente del reformador y están en equilibrio en las condiciones del efluente del reformador de 890°C y 26.4 kg / cm²g. La reacción del reformador es endotérmica de acuerdo con las



reacciones descritas en la sección anterior.

El aire de combustión se precalienta al precalentador de aire Combustión, EA-73014, y es forzado por el ventilador FD (tiro forzado), BV-73002 a través de conductos de aire al orificio de aire del quemador. Cada quemador se suministra con gas, boquillas, un regulador de entrada ajustable, un tubo de visión y un puerto de iluminación.

El calor de reacción se suministra al quemar combustible en los quemadores montados en el techo (arco radiante) del reformador. La mayoría de los requisitos de combustible para los quemadores se satisfacen con la combustión del gas de purga de la unidad de PSA. El gas de purga de PSA contiene todas las impurezas en el gas alimentado a la unidad de PSA junto con el hidrógeno no recuperado. El saldo del combustible reformador es suministrado por la refinería de gas combustible.

Sección 4.- Recuperacion de calor de la seccion de convección.

La recuperación de calor se maximiza desde el gas de combustión con una serie de bobinas de convección. El gas de combustión se enfría en las siguientes bobinas de la sección de convección:

Seccion de tubos:

- Generación de vapor, CB-73002
- Recalentamiento de alimentación Reformer, EA-73010
- Precalentamiento de alimentación mixta, EA-73011
- Sobrecalentamiento de vapor, EA-73012
- Sobrecalentamiento de alimentación, EA-73013
- Generación de vapor No. 2,
- Precalentador de aire de combustión CB-73003, EA-73014

El gas de combustión se descarga a la atmósfera a 142 ° C.

Sección 5.- Cambio de temperatura media (mts) y recuperación de calor.

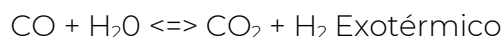
La salida del Reformador, REH-73001, consiste en una mezcla de hidrógeno, óxidos de carbono, metano sin reacción y vapor. El efluente del reformador se enfría a aproximadamente 350°C generando vapor en la caldera de gas (Process Gas Boiler, PGB), CB-73001. En el PGB, el efluente del reformador fluye en el lado del tubo,



mientras que el lado de la carcasa está directamente conectado al recipiente de vapor por varios elevadores y bajantes. Directamente aguas abajo del PGB se encuentra la segunda etapa del precalentamiento del agua de alimentación de la caldera (BFW), el precalentador BFW # 2, EA-73002, donde el agua de alimentación de la caldera se precalienta a 220 ° C antes de dirigirse al recipiente de vapor, FA-73001, para mantener un nivel normal.

Antes de ir al Reactor de Temperatura Media (Medium Temperature Shift, MTS), DC-73004, el gas se envía al separador de desfogue de MTS, FA-73002, para eliminar la humedad que pueda existir durante los procesos de la planta y el inicio / apagado. En el reactor de temperatura media (MTS), DC-73004, el monóxido de carbono y el vapor reaccionan para producir hidrógeno y dióxido de carbono. El gas de proceso que sale del reactor MTS tiene una concentración de monóxido de carbono residual de aproximadamente el 2,5% en volumen (seco).

La reacción de cambio se resume a continuación:



$$\text{Entalpía} = -9.8 \text{ kcal/mol}$$

El equilibrio de la reacción se favorece a baja temperatura, mientras que la velocidad de reacción se favorece a alta temperatura, por lo que se selecciona una temperatura intermedia óptima, 200 °C, como temperatura de entrada de MTS.

El calentador de reducción de MTS, EA-73007, se usa solo cuando se recarga el catalizador de MTS en el reactor MTS, DC-73004. Una mezcla de nitrógeno y una pequeña cantidad de hidrógeno es circulada por el Compresor de Nitrógeno, BT-73001, a través del Reactor MTS, DC-73004.

La mezcla se calienta con vapor de alta presión (HPS) a la temperatura recomendada por el proveedor del catalizador para la reducción del catalizador antes de ir a MTS Reactor, DC-73004.

Después del reactor, el gas de hidrógeno crudo se enfría a entre 33°C y 40°C, principalmente a través de la utilización de la integración de calor con el proceso.

El gas se enfría:

- En el precalentador, EA-73001, mediante intercambio de calor con el gas de alimentación y reflujo de hidrógeno.
- En el precalentador de agua de la caldera # 1, EA-73003, a través del intercambio de calor con el BFW de importación y el proceso de extracción



de condensado.

- En el enfriador de aire PSA, EC-73001, vía intercambio de calor con aire ambiente.
- En el enfriador PSA, EA-73004, a través del intercambio de calor con agua de refrigeración.

El efluente del enfriador PSA, EA-73004, es un flujo de dos fases compuesto por gas de síntesis y proceso condensado. El condensado del proceso se separa del gas de síntesis por tanque de desfogue PSA, FA-73003. El gas de síntesis se envía a la unidad de PSA, SPE-73001, para la recuperación y purificación del hidrógeno. El proceso de condensado del tanque de desfogue es bombeado GA-73002AIB, a la columna de extracción del, DS-73001.

Sección 6.- Purificación de hidrógeno por adsorción por oscilación de presión PSA.

El hidrógeno puro se recupera del gas de hidrógeno crudo mediante el uso de una Unidad de adsorción por cambio de presión (PSA), SPE-73001. Una característica importante del PSA es que en un solo paso del proceso, todos los constituyentes del gas, excepto el hidrógeno, se eliminan de forma simultánea y completa.

El hidrógeno producido a partir de la unidad de PSA, SPE-73001, tiene una pureza de 99.9% en moles con un contenido de $\text{Ca} + \text{CO}_2$ menor de 1 ppm (v) y un contenido máximo de metano de 0,1% en moles, siendo el resto nitrógeno. La unidad de PSA tiene una recuperación esperada de hidrógeno del 87%. El 80MMSCFD de hidrógeno se entrega al límite de la batería de la planta a 38°C y 22.5 kg / cm²g. En el proceso se utiliza una pequeña cantidad de hidrógeno producido en el PSA, aproximadamente 0.9 MMSCFD, es usado para reflujo el hidrógeno en el proceso.

La unidad de PSA consiste de múltiples adsorbentes. Cada recipiente de adsorción sigue un ciclo de adsorción, depresión gradual, purga y represión gradual. El sistema maximiza la recuperación de hidrógeno utilizando efectivamente el hidrógeno residual en un recipiente de adsorción al final de su ciclo para represurizar a los otros recipientes y proporcionar hidrógeno para purgar.

El gas de purga de la unidad PSA, SPE-73001, se envía a un recipiente de sobrepresión (surge) PSA, FA-73005, para estabilizar el flujo y luego se envía a los quemadores para que se consuman como combustible para el reformador.



Sección 7.- Generacion de vapor.

Un recipiente de vapor, FA-73001, es operado a $49.0 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ y 262.5°C , actúa como el recipiente de recolección para todo el vapor generado en la planta de hidrógeno. El aumento del recipiente de vapor está configurada para permitir el flujo de circulación natural hacia y desde la caldera de gas, CB-73001, y la sección de convección de la caldera (CB-73002 y CB-73003). El flujo de BFW al recipiente de vapor se controla mediante un control de tres elementos para minimizar las fluctuaciones en el nivel de agua.

Un resumen del sistema de vapor es el siguiente:

- El vapor se genera por la recuperación de calor del gas de combustión del reformador en la sección de convección de generación de vapor # 1, CB-73002, y generación de vapor # 2, CB-73003.
- El vapor se genera por la recuperación de calor del producto del reformador en proceso de la caldera de gas, CB-73001.
- El vapor desde el recipiente de vapor es calentado en el precalentador de vapor, EA-73012, contra el gas de combustión caliente. Un poco de este vapor se utiliza como vapor de proceso en el reformador y el resto se exporta al límite de batería.
- Con el fin de mantener una baja concentración de amoníaco y metanol en el condensado del proceso y, en consecuencia, en el vapor de exportación, se ha diseñado una columna de extracción de condensado, DS-73001, para eliminar la mayoría de las impurezas del condensado del proceso.
- La Descarga continua desde el recipiente de vapor, FA-73001, y descarga intermitente desde PGB, CB-73001, recipiente de generación de vapor # 1, CB-73002, y # 2, CB-73003, se dirigen hacia el separador de purga, FA 73004, para bajar la presión. La presión en el tambor de purga se mantiene a $6,4 \text{ kg/cm}^2\text{g}$ para que el vapor de cabeza pueda dirigirse al cabezal del LPS (vapor de baja presión). El agua de purga del tambor de purga se enfría con agua enfriada a través del enfriador de purga, EA-73008, y luego se envía al límite de la batería.
- Los productos químicos necesarios en el tambor de vapor, FA-73001, y en la columna de extracción de condensado de proceso, DS-73001, se inyectan mediante la Unidad de dosificación de productos químicos, SPE-73002. El requerimiento químico real se detendrá durante la ingeniería detallada.



Sección 8.- Proceso de extracción de condensado.

Amoníaco se forma en los tubos reformadores a través de una reacción entre nitrógeno e hidrógeno. Dependiendo del catalizador, la cantidad de nitrógeno en la alimentación y las condiciones de operación específicas, los niveles de ppm de amoníaco estarán presentes en el condensado, lo que puede ser indeseable dependiendo de cómo se use el vapor de exportación en los límites de batería de la planta de hidrógeno. Además, el metanol se vierte a través del catalizador MTS debido al catalizador a base de cobre que promueve su formación. Dependiendo de las regulaciones ambientales locales, puede haber un límite específico de venteo de metanol.

Estos factores motivan la eliminación de las impurezas del condensado en la planta de hidrógeno, que se realiza mediante la inclusión de una Columna de extracción de condensado, DS-73001.

El condensado frío primero se calienta en el condensador, EA-73006, contra el condensado de extracción en caliente. La columna de extracción de condensado, DS-73001, funciona a una presión ligeramente superior y por debajo de la presión de vapor sobrecalentado ($47.2 \text{ kg / cm}^2\text{g}$), con vapor de alta presión entrando en la sección inferior de la columna de extracción y el condensado precalentado entrando por la parte superior de la sección empaquetada. Los niveles de amoníaco y metanol en el condensado se reducen de manera que el vapor de exportación contendrá menos de 1 ppm (w) de amoníaco y menos de 20 ppm (w) de metanol.

Para conservar energía, la corriente de ventilación superior del extractor se utiliza como vapor de proceso. Para reutilizar el condensado de proceso, el condensado de proceso eliminado se bombea mediante bombas GA-73001AIB, y se mezcla con agua de BFW del límite de la batería para ser utilizada como agua de alimentación de caldera.

Sección 9.- Compresor de H_2 y circulación de compresor de N_2 .

Se toma una pequeña cantidad de producto H_2 del PSA y se comprime con el compresor de H_2 , BC-73001, para mezclarlo con el gas de alimentación final de la planta. Este de compresor tiene un filtro de entrada, FG-73001, y un enfriador, EA-73005. Se utiliza un compresor de N_2 , BC-73002, para la reducción del catalizador MTS y la puesta en marcha de la planta. Este compresor tiene un enfriador, EA-73009. Solo se requiere un compresor de N_2 para los tres trenes de producción de H_2 idénticos.



En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.

Infraestructura de Servicios.

18. U-01000. Planta de Cogeneración.

La nueva refinería considerará una planta de cogeneración para la producción y suministro de la energía eléctrica y vapor que requiere la operación de la refinería. La configuración del sistema de cogeneración será 4X1 (cuatro turbinas de combustión cada una con su propio sistema de recuperación de calor y generación de vapor y una turbina de vapor común). Con esta configuración la planta de cogeneración consistirá de 4 turbinas de combustión con sistema de control de emisiones de bajo NOx, cuatro sistemas de recuperación de calor y generación de vapor y una turbina de vapor que utilizará una porción del vapor de alta presión para producción adicional de energía eléctrica. Se incluye un sistema de compresión de gas natural para elevar la presión de gas a la requerida en la operación de las turbinas de combustión.

Las producciones de la planta de cogeneración serán de energía eléctrica, vapor de alta, media y baja presión.

Como parte del suministro de energía eléctrica, se incluirá una interconexión de enlace a Comisión federal de Electricidad (CFE) para suministro en caso de emergencia o para completar suministro de energía durante paros programados por mantenimiento de turbinas.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



19. U-2000 Planta de Suministro de agua.

El agua cruda será bombeada a las condiciones de operación de 25 °C y 4 kg/cm² de temperatura y presión respectivamente desde el lugar de suministro (fuera de límite de baterías) a tanques de almacenamiento atmosférico localizados dentro de la refinería.

En el cabezal de llegada a tanques, se dosifica hipoclorito de sodio como desinfectante mediante el paquete de inyección incluido que tiene una capacidad de mezclado de 3340 m³/h. El agua desinfectada, será bombeada de los dos tanques de almacenamiento de 79500 m³ cada uno a una temperatura aproximada de 25 °C y 4.5 kg/cm² de presión hacia la Planta de Pretratamiento de agua.

El consumo de agua cruda será el requerido para reposición de torres de enfriamiento, desmineralización, agua de servicios, potable, contra incendio y de irrigación.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



20. U-3000. Planta de Pretratamiento de Agua.

El agua clorada se recibe en el límite de batería de la la Planta de pretratamiento a las condiciones de operación de 25 °C y 4 kg/cm² de temperatura y presión respectivamente, el agua recibida se hace pasar por a través de los filtros de arena y antracita donde la presión en la salida es de 0.5 kg/cm² que alimentará a los tanques de almacenamiento a condiciones atmosféricas y 25 °C.

El agua desinfectada y filtrada pasará por un proceso de “suavizado” a 25 °C y 2.7 kg/cm² de temperatura y presión respectivamente el cual tiene como finalidad remover la dureza del agua generada por la presencia de calcio, magnesio y sílice. Este proceso de suavizado también reduce la alcalinidad y consecuentemente, los sólidos disueltos totales.

El agua suavizada pasará posteriormente a través de filtros de arena por gravedad y adición de ácido sulfúrico a 25 °C y 4.7 kg/cm² para ajustar el pH, para posteriormente ser enviada a tanques de almacenamiento de agua suavizada desde los cuales se envía a la planta de desmineralización, a reposición de torres de enfriamiento, reposición de agua contraincendio e irrigación a 25 °C de temperatura y de 5.9 a 8.7 kg/cm² según sea el caso.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



21. U-04000. Planta Desmineralizadora de Agua.

El agua que se genera en el proceso de pretratamiento es enviada a la planta de desmineralización a las condiciones de temperatura de 25 °C y 3.0 kg/cm² de presión para la producción de agua para alimentación a calderas mediante tres etapas de tratamiento. La primera etapa consiste en la remoción de sílice coloidal y otros sólidos suspendidos mediante Ultrafiltración (UF) 25 °C y 3.5 kg/cm². La segunda etapa consiste en la remoción de iones minerales y otros sólidos disueltos mediante osmosis inversa de donde sale a 25 °C y 3.0 kg/cm². Finalmente, la última etapa consiste en la remoción de minerales microscópicos mediante un pulido de intercambio iónico 25 °C y 1.5 kg/cm². La mayor cantidad de agua desmineralizada es enviada a deaereación para reposición de los tanques de almacenamiento de agua para calderas (a cogeneración, plantas de proceso y calderas para arranque). El volumen restante se envía al cabezal de distribución para suministrar agua desmineralizada a plantas de proceso.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



22. U-00500. Suministro de gas combustible y gas natural.

Se considera la descripción del proceso para la unidad de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural, con capacidad para recibir 166,938 m³/hr de gas combustible de retorno de plantas, 11,186 m³/hr de gas natural 21.43 m³/hr de LPG, y acondicionar estas corrientes a las condiciones de presión requerida para alimentar el gas combustible las plantas de proceso.

Asimismo esta unidad recibirá gas natural de alta presión en el límite de batería a una capacidad de flujo de 192,651 m³/hr, el cual será medido y acondicionado para suministrarse a alta presión y a baja presión a las plantas de proceso que lo requieren en condiciones específicas.

Una vez que las plantas que conforman la Refinería estén operando de manera normal y los productos estén dentro de especificaciones producirán gas combustible que será retornado hacia el sistema de acondicionamiento de esta unidad.

La Unidad de Suministro de gas combustible y Gas Natural se divide en las siguientes secciones:

- Acumulador de gas combustible y Vaporizador de LPG.
- Recepción, medición y acondicionamiento de gas natural.
- Distribución de gas combustible.
- Distribución de gas natural de alta y baja presión.

Acumulador de gas combustible y vaporizador de LPG (DFP 424-A-122-1001 Fuel Gas and LPG Vaporizer).

Acumulador de Gas Combustible FA-10001.

El gas combustible producido en las plantas y que retorna hacia el Sistema de Suministro de Gas combustible a una temperatura de 36°C y 5.0 kg/cm² es recibido en el acumulador de Gas Combustible FA-10001, el cual opera a control de presión y a control de nivel.

El objetivo del control de nivel es separar de la corriente de gas los hidrocarburos líquidos pesados que se han condensado en el transporte desde la planta de proceso, enviándolos por diferencial de presión hacia el cabezal de desfogue.

El control de presión en el FA-1000, cuyo punto de ajuste es 5.0 kg/cm² opera en rango dividido 4 las válvulas; una que envía el exceso de presión hacia el sistema



de desfogue, dos válvulas que permiten la entrada de gas natural hacia el FA-10001 y por ultimo una válvula que controla la entrada de vapor al vaporizador de LPG EA10001.

El gas finalmente sale hacia el cabezal de distribución de gas combustible a control de presión con un punto de ajuste de 4.5 kg/cm^2 .

Cuando la presión del FA-10001 disminuya del punto de ajuste será posible admitir gas natural para llevar la presión del equipo a los 5.0 kg/cm^2 . Y en caso necesario el control de rango dividido después de abrir las válvulas de admisión de gas natural; no logre llegar a la presión de 5.0 kg/cm^2 enviará señal para abrir la válvula automática de entrada de vapor al evaporador EA-10001 cuya función es vaporizar el LPG para posteriormente enviarlo al FA-10001.

Vaporizador de LPG.

El LPG a una presión de 16.5 kg/cm^2 y 38°C se recibe en límite de batería y se admite en el EA-10001 a control de nivel y adicionalmente este equipo cuenta un elemento primario de temperatura en la coraza del equipo que envía señal al un controlador de temperatura cuyo objetivo es mantener la temperatura del LPG constante, accionando una válvula de control de temperatura TV, que ajuste la entrada de vapor al vaporizador. La presión del evaporador es controlada ajustando la salida de LPG del vaporizador mediante el control de presión PC.

EL gas licuado a presión LPG es enviado al FA-10001 acumulador de gas combustible, cuando se requiera por baja presión, si bien en condiciones normales de operación esta línea estará normalmente sin flujo.

El condensado que sale a control de nivel en el EA-10001 y a una temperatura de 100°C es enviado al tanque acumulador de condensado de baja presión FA-10002, donde se mantiene un nivel de condensados para proporcionar presión de succión a las bombas GA-10001 A/B que transferirán el condensado hacia el cabezal de condensados a una presión de 7 kg/cm^2 y 100°C . Las bombas serán accionadas con un control de nivel on/off, que operará la bomba seleccionada cuando suba el nivel al punto de ajuste y suspenderá la operación cuando el nivel baje al punto de ajuste especificado.

Recepción, medición y acondicionamiento de gas natural (DFP 424-A-122-1004)-HP/LP Natural Gas Distribución).

El gas natural se recibirá en límite de batería a una presión de 37 kg/cm^2 y una temperatura de 30°C y contará con un Analizador e Indicador de Temperatura, y un paquete Estación de Medición de Gas Natural de Alta Presión el cual contará con



un elemento primario de flujo y totalizador el cual tendrá ajustes por presión y temperatura, adicionalmente contará con un línea de desvío (bypass) con instrumentos redundantes para medir flujo con sus ajustes de temperatura y presión respectivos.

Una vez medido el gas natural de alta presión y con temperatura de 36°C y presión de 30kg/cm², un flujo de condiciones máximas de 168,007 m³/hr se enviará a la línea de distribución a plantas que lo requieren a estas condiciones.

La otra parte del flujo total de 192,651m³/hr, que son aproximadamente 24,644 m³/hr se reduce su presión a través de un control de presión ajustado a 7kg/cm², esta expansión ocasiona que la temperatura del gas disminuya a 15°C; esta flujo de gas se divide en dos corrientes, una corriente de aproximadamente 13,458 m³/hr se envía a la línea de distribución de gas natural de baja a plantas de proceso y la otra corriente se envía hacia el FA-10001, un flujo de aproximadamente de 11,186 m³/hr.

Distribución de Gas Combustible (DFP 424-A-122-1002 Fuel Gas Distribution).

El gas combustible procedente del FA-10001 a 34°C y 3.5 kg/cm² es distribuido a través de un cabezal de 24" de gas combustible a las siguientes unidades:

- Desfogue
- Recuperación Tratamiento de Condensado.
- Cogeneración.
- Productora de Hidrógeno.
- Hidrotratóadoras de Destilados Intermedios.
- Hidrotratóadoras de Gasoleos.
- Destilación Combinada.
- Tanques de Almacenamiento.
- Reformadora de Naftas.
- Hidrotratóadoras de Naftas.
- Regeneración de Amina (Normalmente sin flujo).
- Tratamiento de Aguas Amargas (Normalmente sin flujo).
- Isomerizadora de Pentanos-Hexanos.



- Alkilación.
- Desintegración Catalítica Fluidizada.
- recuperación de Azufre.
- Coquización Retardada.

Las plantas que producirán gas combustible y que lo enviarán hacia el cabezal de 24" de retorno hacia el FA-10001 a una presión de 5.5 kg/cm² y 35°C son:

- Reformadora de Naftas.
- Isomerizadora de Butanos.
- Alkilación.
- Tratamiento y Recuperación y de Gases.
- Desintegración Catalítica Fluidizada.
- Coquización Retardada.

Distribución de Gas Natural de Alta y Baja Presión (DFP 424-A-122-1004)

Distribución de Gas Natural de Alta Presión.

El Gas Natural de Alta Presión fluyendo a 30°C y 35kg/cm² se envía a través del cabezal de 14" hacia las plantas de proceso siguientes:

- Cogeneración.
- Productora de Hidrógeno.

Distribución de Gas Natural de Baja Presión.

El Gas Natural de Baja Presión fluirá a 13°C y 5kg/cm² se envía a través del cabezal de 8" hacia las plantas de proceso siguientes:

- Tratamiento y Recuperación de Condensados.
- Destilación Combinada.
- Recuperación de Azufre.
- Coquización Retardada.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



23. U-95000. Mezclado en línea.

El sistema de mezclado en línea es la adición simultánea de varias corrientes en un cabezal común. La relación de adición es determinada por las características y límites de componentes de la gasolina a producir, conforme a la normatividad aplicable. Las propiedades de la mezcla serán cuantificadas utilizando analizadores en línea para el monitoreo de componentes y producto final.

Las propiedades de los componentes que serán medidas y monitoreadas son RON, MON, RVP y puntos de destilación. Las propiedades de producto final que serán medidas y monitoreadas son RON, MON, RVP, puntos de destilación, densidad, aromáticos, olefinas, benceno y contenido de azufre.

Los analizadores en línea envían señal al controlador de mezclado y éste manipula la adición de componentes para alcanzar las especificaciones definidas. Las propiedades se controlan con base a las mediciones realizadas en el cabezal de mezclado.

El sistema de mezclado de la nueva refinería utilizará un sistema de “mezclado batch en línea”. Los diferentes componentes a utilizar en la preparación de la gasolina son primero almacenados en tanques de almacenamiento intermedio, antes de ser bombeados al cabezal de mezclado para la producción de gasolina conforme a la especificación determinada.

La configuración del sistema de mezclado considerará 2 mezcladores, uno para producir Calidad Zona Metropolitana y el otro para la producción de calidad Resto del País.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

24. U-90000. Casas de Bombas.

Las condiciones de operación tomadas de instalaciones prototipo de otras refinerías, para los diversos productos manejados en la Refinería Dos Bocas, son las siguientes de acuerdo a las Tablas I.55, I.56 y I.57.

Tabla I. 55 Condiciones de operación de envío de turbosina amarga y recibo de nafta amarga a/de refinería

Nombre	Característica	Turbosina amarga de tanques TV-90212 y TV-90213	Turbosina amarga de bomba GA-90122 A/B	Turbosina amarga a Ducto inter - refinerías	Nafta amarga de Ducto inter - refinerías	Nafta amarga a tanque TV-90208 y TL-90209
No. De corriente						
Fase	Vapor / Liquido	Liquido	Liquido	Liquido	Liquido	Liquido
Componente						
Turbosina amarga	%MOL	100.0	100.0	100.0	0.0	0.0
Nafta amarga		0.0	0.0	0.0	100.0	100.0
Flujos de transferencia						
Flujo Masico	kg/h	132,160	132,160	132,160	176,002	176,002
Flujo Vol. Estándar	BPD	25,000	25,000	25,000	36,000	36,000
Flujo Vol. @ P y T	M³/h	170.0	170.0	170.0	245.4	245.4
Presión	KG/cm²	0.8	6.9	3.7	1.9	1.0
Temperatura	°C	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00
Gravedad específica 60/60°F		0.798	0.798	0.798	0.738	0.738
Densidad @ P y T	kg/m³	777.5	777.5	777.5	717.1	717.1
Viscosidad @ P y T	cP	0.899	0.899	0.899	0.442	0.442

Tabla I. 56 Bombeo de gasolinas terminadas y diésel UBA a refinería.

Nombre	Característica	Gasolina premium zona metropolitana valle de México (GPZMVM)	Gasolina premium resto del país (GPRP)	Gasolina magna resto del país (GMRP)	Gasolina magna zona metropolitana valle México (GMZMCM)	Diésel UBA (duba)	GPZMVM/ GPRP / GMRP / GMZMVM	Diésel UBA (DUBA)
No. De corriente								
Fase	Vapor / Liquido	Liquido	Liquido	Liquido	Liquido	Liquido	Liquido	Liquido
Componente								
Isomero	% Peso	9.00	8.70	15.20	17.70	0.00	8.70	0.00
Reformado		26.10	35.30	22.20	24.90	0.00	35.30	0.00
Alquilado		24.40	12.60	1.00	17.00	0.00	12.60	0.00
Gasolina de FSS		31.10	35.50	60.80	32.00	0.00	35.50	0.00
Butano		1.90	1.00	0.80	1.20	0.00	1.00	0.00
MTBE		7.50	6.90	0.00	7.20	0.00	6.90	0.00
Diésel		0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	100.00
Total		100	100	100	100	100	100	100
Flujos producidos								
Flujo masico	kg/h	147,000	226,800	200,300	243,400	641,900	-	-
Flujo Vol. Estándar	BPSD	30,000	450,000	39,300	50,000	115,640	-	-
Flujo Vol. @ P y T	M³/h	204.4	306.5	267.5	341.1	781.0	-	-
Flujos de transferencia a RMH								
Flujo Masico	kg/h	588,100	604,900	611,600	584,200	666,100	604,900	666,100
Flujo Vol. Estándar	BPSD	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000	120,000
Flujo Vol. @ P y T	M³/h	810.4	810.4	810.4	810.4	810.4	810.4	810.4
Presión	KG/cm²	0.95	1.00	1.01	0.97	1.10	9.40	10.90
Temperatura	°C	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00
Gravedad específica 60/60°F		0.74	0.76	0.77	0.74	0.84	0.76	0.84
Densidad @ P y T	kg/m³	719.3	740.2	749.0	714.0	822.0	740.2	822.9
Viscosidad @ P y T	cP	0.4156	0.4474	0.478	0.391	3.088	0.4474	3.091



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 57 Bombeo de gasolinas terminadas y diésel UBA

Nombre	Característica	Gasolina premium Zona Metropolitana Valle de México (GPZMVM)	Gasolina premium resto del país (GPRP)	Gasolina magna resto del país (GMRP)	Gasolina magna Zona Metropolitana Valle México (GMZMCM)	Diésel UBA (DUBA)	GPZMVM/ GPRP / GMRP / GMZMVM	Diésel UBA (DUBA)
No. De Corriente		90402				90404	90407	90408
Fase	Vapor / Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido	Líquido
Componente								
Isómero	% Peso	9.00	8.70	15.20	17.70	0.00	8.70	0.00
Reformado		26.10	35.30	22.20	24.90	0.00	35.30	0.00
Alquilado		24.40	12.60	1.00	17.00	0.00	12.60	0.00
Gasolina De FSS		31.10	35.50	60.80	32.00	0.00	35.50	0.00
Butano		1.90	1.00	0.80	1.20	0.00	1.00	0.00
MTBE		7.50	6.90	0.00	7.20	0.00	6.90	0.00
Diésel		0.00	0.00	0.00	0.00	100.00	0.00	100.00
Total		100	100	100	100	100	100	100
Flujos Producidos								
Flujo Masico	kg/h	147,000	226,800	200,300	243,400	641,900	-	-
Flujo Vol. Estándar	BPSD	30,000	450,000	39,300	50,000	115,640	-	-
Flujo Vol. @ P y T	M³/h	204.4	306.5	267.5	341.1	781.0	-	-
Flujos De Transferencia A Poliducto								
Flujo Masico	kg/h	1,372,000	1,412,000	1,427,000	1,363,000	1,555,000	1,412,000	1,555,000
Flujo Vol. Estándar	BPSD	280,050	280,050	280,050	280,050	280,050	280,050	280,050
Flujo Vol. @ P y T	M³/h	1,908	1,907	1,906	1,910	1,891	1,907	1,891
Presión	KG/cm²	0.95	1.00	1.01	0.97	1.10	-	-
Temperatura	°C	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00	38.00
Gravedad Especifica 60/60°F		0.74	0.76	0.77	0.74	0.84	0.76	0.84
Densidad @ P y T	kg/m³	719.3	740.2	749.0	714.0	822.0	740.2	822.0
Viscosidad @ P y T	cP	0.4156	0.4474	0.4780	0.3910	3.0880	0.4474	3.0880

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



25. Tanques de almacenamiento.

Las principales condiciones de operación de los diversos sistemas de almacenamiento tomadas de instalaciones prototipo de otras refinerías, dependiendo del producto almacenado, se muestran en la Tabla I.58.

Tabla I. 58 Condiciones de operacion de almacenamiento de hidrocarburos

Descripción de Fluido	Unidades	Corrientes		
Tanques de almacenamiento de crudo TV- 90201/90202/90203/90204/90205				
Número de corriente		1 (Crudo)	2 (Crudo)	3 (Crudo)
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	1,660	1,660	0
Flujo máximo	m³/h	1,660	1,828	913
Densidad	Kg/m³	925	925	925
Viscosidad	Cp	248	248	248
Tanques de almacenamiento de crudo TV- 90204/90205				
Número de corriente		4 (Crudo)	5 (Crudo)	6(Crudo)
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	1,660	1,660	0
Flujo máximo	m³/h	1,660	1,828	913
Densidad	Kg/m³	925	925	925
Viscosidad	Cp	248	248	248
Esferas de Isobutano TEV- 90201/90202				
Número de corriente		7	8	9
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	41	55	0
Flujo máximo	m³/h	constante	58	25
Densidad	Kg/m³	541	541	541
Viscosidad	Cp	0.157	0.157	0.157
Tanque de Diésel ckaqueado amargo TV- 90253/90254				
Número de corriente		10	11	12
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	0	0	0
Flujo máximo	m³/h	230	20	9
Densidad	Kg/m³	839-856.6	839-856.6	839-856.6
Viscosidad	Cp	1.76-2.37	1.76-2.37	1.76-2.37
Tanque de Diésel virgen TV- 90251/90252				
Número de corriente		13	14	15
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	45	45	0
Flujo máximo	m³/h	501	77	20
Densidad	Kg/m³	830-834.2	830-834.2	830-834.2
Viscosidad	Cp	2.21-2.4	2.21-2.4	2.21-2.4
Tanque de residuos de vacío TV- 90230/90231				
Número de corriente		16	17	18
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	25	17	37
Flujo máximo	m³/h	550	502	37
Densidad	Kg/m³	983	970	983
Viscosidad	Cp	70.2	194.4	70.2
Número de corriente		19	20	21
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	25	55	55
Flujo máximo	m³/h	110	110	55
Densidad	Kg/m³	983	970	983
Viscosidad	Cp	70.2	194.4	70.2
Número de corriente		22	20	21
Fase	-	Líquido		



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción de Fluido	Unidades	Corrientes		
Flujo normal	m ³ /h	55		
Flujo máximo	m ³ /h	55		
Densidad	Kg/m ³	970		
Viscosidad	Cp	194.4		
Tanque de turbosina TV- 90212/90213				
Número de corriente		23	24	25
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	32	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	87	166	75
Densidad	Kg/m ³	780	780	780
Viscosidad	Cp	0.9	0.9	0.9
Tanque de gasolina amarga virgen TV- 90218/90219				
Número de corriente		26	27	28
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	40	40	0
Flujo máximo	m ³ /h	420	42	460
Densidad	Kg/m ³	901	901	901
Viscosidad	Cp	29.9	29.9	29.9
Número de corriente		29	30	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m ³ /h	0	0	
Flujo máximo	m ³ /h	19	207	
Densidad	Kg/m ³	901	901	
Viscosidad	Cp	29.9	29.9	
Tanque de gasolina amarga de coquer TV- 90216/90217				
Número de corriente		31	32	33
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	345	13	6
Densidad	Kg/m ³	941.1-943.8	941.1-943.8	941.1-943.8
Viscosidad	Cp	162.2-17.2	162.2-17.2	162.2-17.2
Tanque de gasolina desulfurada TV- 90220/90221				
Número de corriente		34	35	36
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	696	313	145
Densidad	Kg/m ³	859	859	859
Viscosidad	Cp	12.5	12.5	12.5
Tanque de Nafta amarga de coker TV- 90206/90207				
Número de corriente		37	38	39
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	185	25	12
Densidad	Kg/m ³	708.8-710.8	708.8-710.8	708.8-710.8
Viscosidad	Cp	0.4	0.4	0.4
Tanque de Nafta amarga virgen TV- 90208/90209				
Número de corriente		40	41	42
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	26.5	26.5	0
Flujo máximo	m ³ /h	400	42	13.5
Densidad	Kg/m ³	698-753	698-753	698-753
Viscosidad	Cp	0.5	0.5	0.5
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	139	15	7.0
Densidad	Kg/m ³	643.2	643.2	643.2
Viscosidad	Cp	0.3	0.3	0.3
Tanques de Nafta Pesada TV-90214/90215/90257				
Número de corriente		46	47	48
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción de Fluido	Unidades	Corrientes		
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	437	45	20
Densidad	Kg/m ³	722.3	722.3	722.3
Viscosidad	Cp	0.5	0.5	0.5
V				
Esferas mezcla de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221				
Número de corriente		46	47	48
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	125	54	25
Densidad	Kg/m ³	479.8	479.8	479.8
Viscosidad	Cp	0.1	0.1	0.1
Esferas coker butano-butileno TE-90222/90223/90224/90225				
Número de corriente		46	47	48
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	37	16	7
Densidad	Kg/m ³	580.7	580.7	580.7
Viscosidad	Cp	0.14	0.14	0.14
Esferas FCC B_B TE-90203/90204/90205				
Número de corriente		54	55	56
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	133	19	7
Densidad	Kg/m ³	553	553	553
Viscosidad	Cp	0.13	0.13	0.13
Tanques de alquilado TV-90228/90229				
Número de corriente		57	58	59
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	156	145-1430	0
Flujo máximo	m ³ /h	156	1450	650
Densidad	Kg/m ³	685	685	685
Viscosidad	Cp	0.37	0.37	0.37
Esferas de Isomero TE-90206/90207/90208/90209				
Número de corriente		60	61	62
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	130	90-880	0
Flujo máximo	m ³ /h	130	900	400
Densidad	Kg/m ³	655	655	655
Viscosidad	Cp	TBD	TBD	TBD
Tanques de Reformado TV-90210/90211				
Número de corriente		63	64	65
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	345	180.1-1770	0
Flujo máximo	m ³ /h	345	1800	800
Densidad	Kg/m ³	802.4	802.4	802.4
Viscosidad	Cp	0.6315	0.6315	0.6315
Esferas de Butano TE-90216/90217				
Número de corriente		66	67	68
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	17	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	17	46	4
Densidad	Kg/m ³	558	555	555
Viscosidad	Cp	0.143	0.15	0.15
Número de corriente		69	70	71
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	70-170	0	TBD
Flujo máximo	m ³ /h	170	6	TBD
Densidad	Kg/m ³	558	555	TBD
Viscosidad	Cp	0.143	0.15	TBD



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción de Fluido	Unidades	Corrientes		
Tanques de gasolina FCC de ButanoTE-90222/90223				
Número de corriente		72	73	74
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	431	240-2380	0
Flujo máximo	m³/h	431	2400	1080
Densidad	Kg/m³	733	733	733
Viscosidad	Cp	0.403	0.403	0.403
Tanques de diésel ultra bajo azufre TV-90245/90246/90247/90248				
Número de corriente		75	76	77
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	766	795	618.4
Flujo máximo	m³/h	766	795	618.4
Densidad	Kg/m³	818.72	818.72	818.72
Viscosidad	Cp	1.63	1.63	1.63
Número de corriente		78	79	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m³/h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Flujo máximo	m³/h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Densidad	Kg/m³	818.72	818.72	
Viscosidad	Cp	1.63	1.63	
Esferas de propileno TE-90213/90214/90215				
Número de corriente		80	81	82
Fase	-	Líquido	Líquido	Vapores
Flujo normal	m³/h	76.2	76.2	0
Flujo máximo	m³/h	76.2	76.2	34.3
Densidad	Kg/m³	502	502	502
Viscosidad	Cp	0.069	0.069	0.069
Número de corriente		83		
Fase	-	Vapores		
Flujo normal	m³/h	0		
Flujo máximo	m³/h	TBD		
Densidad	Kg/m³	TBD		
Viscosidad	Cp	TBD		
Esferas de LPG TE-90210/90211/90212				
Número de corriente		84	85	86
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m3/h	58	58	0
Flujo máximo	m3/h	58	58	17
Densidad	Kg/m3	473-475	473-475	473-475
Viscosidad	Cp	0.084-0.088	0.084-0.088	0.084-0.088
Tanque gasolina magna zona metropolitana TV-90237/90238				
Número de corriente		87	88	89
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	331.2	795	835 (TBD)
Flujo máximo	m³/h	331.2	795	835 (TBD)
Densidad	Kg/m³	737	737	737
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)
Número de corriente		90	91	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m³/h	835 (TBD)	358 (TBD)	
Flujo máximo	m³/h	835 (TBD)	358 (TBD)	
Densidad	Kg/m³	737	737	
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	
Tanque gasolina premium zona metropolitana TV-90239/90240				
Número de corriente		92	93	94
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m³/h	198.73	795	358 (TBD)
Flujo máximo	m³/h	198.73	795	358 (TBD)
Densidad	Kg/m³	742	742	742
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción de Fluido	Unidades	Corrientes		
Número de corriente		95	96	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m ³ /h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Flujo máximo	m ³ /h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Densidad	Kg/m ³	742	742	
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	
Tanque gasolina magna resto del país TV-90241/90242				
Número de corriente		97	98	99
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	618.4	795	358 (TBD)
Flujo máximo	m ³ /h	618.4	795	358 (TBD)
Densidad	Kg/m ³	747	747	747
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)
Número de corriente		100	101	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m ³ /h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Flujo máximo	m ³ /h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Densidad	Kg/m ³	747	747	
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	
Tanque premium resto del país TV-90243/90244				
Número de corriente		102	103	104
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	298.10	618.4	795
Flujo máximo	m ³ /h	298.10	618.4	795
Densidad	Kg/m ³	755	755	755
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)
Número de corriente		105	106	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m ³ /h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Flujo máximo	m ³ /h	358 (TBD)	835 (TBD)	
Densidad	Kg/m ³	755	755	
Viscosidad	Cp	0.5 (TBD)	0.5 (TBD)	
Tanque de aceite flusing TV-90232/90233				
Número de corriente		107	108	109
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	40	50	225
Densidad	Kg/m ³	901	901	901
Viscosidad	Cp	29.9	29.9	29.9
Tanque de aceite cíclico ligero TV-90226/90227				
Número de corriente		110	111	112
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	80	16	2
Densidad	Kg/m ³	921.1	921.1	921.1
Viscosidad	Cp	3.5	3.5	3.5
Tanque de FCC slurry TV-90249/90250				
Número de corriente		113	114	115
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	0	0	0
Flujo máximo	m ³ /h	30	3.0	7.0
Densidad	Kg/m ³	1028	1028	1028
Viscosidad	Cp	52.68	52.68	52.68
Tanque de MTBE importación TV-90224/90225				
Número de corriente		116	117	118
Fase	-	Líquido	Líquido	Líquido
Flujo normal	m ³ /h	TBD	14.2	0
Flujo máximo	m ³ /h	TBD	14.2	TBD
Densidad	Kg/m ³	745	745	745



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Descripción de Fluido	Unidades	Corrientes		
Viscosidad	Cp	TBD	TBD	TBD
Tanque de slop húmedo TV-90235/90236				
Número de corriente		119	120	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m ³ /h	Constante-1	0	
Flujo máximo	m ³ /h	Constante-1	40	
Densidad	Kg/m ³	741 (TBD)	741 (TBD)	
Viscosidad	Cp	0.9 (TBD)	0.9 (TBD)	
Tanque de slop seco TV-90234				
Número de corriente		121	122	
Fase	-	Líquido	Líquido	
Flujo normal	m ³ /h	Constante-1	0	
Flujo máximo	m ³ /h	Constante-1	40	
Densidad	Kg/m ³	741 (TBD)	741 (TBD)	
Viscosidad	Cp	0.9 (TBD)	0.9 (TBD)	

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



26. Trampas de diablos.

Las materias primas y productos líquidos y gaseosos transportados mediante ductos contarán con trampas de diablos, incluyendo los patines de medición de tipo transferencia custodia para la cuantificación y facturación correspondiente.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



27. U-80000 Desfogues.

El sistema de desfogue de la Refinería Dos Bocas se puede dividir en quemador de Hidrocarburos y quemador para gases ácidos.

El objetivo del sistema de desfogue de hidrocarburos es coleccionar los venteos y relevos de baja y alta presión de las instalaciones de la refinería para su disposición directa vía combustión en quemadores elevados. El sistema de desfogue de hidrocarburos incluye quemador de alta presión, quemador de baja presión, quemador para planta de coquización retardada y quemador para alquilación.

El objetivo del sistema de desfogue de gas ácido es coleccionar los venteos y relevos de gas ácido que se producen en las plantas de recuperación de azufre, regeneración de aminas y tratamiento de aguas amargas, para posteriormente disponerlos de forma segura mediante combustión directa en un quemador elevado.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



28. Sistema contra incendio.

El sistema de protección contra incendio de la Refinería Dos Bocas, consiste del empleo de diversos sistemas tales como; tanques de almacenamiento de agua contra incendio, paquete de bombas de agua contra incendio y su correspondiente red de distribución de agua contra incendio por toda el área de la refinería para garantizar el suministro de agua para cada sistema, planta o instalación que lo requiera, cubriendo los requerimientos que demande el riesgo mayor de toda el área de la refinería, así como del uso de hidrantes monitores, extintores, sistemas de aspersión, sistemas de supresión, sistemas de espuma, así como sistemas de detección y alarmas distribuidos por todas las áreas de proceso, almacenamiento, casas de bombas y edificios. El diseño detallado de la red de agua contra incendio se realizará durante la ingeniería básica extendida e ingeniería de detalle.

En la Refinería Dos Bocas se manejan productos que implican un cierto grado de riesgo con propiedades inflamables y/o combustibles, como son Propano-Propileno, Butano- Butileno, Nafta, Diesel, Gasóleos, Destilados intermedios ligeros y pesados, Coque y mezclas de ellos, por lo que es necesario que las instalaciones que se van a construir cuenten con los dispositivos necesarios que garanticen la operación segura de los procesos y reduzcan el riesgo sobre las instalaciones y personas que laboran en ellas.

Los sistemas de Seguridad y Contra Incendio tienen como propósito principal, minimizar o reducir los efectos y/o daños al personal y a las instalaciones, asociados a los riesgos que pueden presentarse provenientes de alguna fuga, derrame y/o pérdida de contención de material hidrocarburo o material tóxico. Por lo que, en las áreas de proceso, edificios, subestaciones, cuarto de control satélite, caseta de operadores y otras áreas donde se manejen o almacenen sustancias combustibles, inflamables y/o tóxicas, se contará con sistemas de prevención y extinción que permitan mitigar los riesgos inherentes a este tipo de instalaciones de acuerdo a una correcta administración de la seguridad; tal que se maximice el costo beneficio de la operación.

El sistema de protección con agua contra incendio para la Refinería Dos Bocas, será requerido para llevar a cabo la protección de equipos e instalaciones y para la mitigación de consecuencias asociadas a los riesgos evaluados en los diferentes escenarios. Se debe garantizar el suministro de agua mediante una red de Agua Contra Incendio distribuida alrededor de las plantas, áreas de almacenamiento, talleres, así como en edificios administrativos donde se requiera su protección, dando protección al escenario de mayor magnitud que pueda generarse (riesgo mayor), mediante el empleo de sistemas de aspersión automáticos y con el apoyo



de Hidrantes-Monitor y tomas para camión, camiones contraincendio, aplicación de espuma entre otros.

La red de agua Contra Incendio en la Refinería Dos Bocas consiste de un circuito de tuberías perimetrales a plantas, áreas de proceso y almacenamiento, la cual puede ser aérea donde no este expuesta a eventos de explosión y/o a zonas de alto tránsito. La red de agua contra incendio será enterrada en zonas donde este expuesta a daños por explosión o golpe de maquinaria. El material para la red de agua contra incendio que se diseñará será metálico y plástico de acuerdo a cada particularidad de las áreas donde se instalara.

Para el diseño de la red de agua contra incendio, se debe considerar la demanda de agua para atender el riesgo mayor en la RDB. En los cálculos hidráulicos del sistema a diseñar se tendrá una presión mínima de agua contra incendio en el punto de descarga más desfavorable hidráulicamente la presión mínima será de 7 kg/cm² (100 lb/pulg²).

La red de agua contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento, tomas para camión, tomas para hidrantes-monitor.

Dentro de las plantas, cada anillo de la red contra incendio debe recibir simultáneamente alimentación de agua de al menos dos cabezales diferentes.

La red contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento suficientes, identificadas y localizadas estratégicamente para aislar partes del sistema para su inspección y mantenimiento, sin dejar de proteger en todo momento ninguna de las áreas o equipos que lo requieran.

La tubería debe probarse hidrostáticamente a 14.06 kg/cm² man (200 lb/pulg² man) ó 3.52 kg/cm² man (50 lb/pulg² man) más de la máxima presión de trabajo, lo que resulte mayor y mantener esta presión por 2 horas.

En los tanques de almacenamiento se tendrán sistemas de espuma contra incendio. Este sistema estará compuesto por un paquete de espuma contra incendio, tubería y accesorios de espuma contra incendio, cámaras de espuma, mangueras para espuma y tomas siamesas para espuma contra incendio

En los cuartos de control y otras instalaciones cerradas donde normalmente se encuentre personal, se tendrán sistemas de supresión de fuego a base de un agente limpio del tipo inundación total.

En los cuartos satélites y de cables, donde se tiene un riesgo de incendio tipo C, el sistema de supresión de incendios será a base de bióxido de carbono. (CO₂).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



29. U-00600 Aire de instrumentos y plantas.

Dentro de las necesidades de servicios auxiliares que requieren las plantas de la refinería, está la necesidad de contar con un suministro confiable de aire comprimido que cumpla con una temperatura de rocío que le de las características de aire seco adecuado para usarse principalmente en los posicionadores de las válvulas de control y en algunos enclaustramientos de equipo electrónico. Adicionalmente la refinería requerirá el servicio de aire de planta que servirá principalmente para mover herramienta neumática y llevar a cabo operaciones de mantenimiento en las instalaciones.

Las instalaciones tienen por objeto comprimir, almacenar, separar humedad, secar, filtrar y distribuir los servicios de aire de instrumentos y aire de planta en la nueva refinería.

El alcance incluye los requerimientos siguientes para tener un suministro de aire con la calidad requerida:

- Asegurar los límites máximos del contenido de humedad en el aire de instrumentos y de planta.
- Asegurar los límites máximos del tamaño de las partículas sólidas que puedan arrastrarse y el contenido de aceite.
- Cumplir los niveles de presión de suministro, operación y los rangos aceptables de operación para las válvulas y dispositivos neumáticos.
- Cumplir los requerimientos de aire de instrumentos y de planta.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



30. U-00200 Torres de agua de enfriamiento.

Las torres de enfriamiento estarán divididas para dar servicio a diferentes plantas con la intención de evitar un sistema de enfriamiento centralizado y grandes cabezales de suministro y retorno. Durante la ingeniería básica extendida y de Detalle, con base a la información proporcionada por los tecnólogos y proveedores, se desarrollarán los balances de agua de enfriamiento finales para definir la capacidad de las torres de enfriamiento, los requerimientos de servicios auxiliares y los requerimientos de químicos para el tratamiento integral de las torres de enfriamiento, con el objetivo de optimizar al máximo su índice energético.

La distribución de agua de las torres de enfriamiento está basada en la cercanía entre plantas y evitar contaminación, por lo que se cuenta con 4 torres de enfriamiento numeradas como CT-00201, CT-00202, CT-00203 y CT-00204.

La CT-00201 dará servicio a la planta de Alquilación; debido a que en el proceso de alquilación se llevan a cabo reacciones con ácido fluorhídrico como catalizador, es conveniente que el agua de enfriamiento proveniente de esta planta no se combine con el agua proveniente de otras plantas de proceso.

La CT-00202 dará servicio a Isomerizadora de Butanos, Isomerizadora de Pentanos, Hidrotratadora de Naftas primarias y de coquización No. 1 y 2, Hidrotratadora de Diésel No. 1 y 2, Reformadora de Naftas (CCR), Desintegración Catalítica Fluidizada(FCC), Productora de Hidrógeno y Tratamiento Recuperación de Gases.

La CT-00203 dará servicio a la Planta de Destilación Combinada, Hidrotratadora de Gasóleos, Coquización Retardada, Recuperación de Azufre, Regeneración de Aminas y Tratamiento de Aguas Amargas.

La CT-00204 dará servicio a Cogeneración y Servicios Auxiliares.

Para conservar la calidad del agua de enfriamiento y controlar las afectaciones en las líneas y equipos de intercambio de calor por fenómenos de corrosión, incrustación y ensuciamiento orgánico e inorgánico, se incluirá un sistema de tratamiento químico integral para cada torre de agua de enfriamiento, incluyendo inyección de ácido sulfúrico, inhibidores de corrosión, dispersantes y biocidas. La cantidad de paquetes de químicos deberá ser confirmada con la información final del análisis del agua de repuesto y parámetros de control en la torre de enfriamiento, así como de las recomendaciones del proveedor seleccionado.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas,, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



31. U-07000 Recuperación y tratamiento de condensados.

El vapor requerido por la nueva refinería para su operación será de Alta presión (HP) 400 °C y 46.2 kg/cm², Media presión (MP) 230 °C y 13.5 kg/cm² y Baja presión (LP) 160°C y 5.5 kg/cm² y serán generados por 3 fuentes: Planta de Cogeneración, Plantas de proceso y Calderas para arranque.

La práctica común de recuperación y tratamiento de condensados considera tener 2 cabezales separados para asegurar la segregación del condensado limpio del condensado aceitoso.

El condensado aceitoso es tratado en un sistema de pulido, dónde primero se pasará por un filtro de carbón activado para remoción de compuestos orgánicos y después será mezclado con el condensado limpio y tratados en un pulidor de intercambio iónico.

El condensado limpio es recuperado de la condensación de vapor de turbinas y trampas de vapor en la refinería para ser almacenados en el tanque de condensado limpio a 50 °C y 1.8 kg/cm² de donde será enviado a la Unidad de Pulido de condensado lipio a a 50 °C y 6 kg/cm².

El condensado aceitoso es recuperado de intercambiadores de calor o medios de calentamiento (trazas) que tienen la posibilidad de ser contaminados con hidrocarburos debido a fugas o ruptura de tubos desde 100 °C y 4 kg/cm² y llevados hasta 50°C y 1.8 kg/cm² para ser almacenados en el tanque de condensado aceitoso y de ahí enviado a la Unidad de Pulido a 50 °C y 7.5 kg/cm². El condensado Pulido posteriormente será enviado a los precalentadores a 50 °C y entre 6 a 7 kg/cm² de temperatura y presión.

De los precalentadores a 110 °C para su distribución el vapor de media presión a 28 kg/cm² a cogeneración y el de alta presión de 58 kg/cm² a calderas de prearranque.

En las calderas de prearranque, se recibe el vapor a las condiciones antes señaladas, donde se hace pasar por unos economizadores de alta presión para posteriormente elevar su temperatura y presión en una serie de supercalentadores hasta alcanzar la temperatura y presión deseada de 400 °C y 46.2 kg/cm² para el vapor de alta presión para su distribución.

El condensado tratado y el agua desmineralizada de reposición serán calentadas en los deareadores para remoción de oxígeno, dióxido de carbono y otros no condensables para generar el agua de alimentación a calderas, para la producción de vapor de alta y media presión.

El vapor requerido por la refinería para su operación será de Alta presión (HP) 400



°C y 46.2 kg/cm², Media presión (MP) 230 °C y 13.5 kg/cm² y Baja presión (LP) 160°C y 5.5 kg/cm² y serán generados por 3 fuentes: Planta de cogeneración, Plantas de proceso y Calderas para arranque.

La práctica común de recuperación y tratamiento de condensados considera tener 2 cabezales separados para asegurar la segregación del condensado limpio del condensado aceitoso.

El condensado aceitoso es tratado en un sistema de pulido, dónde primero se pasará por un filtro de carbón activado para remoción de compuestos orgánicos y después será mezclado con el condensado limpio y tratados en un pulidor de intercambio iónico.

El condensado limpio es recuperado de la condensación de vapor de turbinas y trampas de vapor en la refinería para ser almacenados en el tanque de condensado limpio a 50 °C y 1.8 kg/cm² de donde será enviado a la Unidad de Pulido de condensado limpio a 50 °C y 6 kg/cm².

El condensado aceitoso es recuperado de intercambiadores de calor o medios de calentamiento (trazas) que tienen la posibilidad de ser contaminados con hidrocarburos debido a fugas o ruptura de tubos desde 100 °C y 4 kg/cm² y llevados hasta 50°C y 1.8 kg/cm² para ser almacenados en el tanque de condensado aceitoso y de ahí enviado a la Unidad de Pulido a 50 °C y 7.5 kg/cm². El condensado Pulido posteriormente será enviado a los precalentadores a 50 °C y entre 6 a 7 kg/cm² de temperatura y presión.

De los precalentadores a 110 °C para su distribución el vapor de media presión a 28 kg/cm² a cogeneración y el de alta presión de 58 kg/cm² a calderas de prearranque.

En las calderas de prearranque, se recibe el vapor a las condiciones antes señaladas, donde se hace pasar por unos economizadores de alta presión para posteriormente elevar su temperatura y presión en una serie de supercalentadores hasta alcanzar la temperatura y presión deseada de 400 °C y 46.2 kg/cm² para el vapor de alta presión para su distribución.

El condensado tratado y el agua desmineralizada de reposición serán calentadas en los deareadores para remoción de oxígeno, dióxido de carbono y otros no condensables para generar el agua de alimentación a calderas, para la producción de vapor de alta y media presión.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



32. U-09000 Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica.

En esta área de recibo del ácido sulfúrico para su almacenamiento, las condiciones de operación son como se indica:

El ácido sulfúrico al 98% será recibido en el área de descargaderas en el límite de batería mediante autotanques. Los autotanques serán estacionados en varias posiciones de descarga en el área de descargaderas, el ácido sulfúrico al 98% será descargado mediante bombas a 2.8 kg/cm^2 y 21°C y será almacenado en 2 tanques atmosféricos de 3,000 bbl cada uno. Posteriormente el ácido sulfúrico almacenado será distribuido a través del sistema de bpmbeo a 8.7 kg/cm^2 y 21°C a los tanques de día de los consumidores de ácido sulfúrico concentrado en la nueva refinería; estos consumidores son el sistema de torres de enfriamiento, planta de pretratamiento de agua, planta desmineralizadora de agua, recuperación y tratamiento de condensado y planta de efluentes.

Del mismo modo, la Sosa Cáustica al 50%, será recibida en la nueva refinería mediante autotanques en el área de descargaderas. La Sosa Cáustica será descargada a través de bombas exclusivas a 3.6 kg/cm^2 y 30°C y será diluida al 20% en la misma línea utilizando condensado de agua a 5 kg/cm^2 y 50°C , para después ser almacenada en tanques atmosféricos provistos de un sistema de recirculación común a 4.4 kg/cm^2 y 30°C . La Sosa diluida homogéneamente al 20% proveniente de uno de los tanques, será enviada a través del sistema de bombeo a 12.3 kg/cm^2 y 35°C hacia los consumidores dentro de la Refinería.

El contenido de los autotanques se vaciará por medio de bombas centrífugas hacia uno de los tanques, el que esté en turno de recepción. La cantidad de condensado o agua desionizada requerida para diluir la sosa cáustica hasta un 20% en todo el tanque, será agregada primero al tanque en turno de recepción. Después, el condensado será recirculado a través del mezclador en línea, por medio de la bomba de recirculación. Una vez la recirculación establecida, se medirá el flujo de sosa cáustica importada controlándola y se adicionará al mezclador en línea.

De esta manera, se controlará el calor de dilución de la mezcla sosa-agua antes de entrar al tanque. Al final de la adición de sosa, se continuará la recirculación por una hora más, al fin de tener una solución homogénea. La medición y confirmación de la dilución se realizará por medio de análisis de laboratorio.

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



33. U-089000 Planta Tratamiento de efluentes.

La Refinería Dos Bocas tendrá un sistema de recolección, acondicionamiento y tratamiento de las aguas utilizadas en la misma refinería. En esta planta se tratarán las corrientes acuosas con contaminantes procedentes de:

- Drenaje aceitoso abierto
- Drenaje químico.
- Drenaje pluvial contaminado.
- Corrientes con Alto Nivel de DBO_5 .
- Efluentes de la desaladora.
- Efluentes de la planta de aguas amargas.

Estas corrientes serán sometidas a tratamiento, reduciendo sus contaminantes dentro de los límites permitidos, para evitar que el medio ambiente sufra un impacto negativo a causa de las descargas.

El sistema de tratamiento de efluentes debido a la diferente naturaleza de las alimentaciones de agua que recibirá se compondrá de diversos subsistemas de la siguiente manera:

- Separador de Agua / Aceite / Sólidos.
- Neutralización y Oxidación de H_2S .
- Flotación con Aire Disuelto (DAF).
- Tratamiento Biológico.
- Clarificación y Filtración.
- Tratamiento y disposición de los lodos.

Las sosas gastadas también serán incorporadas al sistema de tratamiento de efluentes, debido a que se estima que el flujo de esta corriente será por lotes y con volúmenes bajos, y que estas corrientes se encontraran neutralizadas y sus principales contaminantes oxidados no se considera que la incorporación de este flujo afecte las dimensiones de los equipos, así como el proceso de tratamiento de efluentes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En el **Anexo 6** se localiza la información técnica de instalaciones prototipo referente a Hojas de Balance de Materia y Energía, Diagramas de Flujo de Proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación donde se especifican las condiciones de operación (flujo, temperaturas, presiones y estado físico de las sustancias) y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental.



34. Edificaciones.

El proyecto incluirá la siguiente infraestructura de edificios, los cuales estarán equipados, de acuerdo con el servicio y requerimientos propios del proyecto.

- Central contra incendio.
- Laboratorio de química.
- Incluirá el suministro de los equipos para efectuar las diferentes pruebas de control de los procesos de refinación.
- Servicio Médico (Clínica).
- Centro de Control de Emergencias.
- Centro de Control de Información.
- Centro técnico-administrativo (incluye comedor, biblioteca, auditorio).
- Casas de cambio y oficinas por sector.
- Talleres equipados con máquinas y herramientas para reparación, limpieza y mantenimiento de equipos de proceso (Plantas, Eléctrico, Civil, Instrumentos, Mecánico, Inspección Técnica, Traspotación, Maniobras, Trabajos Generales.).
- Almacenes:
- General Techado.
- General a Intemperie.
- Temporal de Residuos Peligrosos.
- Temporal de Residuos Sólidos.
- Partida militar.
- Cuartos de control satélites.
- Subestación de enlace con CFE.
- Subestaciones eléctricas de distribución y principales en áreas de edificios y plantas.
- Centros de entrenamiento y capacitación interna.



- Oficinas del Sindicato.
- Recursos humanos.
- Licitaciones.
- CENDI.
- Cuarto de control centralizado.
- Edificio de telecomunicaciones y central telefónica.
- Casetas y torres de vigilancia.
- Casetas de operadores en plantas y áreas industriales.
- Casetas de medición.
- Cobertizos para bombas, compresores y analizadores.
- Control de acceso personal Pemex.
- Control de acceso a contratistas.
- Gasolinera.
- Residencia de Obra temporal.

En el **Anexo 6** se localizan la siguiente información técnica de la Refinería de Tula, Hidalgo como instalaciones prototipo, que pueden ser de diferente capacidad a las del proyecto de la Refinería Dos Bocas, Paraíso, Tabasco y que sirvieron de referencia para el desarrollo de este Estudio de Riesgo Ambiental:

- Hojas de Balance de Materia y Energía de las instalaciones.
- Diagramas de Flujo de Proceso de las instalaciones.
- Diagramas de Tubería e Instrumentación de las instalaciones.



I.3.1. Especificación del cuarto de control.

El Cuarto de Control para cada instalación de proceso deberá estar diseñado a prueba de explosión, incendios, gases tóxicos y vapores corrosivos, así como para soportar las condiciones meteorológicas del sitio.

El Cuarto de Control será diseñado para asegurar lo siguiente:

- La seguridad del personal ubicado dentro del edificio de control en el caso de ocurrencia de un terremoto, incendio o explosión externa, incluyendo aquellas originadas por nubes de vapor o durante el escape de sustancias tóxicas.
- Mantener el control de las unidades de proceso el mayor tiempo posible, con el objeto de supervisar y efectuar un paro ordenado de las secciones de los procesos que sean necesarias en caso de accidentes o siniestros.
- Proteger y mantener los registros de las unidades de proceso para cualquier investigación posterior.
- Operación y control de todas las unidades.
- Proporcionar comodidad para el personal con objeto de aumentar la eficiencia del mismo.
- Identificar los equipos de control que requieren mantenimiento, para cualquier unidad.
- Facilitar el acceso controlado a los sistemas, bienes y archivos para las operaciones seguras.

I.3.2. Sistemas de aislamiento.

De manera general los dispositivos de contención que deberán ser implementados en la Refinería Dos Bocas, son los siguientes:

- Válvulas de bloqueo de emergencia.
- Sistemas de drenaje.
- Cortinas de agua pulverizada.
- Barreras de confinamiento para el manejo de coque
- Sistema de paro por emergencia



- Sardineles y diques de contención

Válvulas de bloqueo de emergencia.

Estas válvulas aíslan recipientes con alto volumen de hidrocarburo como son tanques de balance, torres de destilación, tanques de reflujo de torres, recipientes separadores. Estas válvulas son especificadas a prueba de fuego y operadas remotamente. Como resultado de la ingeniería de detalle, se determinarán las unidades que contarán con este tipo de dispositivo de bloqueo.

Sistemas de drenaje.

Todas las áreas de proceso contarán con drenaje aceitoso, pluvial y químico de manera que cualquier derrame de hidrocarburo podría ser aislado y direccionado a un área segura.

Cortinas de agua pulverizada (niebla estrecha y niebla amplia).

En las áreas donde exista la posibilidad de una fuga de gas tóxico o combustible, se instalarán hidrantes-monitores, estos hidrantes-monitores esprean agua pulverizada (niebla estrecha y niebla amplia) para confinar y diluir nubes de gases tóxicos o combustibles. Cabe mencionar que estos dispositivos sirven para contener una posible fuga de gas hacia algún punto de ignición.

Barreras de confinamiento para el manejo de coque.

El transporte de este material para la carga de carros tolva, se llevará a cabo mediante bandas transportadoras totalmente encerradas en un tubo tipo torre estructural, a fin de evitar la posible liberación de polvos.

El patio de almacenamiento de emergencia de coque contará con diques de contención para evitar que éste se pueda esparcir.

Para el control de polvos del coque se proveerá de un sistema de supresión, que incluirá rociadores de agua en el patio de almacenamiento de emergencia, boquillas de inyección de químicos y agua, así como extractores y filtros para recoger el polvo fugitivo. En la parte superior de los vagones de ferrocarril se aplicará líquido para sellar la superficie de coque y evitar la generación de polvo.

Sistema de paro por emergencia.

Las unidades contarán con un sistema instrumentado de seguridad para paro de emergencia, de acuerdo con el diseño de las capas de protección, el cual estará programado de tal manera que cuando las variables de control de proceso alcancen el límite máximo permitido realizará las acciones necesarias para llevar la



planta a un paro de emergencia seguro.

Sardineles y diques de contención.

Para el control o contención de las descargas de agua del área o equipo protegido, cuando se tenga la presencia de líquidos inflamables o combustibles (con temperatura de operación por arriba de la temperatura de inflamación) cuya fuga o derrame pueda dispersarse hacia áreas adyacentes aumentando el tamaño del evento a controlar, se diseñará la construcción de diques, sardineles, zanjas, canales, drenajes cerrados con sellos hidráulicos o combinación de estos, entre otros. El sistema de contención será de las dimensiones requeridas para contener el volumen total resultante de la densidad de aplicación de sistema de aspersión, monitores o mangueras, el máximo derrame del producto combustible o inflamable en el área del escenario involucrado, por el tiempo estimado de duración de cualquier incendio

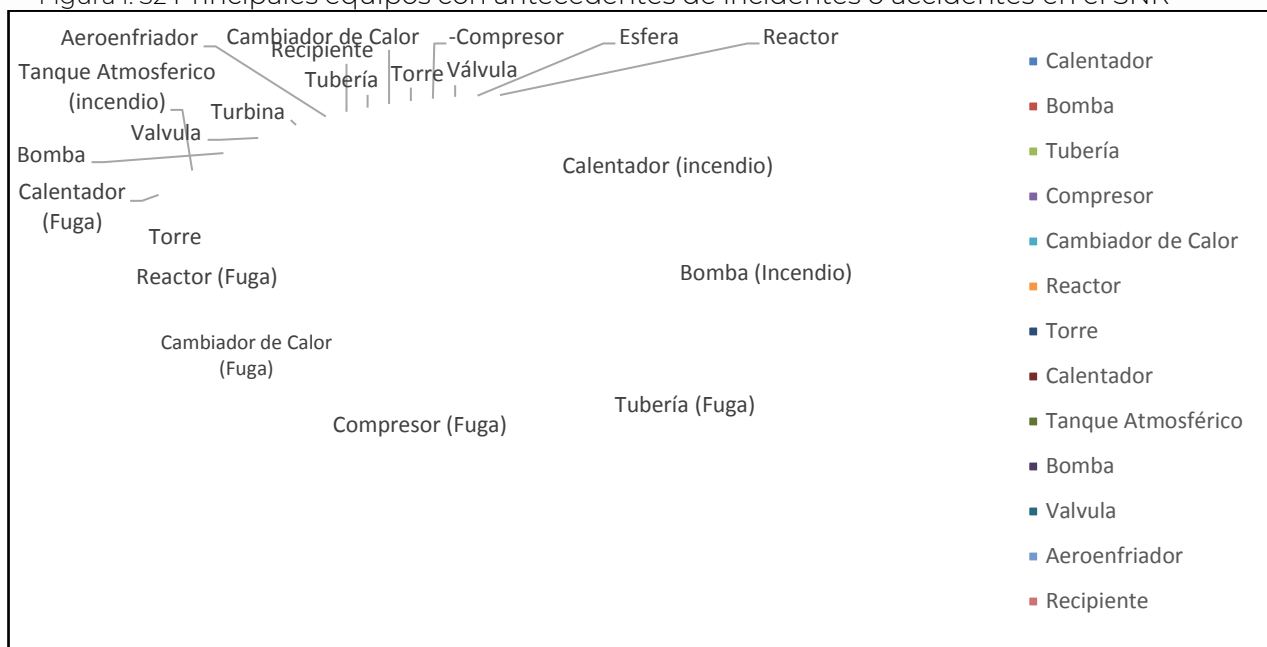


1.4 Análisis y evaluación de riesgos.

1.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

Algunos de los antecedentes de accidentes e incidentes registrados a nivel nacional e internacional, principales causas de accidentes en refinerías y plantas químicas, accidentes de acuerdo con la sustancia almacenada, tipos de accidentes en tanques de almacenamiento y casusas de accidentes en tanques de almacenamiento en el Sistema Nacional de Refinación (SNR), se muestran en la Figura I.32 y Tablas I.59 a I.64.

Figura I. 32 Principales equipos con antecedentes de incidentes o accidentes en el SNR





ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 59 Incidentes moderados y mayores presentados en las refinerías de México en el periodo 2012-2109

Año	Incidente	Refinería	Planta	Equipo	Evento
Incidentes Moderados					
2019	Planta en proceso de arranque, presentó ligera emanación de gas en el quemador #2 del Calentador BA-301, por lo que se procedió a apagar el calentador deteniéndose el proceso de arranque.	Ref. Salina Cruz	Alquilación #1	Calentador	Fuga
2019	Se realiza paro programado de las unidades de proceso. El equipo dinámico que detona la necesidad del paro programado es la Bomba de Fondos GA-405 que presenta muy altos valores de vibración y no cuenta con relevo.	Ref. Tula	Hidrodesulf. de Gasolina U-400 I	Bomba	Daño Mecánico
2019	Personal de operación detecta 100% de explosividad en los Intercambiadores EA-321 CD	Ref. Salina Cruz	Alquilación #1	Cambiador de Calor	Contaminación con sustancia inflamable
2018	Paro de Planta por tubos rotos en cambiadores 17-C-1/2 (16-febrero-2017).	Ref. Salina Cruz	Catalítica FCC 1	Cambiador de Calor	Contaminación con sustancia inflamable
2018	Goteo de diésel en tuerca union de 1/2" pulgadas del sistema de la línea de sello de la Bomba 153-PA, con presencia de fuego incipiente por contacto por la línea de vapor	Ref. Cadereyta	Combinada # 1	Bomba	Fuga e incendio
2018	Fuga de gas en la línea de salida de gas tratado en el domo de la torre absorbadora DA-602	Ref. Salina Cruz	Trat. Lig. Fracc. de LIG/P U-600 I	Torre	Fuga
2018	Fuga por sello de la bomba P-301 de recuperación de domos (gasolina), con un conato de incendio	Ref. Salina Cruz	Estabilizador a # 1	Bomba	Fuga e incendio
2018	Fuego incipiente en la bomba P-31009 de gasóleo pesado de la Planta Coquizadora, por probable fuga en sello mecánico.	Ref. Cadereyta	Planta Coquizadora	Bomba	Fuga e incendio
2018	Escurrecimiento de HC 's en el serpentín No.1 de la celda d del CAFD H-201 b de la planta de alto vacío No. 1,	Ref. Salina Cruz	Destilación al Vacío I	Calentador	Fuga e incendio
2018	Fuga por sello la bomba de carga F3-P-2B	Ref. Salina Cruz	Catalítica FCC 2	Bomba	Fuga
2018	Fuga incipiente de hidrógeno de recirculación, en la base de la válvula macho de la línea de succión del compresor GB-701, se procede a poner fuera de operación la Unidad U-700-1	Ref. Salina Cruz	Hidrodesulf. Dest.Int. U-700 I	Compresor Centrifugo	Fuga
2018	Se detecta fuga por poro en el codo de la línea de extracción de gasóleo ligero hacia la Torre Agotadora, presentando flama	Ref. Cadereyta	Planta Coquizadora	Tubería	Fuga
2018	Fuga de vapores de gasolina por poro en cambio de dirección de la línea oriente del domo de la Torre Fraccionadora T-01.	Ref. Salina Cruz	Primaria # 1	Tubería	Fuga



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Año	Incidente	Refinería	Planta	Equipo	Evento
Incidentes Moderados					
2018	Fuga en cambiador de calor EA-404 A	Ref. Salina Cruz	Hidrosulf. De gasolina U-400 II	Cambiador de Calor	Fuga
2018	Fuga de producto por el tubo 4 del serpentín C del Calentador ABA-1.	Ref. Salina Cruz	Primaria # 2	Calentador	Fuga e incendio
2017	Contaminación por hidrocarburos en el agua de enfriamiento, proveniente de los enfriadores de isobutano de recirculación EA-321 A/D	Ref. Salina Cruz	Alquilación #1	Cambiador de Calor	Contaminación con sustancia inflamable
2017	Sale de operación por presentarse poro en la línea de antisurge del compresor GB-401	Ref. Tula	Hidrosulf. de Gasolina U-400 I	Compresor	Fuga
2017	Fuego incipiente por fuga en tuerca unión de línea de gas combustible al quemador 6 de la celda "A" del Calentador BA-501	Ref. Cadereyta	Reformadora de Naftas U-500-1	Calentador	Fuga e incendio
2017	Fuera de operación la planta ULSC por fuga e incendio en bomba GA-3204 S de fondos de la torre agotadora de sulfhídrico DA-3203 hacia el reactor de pulido	Ref. Cadereyta	Desulf Gasolinas Catalíticas No.1 U-3000	Bomba	Fuga e incendio
2017	Sale de operación la Planta Catalítica 1 para eliminar fuga por poro pegado al cuerpo de la Torre Fraccionadora 1e en toma superior del LT-7A.	Ref. Salina Cruz	Catalítica FCC 1	Torre	Fuga
2017	Incendio por fuga en medio cuerpo de la válvula de bloqueo de la succión en la bomba de fondos GA-201 de la Torre de Vacío DA-201	Ref. Tula	Destilación al Vacío # 1	Valvula	Fuga e incendio
2017	Fuego incipiente en brida de línea de entrada al Reactor DC-501 A,	Ref. Cadereyta	Reformadora de Naftas U-500-1	Tubería	Fuga e incendio
2017	Incendio por hidrocarburo impregnado en colcha de aislamiento, en la parte superior de la Torre 1E en la Planta FCC-1.	Ref. Tula	Catalítica FCC 1	Torre	Fuga e incendio
2016	Incendio incipiente por fuga en brida de salida del segundo lecho del Reactor DC-3701 de la Planta Hidrosulfuradora de Diésel No. 3	Ref. Cadereyta	Hidrosulf. Dest. Int. U-700-2	Reactor	Fuga e incendio
2016	Incendio incipiente de hidrógeno en una purga de 3/4" de diámetro en succión del Compresor de Hidrógeno de recirculación GB-501 de la Planta Reformadora de Naftas U-500-1	Ref. Cadereyta	Reformadora de Naftas U-500-1	Compresor	Fuga e incendio
2016	Conato de incendio en rack de líneas principal abajo del soloaire de kerosina EA-10003 de la Planta Combinada Maya, dañando el cableado de motores e instrumentación de la sección de vacío	Ref. Minatitlán	U-10000 Combinada Maya (TREN A)	Aeroenfriador	Fuga e incendio



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Año	Incidente	Refinería	Planta	Equipo	Evento
Incidentes Moderados					
2016	Fuga de combustóleo en la brida del Quemador No. 15 celda a del Calentador VBA-2, con conato de incendio.	Ref. Salina Cruz	Destilación al Vacío II	Calentador	Fuga e incendio
2016	Fuga y flamazo de hidrógeno/hidrocarburo por brida de entrada Intercambiador EA-701 B lado tubos, efluente del reactor	Ref. Cadereyta	Hidrodesulf. Dest. Int. U-700-1	Tubería	Fuga e incendio
2016	Sale de operación de la Planta Alto Vacío 1 por fuga de residuo de vacío en el arreglo de la tubería de salida del E-3GH.	Ref. Salina Cruz	Estabilizador A #1	Cambiador de Calor	Fuga
2016	Fuego incipiente por fuga en poro de soldadura de venteo de la carcasa de la bomba AEP-5-B de fondos de la Torre Fraccionadora T-3 de la Planta Catalítica No. 2	Ref. Cadereyta	Catalítica FCC-2	Bomba	Fuga e incendio
2016	Fuego incipiente en rack de líneas abajo de la válvula XV-10106 (incondensables al vacío), al escurrir hidrocarburo al alinear a la atmósfera por pérdida de vacío en la Torre de Alto Vacío V-10006.	Ref. Minatitlán	U-10000 Combinada Maya (Tren A)	Valvula	Fuga e incendio
2015	Incendio en la línea de recirculación de la U-400 a los tanques TV-210, TV-310 por el venteo.	Ref. Minatitlán	Hidrodesulf. de Gasolina U-400	Tubería	Fuga e incendio
2015	Explosión e incendio en compresor GB-3201	Ref. Tula	Hidrodesulf. de residuales	Compresor	Explosión
2015	Fuga pequeña en el cordón de soldadura en la placa debajo de la línea del ecuador de la esfera TE-14.	Ref. Salina Cruz	Bombeo y Almacenamiento	Esfera	Fuga
2015	Incremento de presión en el cabezal de la línea de desfogue, ocasionando rotura de la tubería y una fuga de gas ácido en la llegada al TH-906, ocasionando una explosión con daños e incendio en la tubería de 48 pulgada de diámetro.	Ref. Tula	Bombeo y Almacenamiento (Sec. 6)	Tubería	Fuga
2015	Sale de operación por fuga en sello de la bomba GA-4 de la torre DA-1.	Ref. Minatitlán	Preparadora de Carga # 3	Bomba	Fuga
2015	Fuga de gas LPG en la línea de salida de gases a desfogue del domo del acumulador GV-6 de la sección de la Torre Debutanizadora GV-5 de la Planta FCC-1.	Ref. Minatitlán	Catalítica FCC	Tubería	Fuga
2015	Conato de incendio en bomba 2307- PB de aceite de sellos a plantas combinadas ubicada en casa de bombas No. 1	Ref. Cadereyta	Bombeo y Almacenamiento	Bomba	Fuga e incendio
2015	Sale de operación la planta por fuga del Intercambiador de Calor EA-321-C/D enfriador de isobutano	Ref. Salina Cruz	Alquilación #1	Cambiador de Calor	Fuga
2015	Fuga e incendio en el calentador BA-701 de la U-700-1 por ruptura de tubos.	Ref. Tula	Hidrodesulf. Dest. Int. U-700 I	Calentador	Fuga e incendio



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Año	Incidente	Refinería	Planta	Equipo	Evento
Incidentes Moderados					
2015	Conato de incendio en la bomba VGA-7	Ref. Salina Cruz	Destilación al Vacío II	Bomba	Fuga e incendio
2015	Fuga por sello mecánico y conato de incendio en bomba 2308-P de bombeo de gasolina desulfurada, en casa de bombas No. 1	Ref. Cadereyta	Bombeo y Almacenamiento	Bomba	Fuga e incendio
2015	Bomba de carga de la planta HDD P-1403 C (carga a HDD) fuga por el sello mecánico lado libre, originando un conato de incendio en la casa de bombas de transferencias	Ref. Minatitlán	Bombeo y Almacenamiento	Bomba	Fuga e incendio
2015	Fuga de catalizador por poro en la sección inclinada del tubo del reactor 1D	Ref. Salina Cruz	Catalítica FCC 1	Reactor	Fuga e incendio
2015	Conato de incendio en cuerpo de turbina del turbogenerador TG-3.	Ref. Tula	Turbogenerador TG-3	Turbina	Fuga e incendio
2015	Fuga de residuo primario por el tubo no. 12 de la pared poniente de la celda "B" del calentador VBA-1	Ref. Salina Cruz	Destilación al Vacío II	Calentador	Fuga e incendio
2015	Paro de planta combinada derivado de fuga en techo del hogar celda "A" del calentador de vacío BA-201, por fractura en el tubo 7 del serpentín 4	Ref. Tula	Destilación Al Vacío # 1	Calentador	Fuga e incendio
2014	Fuga de residuo de vacío en línea de descarga de la bomba 153-P (fondos de torre de vacío), hacia los intercambiadores 111-EX y 112-EX, sale la planta de operación	Ref. Cadereyta	Combinada # 1	Tubería	Fuga e incendio
2014	Tanque TV-513 se encontraba recibiendo crudo istmo por la línea de 48" con un nivel de 8.30 mts. se detecta flama en la parte superior lado sur del tanque sacandolo de operación	Ref. Salina Cruz	Tratamiento de Efluentes	Tanque Atmosférico	Incendio
2014	Tanque TV-503 bloqueado sin movimiento con un nivel de 8.058 mts, se presenta flama en la parte superior lado norte	Ref. Salina Cruz	Tratamiento de Efluentes	Tanque Atmosférico	Incendio
2014	Fuga de gasolina por tapa de filtro FG-501B sin conato de incendio.	Ref. Cadereyta	Reformadora de Naftas U-500-1	Recipiente	Fuga
2014	Fuga de producto en uno de los tubos de la zona de convección del calentador BA-701	Ref. Salina Cruz	Hidrosulf. Dest. Int. U-700 II	Calentador	Fuga
2014	Fuga en uno de los tubos internos del calentador del tipo jet fire, se procede al paro ordenado de la unidad monitoreando la fuga	Ref. Cadereyta	Hidrosulf. De Gasolina U-400-1	Calentador	Fuga
2014	Conato de incendio en el equipo dinámico 27-GA-715-A en el cobertizo del Sector No. 4, la bomba se encontraba trasegando gasóleo de coke del tanque TV-212 hacia el TV-116, se presentó falla el balero del equipo con conato de incendio	Ref. Cadereyta	Bombeo y Almacenamiento	Bomba	Fuga e incendio



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Año	Incidente	Refinería	Planta	Equipo	Evento
Incidentes Moderados					
2014	Sale de operación la Unidad HDD V debido a fuga en cabezal del EA-4102 A	Ref. Tula	Hidrosulf. Dest. Int. HDI	Cambiador de Calor	Fuga
2013	Planta HDD-V fuera de operación por fuga de sello de compresor GB-4102	Ref. Tula	Hidrosulf. Dest. Int. HDI	Compresor	Fuga
2013	Fuga por sellos mecánicos en compresor de reciclo GB-4102, R lo que se presenta disparo de equipo por vibración	Ref. Tula	Hidrosulf. Dest. Int. HDI	Turbina	Fuga
2013	Fuga en soldadura de inserto del TI-2402_6 de la seccion de reaccion de la Unidad HDG, sale de operación la unidad.	Ref. Tula	Hidrosulf. de Gasóleos	Tubería	Fuga
2013	Disparo el compresor GB-2401 por alta presión de fuga de sello primario lado cople	Ref. Tula	Hidrosulf. de Gasóleos	Compresor	Fuga
2013	Incipiente flama en brida superior de Reactor DC-4101 por fuga e ignición, durante la etapa de prueba de hermeticidad	Ref. Tula	Hidrosulf. Dest. Int. HDI	Reactor	Fuga e incendio
2013	Casa de bombas 5, fuga por sello de la bomba GA-360 B, incendio en bomba GA-360 B (succiona isómero de la esfera TE-301 A/B y descarga a tanques de mezclado de gasolina.	Ref. Tula	Bombeo y almacenamiento (Sec. 4)	Bomba	Fuga e incendio
2013	Fuga de catalizador en la parte superior de brida del registro principal de Regenerador 102-R.	Ref. Minatitlán	U-13000 Catalítica FCC-2	Compresor	Fuga
2013	Planta de Alquilación fuera de operación por tubos rotos del EA-117 Intercambiador de Calor del isobutano contra el alquilado	Ref. Tula	Alquilación #1	Cambiador de Calor	Fuga
2012	Unidad Isomerizadora de Butanos fuera de operación por escurrimiento de sosa diluida por poro en soldadura de brida de placa de orificio del FT-1032 A DA-903	Ref. Tula	Isomerizador a de Butanos	Tubería	Fuga
Incidentes Mayores					
2018	Daño en tubería de radiación del BA-501	Ref. Tula	Reformadora de Naftas U-500 I	Calentador	Fuga e incendio
2018	Variacion de flujo del Serpentin No. 2 (FIC-603) del calentador H-201-A de alto vacío No. 1	Ref. Salina Cruz	Destilación al Vacío I	Calentador	Fuga
2018	Fuga por tapón en cabezales de la celda a del Calentador BA-1	Ref. Salina Cruz	Reductora de Viscosidad # 1	Calentador	Fuga
2018	Escurrimiento de producto en los tubos del serpentín en el interior del Calentador BA-701	Ref. Salina Cruz	Hidrosulf. Dest. Int. U-700 I	Calentador	Fuga
2018	Pérdida de catalizador en el convertidor	Ref. Salina Cruz	Catalítica FCC 2	Reactor	Fuga



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Año	Incidente	Refinería	Planta	Equipo	Evento
Incidentes Moderados					
2018	Fuera de operación la Unidad Reformadora de Gasolina U-500-2, debido a tubos rotos en el EA-502 A/B segundo enfriador del efluente del reactor	Ref. Salina Cruz	Reformadora de Naftas U-500 II	Cambiador de Calor	Fuga
2018	Sismo de 5.2°, en consecuencia se presenta falla de agua de enfriamiento por rotura de la válvula de 30" 150 # de la descarga de la bomba P-25 B	Ref. Salina Cruz	Áreas Externas Servicios Auxiliares	Válvula	Fuga
2018	Atoramiento en la válvula PV-1 del reactor 1D, pérdida de catalizador	Ref. Salina Cruz	Catalítica FCC 1	Reactor	Fuga
2017	Fuga e incendio en el sector 4, en el rack de tuberías que va de refinería a la terminal de almacenamiento y reparto, a la altura del tanque esférico TE-204 (butano butileno).	Ref. Tula	Bombeo Y Almacenamiento (Sec. 4)	Tubería	Fuga
2017	Incendio interior y exterior (cajas de quemadores) de la celda de radiación del Calentador 101-BA de la Planta Reductora de Viscosidad.	Ref. Tula	Reductora de Viscosidad	Calentador	Fuga e incendio
2017	Planta Primaria 2 fuera de operación por poro en serpentín en el Calentador ABA-1.	Ref. Salina Cruz	Primaria # 2	Calentador	Fuga
2017	Incendio en casa de bombas de área de 500mil. bomba centrífuga BA-10 A fuga por sellos	Ref. Salina Cruz	500 MIL	Bomba	Fuga e incendio
2016	Incendio en rack de tuberías frente a TV-521	Ref. Tula	Generación Eléctrica	Tubería	Fuga e incendio
2016	Fuera de operación la Planta Hidrodesulfuradora de Gasolina Amarga U-400-2, por incendio por fuga en sello mecánico de la bomba GA-2402 R	Ref. Cadereyta	Hidrodesulf. de Gasolina U-400-2	Bomba	Fuga e incendio
2016	Al efectuar la revision a traves de las mirillas del calentador BA-101 de la planta U-100, se reporta fluxeria con poro. la presencia de flamas horizontales tipo soplete que salian de los tubos de la zona oriente y poniente del equipo	Ref. Minatitlán	Hidrodesulf. Dest. Int. U-100	Calentador	Fuga e incendio
2016	Fuera de operación U-500-II por incremento de vibración lado cople del compresor GB-501	Ref. Salina Cruz	Reformadora de Naftas U-500 II	-Compresor	Fuga e incendio
2016	Paro de la U-800-II por falla del compresor GB-801.	Ref. Salina Cruz	Hidrodesulf. Dest. Int. U-800 II	Compresor	Fuga
2016	Fuera de operación el compresor centrífugo GB-801 por fuga en sellos mecanicos; la unidad U-800-II	Ref. Salina Cruz	Hidrodesulf. Dest. Int. U-800 II	Compresor	Fuga
2016	Falla del sello del compresor de hidrogeno GB-502R, sale de operación	Ref. Salina Cruz	Reformadora de Naftas U-500 II	Compresor	Fuga
2016	Flama producida por daños en fluxeria en el interior del calentador BA-701,.	Ref. Salina Cruz	Hidrodesulf. Dest. Int. U-700 II	Calentador	Fuga e incendio



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Año	Incidente	Refinería	Planta	Equipo	Evento
Incidentes Moderados					
2016	Disparo de la bomba GA-409 RT del sistema de aceite de sellos sacando de operación el compresor de recirculación GB-401, y la carga de gasolina amarga a la planta.	Ref. Salina Cruz	Hidrosulf. de Gasolina U-400 I	Bomba	Fuga
2016	Planta primaria 2 fuera de operación por un poro en tubo del serpentín de la celda b del calentador a fuego directo ABA-1.	Ref. Salina Cruz	Primaria # 2	Calentador	Fuga e incendio
2016	Falla en sello mecánico primario lado cople de la bomba de fondos (diesel desulfurado) GA-703 con la bomba de relevo GA-703 R en mantenimiento, por lo que se procede a sacar de operación la unidad U-700-	Ref. Salina Cruz	Hidrosulf. Dest.INT. U-700 II	Bomba	Fuga
2015	se presenta un incendio por fuga en la brida de salida de los intercambiadores E-2101 A/H hacia los enfriadores de reacción E-2102 de la planta reformadora BTX	Ref. Minatitlán	Reformadora De Naftas BTX	Cambiador de Calor	Fuga e incendio
2015	incendio en la planta de alquilación, se observa fuga de hidrocarburo en la parte media de la torre DA-304	Ref. Salina Cruz	Alquilación #1	Torre	Fuga e incendio
2015	Por causa de la emergencia en la planta de alquilación se deja fuera operación la planta primaria y alto vacío 2, posteriormente se detecta humo dentro del hogar de la celda B del VBA-1.	Ref. Salina Cruz	Destilación al Vacío II	Calentador	Fuga e incendio
2014	Explosión en el interior del calentador H-24001 durante el proceso de arranque de la unidad hidrodesulfuradora de destilados intermedios U-24000	Ref. Minatitlán	U-24000 Hidrosulfuradora de diesel	Calentador	Explosión
2014	Salida de operación la planta BTX, por presentarse fuga por poro en soldadura de boquilla inferior del reactor V-2103.	Ref. Minatitlán	Reformadora de naftas BTX	Reactor	Fuga
2013	Fuga por el sello lado cople de la turbo-bomba P-10003 BR (2da. booster de carga del tren "B").	Ref. Minatitlán	U-10000 Combinada maya (tren A)	Bomba	Fuga
2012	Fuga excesiva de vapores de gasolina en línea de salida del domo de la Torre ADA-3 la falla existente en tubería.	Ref. Tula	Primaria # 2	Torre	Fuga



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 60 Accidentes e incidentes ocurridos en refinerías y plantas químicas a nivel mundial en el periodo de 1970 a 1997

Año	Localización	Compuesto químico	Evento	Muertes/ lesionados
1970	Philadelphia, Panamá	Catalizador de craqueo	Explosión	7 / 42
1972	Rio de Janeiro, Brasil	Butano	Explosión	37 / 53
1972	Lynchburg, VA	Propano	Incendio	2 / 3
1972	Netherlands	Hidrógeno	Explosión	4 / 40
1972	Weirton, WV	Coke de planta	Explosión	10 / 10
1972	West Virginia, USA	LPG	Explosión	21 / 20
1973	Kingman, AZ	Propano	Incendio	13 / 89
1973	Austin, Texas	Gas Natural	Incendio	6 / 21
1973	St. Amand L'Eaux, Francia	Propano	Explosión	5 / 45
1973	Staten Island, New York	Gas Natural	Incendio	40 / 0
1974	Decatur, Illinois	Propano	Explosión	7 / 152
1975	Beek, Netherlands	Propileno	Explosión	14 / 108
1975	Eagle Pass, Texas	Propano	Incendio	16 / 7
1975	South África	Metano (Gas Natural)	Explosión	7 / 7
1977	Gujarat, India	Hidrógeno	Explosión	5 / 35
1977	Umm Said, Qatar	LPG	Incendio	7 / 87
1978	Santa Cruz, México	Propileno	Incendio	52 / 88
1978	San Carlos, España	Propileno	Explosión	211 / 0
1978	Texas	Butano	Incendio	7 / 11
1978	Waverly, Tennessee	Propano	Explosión	12 / 21
1978	Youngestown, FL	Cloro	Emisiones tóxicas	8 / 50
1981	Montanas, México	Cloro	Emisiones tóxicas	29 / 50
1984	Roeoville, Illinois	Propano	Explosión	15 / 76
1984	México	LPG	Incendio y explosión	550 / 23
1985	Illinois, USA	Nafta	Explosión	7 / 12
1985	Algerais, España	Nafta	Explosión e incendio	18 / 56
1985	Mont Belyieu, Texas	Propano	Incendio	4 / 13
1986	Kennedy Space Center, FL	Hidrógeno	Explosión	7 / 119
1987	Piper Alpha	Hidrógeno	Explosión	167 / 55
1988	Maharastra, India	Nafta	Incendio	25 / 23
1988	Narco, LA	Propano	Explosión	7 / 48
1989	Baker, Golfo de México	Gas Natural	Explosión	2 / 24
1989	Worms, Alemania	Dióxido de carbono	Explosión	3 / 25
1990	Czechoslovakia	Hidrógeno	Explosión	15 / 26
1990	Porto de Leixoes, Portugal	Propano	Incendio y explosión	14 / 76
1992	Sodegraura, Japón	Hidrógeno	Explosión	10 / 7
1995	Ukhta, Rusia	LPG	Incendio	12 / 0
1997	Chennai, India	LPG	Incendio	3 / 4
1997	Visag, India	LPG	Incendio y explosión	60 / 30



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 61 Principales causas de accidentes en refinerías y plantas químicas

Causa de accidentes	Porcentaje (%)
Reacción química no controlada	20.0
Reacción química accidental	15.0
Combustión y explosión en equipo	13.3
Nube de vapor no confinada	10.0
Sobrepresión	8.3
Descomposición	5.0
Chispas	5.0
Fallas en recipientes a presión	3.3
Operación inapropiada	3.3
Otros	16.8
Total	100

Tabla I. 62 Accidentes e incidentes de acuerdo a la sustancia almacenada

Año	Productos del petróleo ^(a)	Gasolina/Nafta	LPG ^(b)	Sosa cáustica	Azufre líquido	Total
1960–1969	3	0	3	-	-	6
1970–1979	7	13	3	-	-	23
1980–1989	14	17	1	-	-	32
1990–1999	19	21	5	-	1	46
2000–2003	16	6	1	3	1	27
Subtotal	59	57	13	3	2	134

^a Combustóleo, Diésel, keroseno, lubricantes.

^b Como mezcla de propano y butano.

Tabla I. 63 Tipo de accidentes en tanques de almacenamiento

Año	Fuego	Explosión	Derrame	Emisiones tóxicas de gas	Varios	Subtotal
1960–1969	8	8	0	0	1 ^a	17
1970–1979	26	5	5	0		36
1980–1989	31	16	3	2	1 ^a	53
1990–1999	59	22	2	1	1 ^b	85
2000–2003	21	10	8	10	2 ^c	51
Subtotal	145	61	18	13	5	242

^a Distorsión del cuerpo del tanque

^b Caída personal

^c 1 persona cayó y 1 persona murió electrocutada

Tabla I. 64 Causa de accidentes en tanques de almacenamiento

Año	1960–1969	1970–1979	1980–1989	1990–1999	2000–2003	Total
Relámpago	4	10	19	37	10	80
Mantenimiento / trabajo en caliente	1	5	9	12	5	32
Error en la operación	1	5	6	8	9	29
Falla en el equipo	3	1	5	7	3	19
Sabotaje	2	5	2	6	3	18



Año	1960–1969	1970–1979	1980–1989	1990–1999	2000–2003	Total
Grietas/ruptura	0	3	3	3	8	17
Fugas y ruptura de la línea	0	3	2	5	5	15
Electricidad estática	2	1	2	2	5	12
Flama	1	0	4	2	1	8
Desastres naturales	1	2	1	1	2	7
Emisiones fugitivas	2	1	0	2	0	5
Total	17	36	53	85	51	242

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización.

Actualmente las disposiciones gubernamentales en temas importantes como la seguridad, salud y protección ambiental, indican dar cumplimiento para aquellas instalaciones nuevas que manejen sustancias altamente riesgosas deberán contar con su Estudio de Riesgo Ambiental durante el diseño de las instalaciones, previo a la construcción, así como en la etapa de operación de las mismas, para lo cual es indispensable primero la identificación de posibles peligros que se pueden presentar.

Existen una serie de técnicas para la identificación de peligros que permiten una adecuada detección de los mismos, dependiendo del tipo de información técnica disponible y la etapa de la vida útil del proyecto, para su posterior valoración cualitativa y cuantitativa de los posibles riesgos presentes en cualquier proceso, a fin de minimizarlo o controlarlo.

Estas técnicas se basan en el trabajo multidisciplinario de expertos del proceso desde diferentes perspectivas, analizando por partes dicho proceso, de tal manera que se detecten y analicen la mayor cantidad de las condiciones que puedan conducir a situaciones de peligro con diversos niveles de riesgo.

Como consecuencia del análisis, se realiza la estimación del riesgo para cada escenario propuesto y se proponen y jerarquizan recomendaciones de mejora, realizando un seguimiento del cumplimiento de las mismas.

Listas de Verificación.

Dentro de las técnicas de identificación de peligros en la fase de ingeniería conceptual del proyecto de la Refinería Dos Bocas, se cuenta con la Metodología Listas de Verificación, la cual es una herramienta muy sencilla, cuyo objetivo principal es protocolizar actuaciones y evitar posibles olvidos, de esta manera, la organización puede protocolizar cuales son las acciones que hay que llevar a cabo en determinadas circunstancias e incluirlas en la Lista de Verificación.



Para las listas de verificación se tomaron como referencia los eventos los presentados en el SNR (figura 1.32) , ya que son la base histórica de incidentes y accidentes que se tienen que evaluar para mitigar o eliminar su incidencia.

Dentro de los eventos evaluados en las listas de verificación se tiene como base de estudio eventos de fugas, incendio y explosiones en compresores de hidrógeno de las diferentes plantas de hidrotratamiento, bombas de fondos (por su riesgo al manejar altos flujos, presiones y temperaturas cercanas a su punto de autoignición), fugas en calentadores a fuego directo por falla en fluxeria o pérdida de flama, fugas en desfuegos, falla de tubería, fallas en plantas catalíticas, fuga de HF en plantas de alquilación, de la base de datos del sistema nacional de refinación en la tabla 1.59 y la figura 1.32.

En muchos casos se requiere no solo “hacer las cosas” sino también poder evidenciar que “se han hecho” o incluso que “se han hecho de la manera correcta, pudiendo convertirse también en un registro que sirva para evidenciar las actividades que se han realizado, y quien las ha realizado.

Una Lista de Verificación para que sea eficaz deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

1. Debe estar clara la finalidad para la que se crea.
2. Debe ser lo más sencilla posible.
3. Las preguntas deben estar claras de manera que se evite que haya interpretaciones distintas.

La Lista de Verificación para las instalaciones de proceso de la Refinería Dos Bocas se basó en el desarrollo de un listado de preguntas específicas enfocadas en las características riesgosas generales del proceso, desde el punto de vista ambiental, diseño, construcción, condiciones de operación normal, condiciones de operación extremas, seguridad, eventos externos, imperfecciones de equipos y mantenimiento, las cuales fueron aplicadas en las diversas instalaciones de la Refinería Dos Bocas.

La Lista de Verificación incluye un “Si” o “No” como respuestas a las preguntas y los resultados cualitativos pueden variar con la situación específica del cumplimiento con los procedimientos estandares y dependiendo de la respuesta se podrán emitir comentarios.

Considerando la información técnica de la ingeniería conceptual disponible el objetivo es la identificación de las posibles causas y situaciones peligrosas que se puedan presentar durante la operación de instalaciones riesgosas, se emitirán



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

observaciones y recomendaciones que ayuden a la eliminación, prevención, control o minimización de los riesgos, que pudieran desencadenar algún evento catastrófico con daños a la instalación, al personal, la población y medio ambiente.

Tomando como soporte de información el Anexo A “Causas de pérdida de contención en la Industria Química” de Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. American Institute of Chemical Engineers. 1989, se desarrolló la Lista de Verificación para su aplicación en las diversas instalaciones de la Refinería Dos Bocas.

La Lista de Verificación cuenta con un listado de 58 preguntas desarrolladas de la siguiente manera de acuerdo a la Tabla I.65:



Tabla I. 65 Lista de Verificación

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
Perdida de contención por trayectoria directa al ambiente	
Situaciones operativas (externas, de emergencia o disturbios en el proceso)	4
1 En caso de que los materiales procesados o manejados en el proceso bajo análisis tengan que liberarse al ambiente por razones operativas provenientes de situaciones externas, de emergencia o disturbios propios del proceso, ¿se conocen bien las características de peligrosidad de estos materiales liberados tal como toxicidad, inflamabilidad entre otras?.	
2 En caso de que se presente alguna condición operativa extraordinaria por eventos externos, de emergencia o disturbios en el proceso que origine un derrame masivo o liberación del material procesado directamente al ambiente ¿se cuenta con procedimientos o medios de comunicación que permitan alertar y avisar al personal de emergencias o de atención y control de derrames del centro de trabajo sobre el desarrollo de este evento de derrame masivo en el área?.	
3 En caso de que se presente alguna condición operativa extraordinaria por eventos externos, de emergencia o disturbios en el proceso que originen un derrame masivo o liberación de material procesado directamente al ambiente ¿se cuentan con medios suficientes y apropiados en la planta para contener este tipo de derrames como diques, fosas o de algún otro medio de contención para evitar el crecimiento del área afectada por el derrame?.	
4 En el diseño del o los sistemas de drenaje pluvial de la planta, ¿Se ha contemplado que este drenaje tiene capacidad suficiente para desalojar los volúmenes de agua contraincendio utilizados en las operaciones de combate al fuego demandados por los sistemas de aspersión para el control y atención de emergencias mayores asociadas con la mitigación y control de eventos de incendios o de liberación accidental de materiales tóxicos, inflamables o combustibles al ambiente?	
Acciones humanas	3
5 ¿Se tienen bien identificados o ubicados aquellos trabajos o actividades operativas que se clasifiquen como críticas para el funcionamiento u operación de un equipo o del proceso en general? (un trabajo o actividad crítica es aquella que si es ejecutada o desempeñada incorrectamente o no se aplica conforme a lo establecido en un procedimiento, tiene el potencial de desencadenar disturbios severos al proceso aguas arriba o aguas abajo; o bien, una condición de peligro con consecuencias catastróficas potenciales).	
6 En las actividades o trabajos identificados o clasificados como críticos, se aplican listas de verificación que permitan verificar y revisar paso a paso la secuencia correcta a seguir de las actividades antes de ser ejecutadas?. Si es así ¿en dichas listas de verificación o en los procedimientos de estos trabajos o actividades clasificadas como críticas, se tienen reconocidos puntos para no continuar con la secuencia de pasos a seguir en caso de que pasos previos hayan sido omitidos o no ejecutados correctamente por el operador?.	
7 ¿Los operadores reconocen fácilmente los canales de comunicación que deben seguirse para dar aviso sobre una situación de emergencia mayor en su planta a efecto de notificar de manera rápida y oportuna a los servicios de emergencia del centro de trabajo tal que se evite un escalamiento de la situación o propagación de la misma a otras plantas aguas arriba o aguas abajo?	
Disparos en falso por fallas en instrumentos, sistemas de control	2
8 ¿Es factible que en el proceso se presenten liberaciones accidentales de los materiales procesados o manejados directamente al ambiente debido a fallas o condiciones de disparos en falso (spurious trip) en accesorios, sistemas de control o instrumentos como por ejemplo válvulas de alivio o discos de ruptura?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con estos eventos?.	
9 Por las características de los materiales procesados o manejados en el proceso y por las condiciones de operación del mismo, en caso de que se presenten disturbios o anomalías en la operación del mismo o se presente una situación de emergencia en la Planta, ¿se justifica el empleo de Sistemas Instrumentados de Seguridad (SIS) para asegurar de manera eficiente que el proceso pueda llevarse a condiciones seguras sin necesidad de depender de acciones operativas o de intervención humana para lograr dicho objetivo?.	

11



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Lista de Verificación		
Concepto	No. Preguntas	
Venteos, alivios o drenes al ambiente requeridos por el proceso	2	11
10 Por las características o naturaleza del proceso para su operación ¿se requiere de ventear o aliviar materiales inflamables y/o tóxicos directamente al ambiente?, Si es así ¿los puntos de venteo se localizan en sitios elevados libres de obstáculos o estructuras de mayor altura tal que se facilite la dispersión de estos materiales en el ambiente sin que puedan acumularse en algún otro punto con potencial de formar una nube de vapor ya sea inflamable y/o tóxica que impacte al personal de la planta o de otra instalación vecina o a una comunidad civil cercana?.		
11 En el caso de contarse con venteos o alivio de materiales inflamables o tóxicos directamente al ambiente, en el diseño y/o especificación de estos venteos ¿se ha contemplado el efecto de la densidad o peso de los gases liberados para su dispersión en el ambiente? Si es así ¿las medidas de control o mitigación permiten que, para aquellos gases más pesados que el aire o muy densos se puedan dispersarse fácilmente al ambiente y no crear estancamientos cercanos al sitio del venteo y/o caer al suelo?		
Pérdida de contención en condiciones de operación por imperfecciones en tubería y equipo de proceso.		
Imperfecciones o defectos no detectados antes o durante la construcción, la instalación, pruebas y arranque.	4	9
12 ¿La especificación de materiales de tubería y equipos de proceso para cada una de las secciones del proceso es adecuada y compatible con las características y propiedades de los materiales y sustancias procesadas o manejadas, así como con los contaminantes o materiales extraños potenciales que se espera puedan presentarse durante las etapas de arranque, operación y paro del proceso?.		
13 ¿La especificación y selección de materiales para cada una de las secciones del proceso es adecuada y compatible con las condiciones mínimas, normales y máximas de operación que puede manejar el proceso en temperatura, presión y flujo?.		
14 ¿Se cuenta con medios o mecanismos de inspección de tubería y equipos de proceso que permitan detectar, atender y corregir imperfecciones o defectos en soldadura o en los materiales de tubería y equipos de proceso durante su construcción transporte, recibo, almacenamiento e instalación en la planta?.		
15 ¿Se cuenta con controles y procedimientos de calidad e inspección hacia proveedores de materiales, piezas, equipos, accesorios, fabricantes de equipo y demás suministros requeridos para la operación y mantenimiento del proceso?. (defectos e imperfecciones en equipos y tubería de proceso pueden surgir durante su manufactura por empleo de materiales incorrectos, de baja calidad, pobre mano de obra (no calificada), pobres controles de calidad que verifiquen la construcción o fabricación del equipo o tubería). Si es así, ¿se cuenta con controles o procedimientos que verifiquen que se siguen manteniendo las condiciones o características de integridad mecánica de las piezas, equipos, accesorios y demás suministros requeridos, desde su construcción o fabricación, transporte, almacenamiento, instalación, pruebas y puesta en operación?.		
Deterioro en o durante servicio no detectado antes de que resulte en evento más significativo.		
3		
16 En alguna parte de todo el proceso o sección del mismo, ¿Existen condiciones para propiciar erosión o un adelgazamiento significativo de las paredes internas en tubería y equipos de proceso cuando lleguen a operar bajo condiciones drásticas de flujo (altas velocidades), de concentración de algún material (alto o bajo contenido de algun componente, contaminante o material extraño), por temperatura (muy alta o muy baja temperatura), por presión (muy alta o muy baja presión) u otra variable operativa que pueda favorecer o acentuar un proceso de erosión o adelgazamientos de paredes internas de tubería o equipo de proceso?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias de la erosión y el adelgazamiento en la infraestructura?		
17 En alguna parte de todo el proceso o sección del mismo, ¿Existen condiciones para propiciar fatiga de materiales en tubería o equipos de proceso por vibración o algún otro tipo de esfuerzo mecánico inducido?. Estas vibraciones o esfuerzos mecánicos inducidos en tubería y equipo de proceso pueden llegar a fracturar o mover de su posición inicial válvulas u otros accesorios de tubería?. Si es así, ¿se pueden implementar medidas de mitigación o control de estos efectos sobre las válvulas o tuberías?		



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
18 En alguna parte de todo el proceso o sección del mismo, ¿Existen condiciones para propiciar el desarrollo de mecanismos de fatiga en paredes internas de tubería y equipo de proceso por corrosión de hidrógeno, sulfuros u otro componente que favorezca o acentue un proceso de corrosión interna?. Si es así, ¿se pueden implementar medidas de mitigación o control de los efectos de la corrosión sobre las válvulas, tuberías o equipo?	9
Actividades de mantenimiento acrecentan o acentúan imperfecciones o defectos.	
19 ¿Se asegura que las pruebas e inspecciones mecánicas que se realicen a tuberías y equipos de proceso para verificar su hermeticidad, se hagan conforme a las recomendaciones o lineamientos establecidos por códigos, normas o regulaciones internas de la organización, nacionales y/o internacionales?. Si es así ¿Existe documentación y/o procedimientos que avalen que estas pruebas se ejecutan conforme a estas prácticas o recomendaciones internas, nacionales y/o internacionales?	
20 Es práctica de la organización, ¿Contar con procedimientos escritos para realizar las pruebas de hermeticidad a tubería y equipos de proceso y llevar los registros correspondientes de los resultados obtenidos en dichas pruebas para cada tramo tubería y equipos de proceso probado?. Si es así se cuenta con elementos o medios para asegurar que los equipos están aptos para seguir funcionando u operando en el momento en el que se requieran después de realizar estas pruebas?	26
Pérdida de contención debido a desviaciones del proceso en condiciones de operación que van más allá de los límites de operación establecidos (mínimos, normales y máximos)	
Sobrepresión (comunicación de circuitos de alta presión con circuito de baja presión.	
21 En alguna sección o etapa del proceso, ¿Existe la posibilidad de conexión, envío o comunicación entre tuberías y equipos de proceso que operan a alta presión con tubería y equipo de proceso que opere a baja presión?. Si es así, ¿se tienen identificadas las potenciales causas que puedan originar esta posible conexión o comunicación entre zonas de alta presión con zonas de baja presión? (ejemplo de causas pueden ser fallas en instrumentación como controladores de nivel, de presión, apertura incorrecta de válvulas de aislamiento, entre otras), además, ¿se tienen evaluadas las consecuencias de la operación de la infraestructura con estas condiciones?	
22 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de presentarse flujo inverso en tuberías y equipos de proceso que operen a baja presión y puedan tener comunicación con tubería o equipo de proceso que opere a alta presión y que se ubiquen corriente abajo?. Si es así, ¿se tienen identificadas las potenciales causas que puedan originar este posible flujo inverso?. (ejemplo de causas pueden ser fallas en instrumentación como controladores de nivel, de presión, equipos de compresión, apertura y/o cierre incorrecto de válvulas de aislamiento, entre otras).	
23 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de enviar líquido a tubería y equipos de proceso que deban manejar o procesar gas o vapor y con ello exista la posibilidad de bloquear tubería de gas o vapor formando bolsas de líquido (presencia de fases extrañas o diferentes a la que debe existir en tubería o equipo)?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este evento? (otro ejemplo puede ser envío de líquido en succión de compresor y con ello generar o propiciar su falla con potencial de escalar efecto de consecuencias asociadas).	
24 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de enviar gas a tubería y equipos de proceso que deban manejar o procesar líquido (presencia de fases extrañas o diferentes a la que debe existir en tubería o equipo)?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este evento?	
25 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de presentarse evento de golpe de ariete (water hammer) como por ejemplo, el cierre súbito de alguna válvula de control, válvula operada manualmente o bloqueo en alguna tubería o equipo que procesen o manejen fluidos en fase líquida? (eventos de golpe de ariete pueden presentarse en cierres súbitos de válvulas de control, de seccionamiento sobre tramos de tubería largas). Si es así, ¿Se tienen evaluadas las consecuencias en el equipo de proceso y tuberías si se llegará a presentarse un evento de estas características?.	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
26 Si el proceso bajo análisis cuenta con compresores centrífugos o recíprocantes, ¿se conocen las anomalías o disturbios operativos que pueden presentarse en estos equipos de compresión por cambios súbitos o graduales en las condiciones de operación normales, máximas o mínimas en las que deben operar? (estos cambios en las condiciones de operación pueden corresponder a flujo, temperatura, presión, concentración, composición, entre otros). Si es así ¿se conocen las consecuencias hacia otros equipos o secciones de proceso aguas arriba o aguas abajo del compresor que pueden desencadenarse por cambios o modificaciones en las condiciones de operación en las que deben trabajar estos equipos?.	26
Sobrepresión (incremento de temperatura).	
27 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que se presente pérdida de un medio o fluido de enfriamiento en alguna línea o equipo de proceso que así lo requiera, como por ejemplo, reactores, columnas de destilación, cambiadores de calor, condensador, entre otros? Si es así ¿se cuentan con medidas preventivas y mitigantes para este evento?	
28 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que se presente condición de una muy alta temperatura de un medio o fluido de enfriamiento en alguna línea o equipo de proceso que así lo requiera, como por ejemplo, reactores, columnas de destilación, cambiadores de calor, condensador, entre otros? Si es así, ¿existe peligro de que se desarrollen condiciones de sobrepresión en tubería o equipos de proceso y se tienen evaluadas las consecuencias por este evento? (Pérdida de capacidad de absorción de calor por parte del fluido o medio de enfriamiento. Algunas causas asociadas con esta pérdida de capacidad de absorción de calor pueden ser que fallen por ejemplo ventiladores de torres de enfriamiento, entre otros).	
29 En el proceso ¿existe el potencial de presentarse reacciones en cadena (runaway reaction) debido a la pérdida de algún elemento diluyente o por una baja o alta concentración en algún componente que sea necesario para evitar esta condición (por ejemplo algún componente que regule el pH) o en su caso, que la proporción de reactivos sea inadecuada o se tenga una pérdida del medio o fluido de enfriamiento de la reacción?. De lo contrario ¿se tienen identificados todas las posibles reacciones en el proceso?	
30 En el proceso ¿existe el potencial de presentarse reacciones con alta exotermicidad provenientes de la presencia de impurezas o contaminantes en la reacción como por ejemplo, catalizador(es), mezclado de sustancias incompatibles (como ácidos con bases) o por el desarrollo de condiciones de flujo inverso?. Las reacciones con alta exotermicidad ¿pueden presentarse con una alta generación de calor tal que las capacidades del medio o fluido de enfriamiento para remover calor resulten ser sobrepasadas?. Si es así ¿se han evaluado las consecuencias asociadas a este evento?	
31 En el proceso ¿existe el potencial de presentarse reacciones con alta exotermicidad tal que se tenga alta generación de calor que provoque algún tipo de descomposición térmica en alguna sustancia que la haga térmicamente inestable o la convierta en un material muy reactivo o explosivo? (por ejemplo, pueden formarse peróxidos por incremento de temperatura en ciertas reacciones o pueden formarse depósitos de impurezas o materiales extraños en o sobre superficies calientes que pueden convertirse en puntos calientes que favorezcan otras reacciones más exotérmicas o explosivas). Si es así, ¿se han evaluado las consecuencias asociadas a este evento?	
Sobrepresión (explosión interna por formación e ignición de mezclas inflamables de gas, polvo o neblina)	
32 En el proceso ¿existe la posibilidad de entrada o ingreso de aire a una tubería o equipo de proceso debido a inadecuados procedimientos de purga o venteos en equipos de proceso, pérdida de nitrógeno o gas combustible en purga de cabezales a quemadores, en tanques de almacenamiento, centrífugas, secadores u otros equipos de proceso que requieran para su operación de atmósferas inertes, carentes de aire u oxígeno?. Si es así ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con la entrada de aire u oxígeno en tubería y equipos de proceso?.	
33 ¿Las características del proceso requieren de que se cuente con algún mecanismo o dispositivo de supresión de explosiones?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias que pueden presentarse si alguno de estos mecanismos o dispositivos llega a fallar?.	
Sobrepresión (esfuerzos mecánicos o físicamente inducidos)	3
34 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que el fluido que se quede atrapado dentro de alguna tubería o equipo de proceso, sufra de fenómeno de expansión por cambio de fase o estado? (por ejemplo, congelamiento de agua o vaporización de algún líquido que tenga alta presión de vapor). Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Lista de Verificación	
Concepto	No. Preguntas
35 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que el fluido en fase líquida que se quede atrapado dentro de alguna tubería o equipo de proceso sufra de expansión térmica (siempre y cuando la tubería o equipo de proceso donde ocurra la expansión térmica se encuentre bloqueada?. (por ejemplo, cambiadores de calor y tuberías con trayectorias o longitudes largas son susceptibles a presentar condiciones de expansión térmica. Eventos de expansión térmica del líquido tienen el potencial de separar bridas entre tubería dañando empaques o sellos, entre otros). Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?	26
36 En alguna sección o etapa del proceso ¿existe la posibilidad de que por labores de mantenimiento en tuberías y equipos de proceso puedan generarse condiciones de sobrepresión en las líneas o equipos de proceso intervenidos para mantenimiento o en otras líneas o equipos de proceso vecinos o con los que interaccionen?. Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?	
Depresurización.	
37 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de conexión, envío o comunicación entre tuberías y/o equipos de proceso que operen normalmente a vacío y que dichos equipos induzcan vacío en tubería o equipos de proceso adyacentes con los que interaccionan aguas arriba o aguas abajo?. Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento ?	
38 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de que algún movimiento o transferencia de líquido de un equipo a otro mediante bombeo o por gravedad para desalojo, vaciado, drenado o envío de un material o sustancia a otro equipo o sección de proceso, genere condición de vacío en el equipo donde se encuentra inicialmente el líquido? (por ejemplo vaciado o drenado de un líquido en recipiente con venteos bloqueados o cerrados). Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
39 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de inducir condiciones de vacío en un equipo de proceso por enfriamiento de gases o vapores como por ejemplo condensación rápida de vapores condensables por bloqueo súbito de la corriente de gas o vapor a la entrada del recipiente o equipo de proceso?. Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
40 En alguna sección o etapa del proceso, ¿existe la posibilidad de inducir condiciones de vacío en algún equipo de proceso por enfriamiento de gases o vapores no condensables? (por ejemplo, en tanques de almacenamiento de gran volumen, pueden inducirse condiciones de vacío cuando coinciden lluvia abundante bajo día soleado). Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
41 En alguna sección o etapa de proceso ¿existe la posibilidad de inducir vacío en algún equipo de proceso por solubilidad de ciertos gases o vapores en un líquido determinado?. Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
Reacciones químicas adversas.	
42 ¿Existe la posibilidad de que se formen o generen subproductos, tal que su presencia en tuberías o equipos de proceso de algún área o sección del proceso, resulte en un ataque químico hacia sellos, empaques o a los materiales de tubería y equipo?. Si es así ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este ataque químico?. Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?	
43 ¿Existe la posibilidad de entrada de impurezas, contaminantes o materiales extraños hacia tubería y equipos de proceso a través de venteos, drenes, conexiones de servicio o por fugas en tuberías o equipos de proceso durante la operación tal que al estar en contacto con los productos y/o subproductos procesados o manejados, pueda resultar en la generación de reacciones químicas adversas que originen y desencadenen una situación mayor de pérdida de contención? Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento ?.	2
44 ¿Existe la posibilidad de que si hay una pérdida o disminución en la cantidad de materia prima requerida y usada por el proceso o se presenta una disminución simultánea de dos o mas fuentes de alimentación al proceso, pueda originarse en alguna sección o área del proceso un evento de pérdida de contención mayor? Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?.	
Presencia de materiales extraños.	
45 ¿Existe la posibilidad de que en las corrientes de las materias primas usadas por el proceso, se tenga presencia de impurezas, contaminantes o materiales extraños, tal que su presencia en tuberías o equipos de proceso de algún área o sección del proceso resulte en un ataque químico hacia sellos, empaques o materiales de tubería y equipo?. Si es así, ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este ataque químico?. Si es así ¿Se cuentan con las medidas de control para este evento?.	
Lista de Verificación	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Concepto	No. Preguntas
46 ¿Existe la posibilidad de que se envíen productos o subproductos procesados o manejados en la planta hacia líneas o circuitos de fluidos de servicio como por ejemplo los de enfriamiento o calentamiento tal que pueda presentarse el desarrollo de un evento de mayor pérdida de contención en alguna otra sección del proceso, aguas arriba o aguas abajo? Si es así ¿se cuentan con las medidas de control para este evento?.	26
Pérdida de contención en condiciones de operación debidas a eventos externos.	
Golpes externos por acciones o maniobras operativas y/o de mantenimiento.	1
47 El paso de vehículos pesados (como grúas, excavadoras, carros-tanque, autotanques u otro tipo de maquinaria) así como las maniobras asociadas a estos vehículos y que sean requeridas para la operación normal del proceso o por mantenimiento, como levantamiento (izaje) de cargas, ¿pueden ser causa de impactos y/o golpes externos potenciales en tubería y equipos de proceso de la planta?. Sí es así, ¿se tienen medidas de control para este evento?	
Explosiones o incendios.	4
48 ¿Existe la posibilidad de que se presenten fugas pequeñas en tubería o equipo de proceso de material inflamable o tóxico tal que el material liberado pueda acumularse en áreas o sitios confinados de la planta y origine un problema potencialmente mayor como un flumazo, explosión de nube de vapor, incendio o dispersión de nube tóxica? (áreas típicas de acumulación de gases puede ser por ejemplo casa de analizadores de gas, drenes en áreas cerradas, entre otros) Si es así ¿se tienen medidas de control para este evento?	
49 ¿Existe la posibilidad de acumulación de cargas electrostáticas en la superficie externa de tuberías y equipo de proceso?. Si es así ¿se conocen y se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con un evento explosivo donde esta acumulación de cargas electrostáticas sea la fuente ignitiva?. De igual forma ¿se cuenta con medios o mecanismos para proteger tubería y equipos de proceso que eviten o reduzcan la acumulación de cargas electrostáticas?.	
50 En el caso del desarrollo de Incendios o Eventos Explosivos externos provenientes de instalaciones vecinas o cercanas, la instalación bajo análisis es susceptible a presentar daños o impactos por las consecuencias provenientes de estos eventos externos?. Si es así, ¿se conoce y tienen bien evaluadas las consecuencias de estos eventos externos hacia la instalación bajo análisis?	12
51 ¿Se tienen identificados aquellos equipos de proceso mayores que por sus dimensiones, capacidades, condiciones de operación a las que operan e inventarios de sustancias manejadas o procesadas, sean susceptibles a escalar las consecuencias de algún evento de incendio o explosión externo que se presente en la instalación bajo análisis?. Si es así ¿estos equipos de proceso mayores, requieren de medidas de protección adicionales y especiales?. Para evitar el colapso de estos equipos por efecto del incendio y el posterior escalamiento de las consecuencias, ¿estos equipos requieren en sus elementos estructurales en los que se apoyan o soportan, de protección pasiva contra el fuego?.	
Eventos externos y/o paso de vehículos independientes a la instalación.	3
52 ¿El proceso requiere de insumos o materiales peligrosos que sean transportados por auto-tanques, carrostanques, pipas u otro tipo de contenedor móvil? o ¿en áreas cercanas o vecinas a la planta existen insumos o materiales peligrosos que sean transportados por auto-tanques, carrostanques, pipas u otro tipo de contenedor móvil? o ¿dónde se ubica la planta es paso regular o común de auto-tanques, carrostanques, pipas u otro tipo de contenedor móvil?. Si algunas o todas las preguntas anteriores son afirmativas, ¿se tienen ya identificados y evaluados los efectos de las consecuencias hacia las instalaciones o a su personal en caso de volcadura u otro tipo de accidente en alguno de estos vehículos en el que se libere material peligroso al ambiente?.	
53 ¿Las instalaciones se ubican cercanas o vecinas a otras plantas o instalaciones que procesen o manejen sustancias inflamables con potencial a liberarse al ambiente y formar nubes inflamables y explosivas o dicha instalación vecina cuenta con equipos de proceso que operen a alta presión y sean susceptibles a estallar (explosión física)?. Si es así, ¿se tienen identificados y evaluados los efectos de las consecuencias por eventos explosivos hacia las instalaciones o a su personal?. (Efectos por eventos explosivos como ondas de sobrepresión, caída de fragmentos provenientes de una instalación vecina, pueden impactar y dañar equipos de proceso o elementos estructurales que pueden originar un escalamiento del área afectada y/o desencadenar un efecto domino).	
Lista de Verificación	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Concepto	No. Preguntas
54 Para la instalación bajo análisis, ¿se reconoce que puede ser blanco u objeto de ataques externos provenientes de grupos o movimientos sociales con algún interés en específico tal que dicha instalación resulte vulnerable a actos de sabotaje de estos grupos? (actos con intención premeditada de provocar algún daño y y generar presión ante autoridades o llamar la atención pública para lograr sus objetivos particulares). Si es así ¿se tienen contempladas medidas de protección en el diseño de los equipos y/o tubería de proceso y de la instalación en sí misma tal que puedan resistir las consecuencias de este tipo de eventos externos?	12
Eventos naturales.	
55. Se tienen identificados los eventos naturales que pueden tener un mayor impacto o daño hacia alguna tubería o equipo de proceso, sección de proceso o hacia todo el proceso en su conjunto?. (Eventos naturales pueden ser: sismos, huracanes, tormentas, inundaciones, corrimientos de tierra, caída de rayos, granizadas, nevadas, ventiscas, entre otros).	
56 En caso de presentarse algún evento natural que se reconozca con potencial de causar daños a tubería o equipo de proceso, a alguna sección de proceso o a todo el proceso en su conjunto, ¿existe la posibilidad de que a partir de dicho evento natural se desencadenen otros eventos mayores de pérdida de contención en otras secciones de proceso y que originen el desencadenamiento de un efecto domino? Si es así ¿se tienen evaluadas las consecuencias asociadas con este evento?.	
57 Durante el desarrollo de eventos naturales tales como intemperismos por ejemplo: lluvias, tormentas, huracanes, granizadas, nevadas, ventiscas entre otros, ¿existe la posibilidad de que alguno de los insumos o materiales procesados o manejados en las instalaciones, resulten contaminados modificando sus propiedades fisicoquímicas tal que puedan ser causa en alguna parte del proceso, de originar un evento catastrófico o una situación de mayor pérdida de contención?	
58 El sitio donde se ubica la instalación o proceso ¿es susceptible a desarrollar tormentas eléctricas recurrentes en las que se tenga alta probabilidad de caída o golpe de rayos a equipos de proceso o elementos estructurales de gran altura?. Sí es así, ¿se conoce el nivel isocéntrico del sitio y se tienen debidamente evaluadas las potenciales consecuencias asociadas con estos eventos que pueden desencadenarse posteriormente?.	
TOTAL	58



Categorías de Frecuencia.

Las categorías de Frecuencia que serán aplicadas serán las siguientes de acuerdo a la Tabla I.66.

Tabla I. 66 Categorías de Frecuencia de Ocurrencia

Clasificación	Categoría	Descripción de la Frecuencia de Ocurrencia	Frecuencia/Año
F6	Muy Frecuente	Puede ocurrir más de una vez en un año.	≥ 1.0 ($\geq 1 \times 10^0$)
F5	Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 1 año y hasta 5 años	≥ 0.2 a < 1.0 ($\geq 2 \times 10^{-1}$ a $< 1 \times 10^0$)
F4	Poco Frecuente	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 5 años y hasta 10 años	≥ 0.1 a < 0.2 ($\geq 1 \times 10^{-1}$ a $< 2 \times 10^{-1}$)
F3	Raro	Puede ocurrir una o más veces en un periodo mayor a 10 años	≥ 0.01 a < 0.1 ($\geq 1 \times 10^{-2}$ a $< 1 \times 10^{-1}$)
F2	Muy Raro	Puede ocurrir solamente una vez en la vida útil de la Instalación.	≥ 0.001 a < 0.01 ($\geq 1 \times 10^{-3}$ a $< 1 \times 10^{-2}$)
F1	Extremadamente Raro	Es posible que ocurra, pero que a la fecha no existe ningún registro.	≥ 0.0001 a < 0.001 ($\geq 1 \times 10^{-4}$ a $< 1 \times 10^{-3}$)

Categorías de Consecuencias.

Las categorías de Consecuencias que serán aplicadas serán las siguientes de acuerdo a la Tabla I.67.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 67 Categorías de Consecuencias

Categoría de consecuencia (Impacto)	Daños al personal	Efecto en la población	Impacto ambiental	Pérdida o diferimiento de producción(l) [USD]	Daños a la instalación [USD]
6 (Catastrófico)	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que puedan generar más de 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones mayores a 1 semana.	> 500´000,000	> 500´000,000
5 (Mayor)	Lesiones o daños físicos que puedan generar de 2 a 10 fatalidades.	Lesiones o daños físicos que pueden generar de 6 a 30 fatalidades.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones de 1 día hasta 1 semana.	> 50´000,000 a 500´000,000	> 50´000,000 a 500´000,000
4 (Grave)	Lesiones o daños físicos con atención médica que puedan generar incapacidad permanente o una fatalidad.	Lesiones o daños físicos mayores que generan de una a 5 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización.	Se presentan fugas y/o derrames con efectos fuera de los límites de la instalación. El control implica acciones en hasta 24 horas.	> 5´000,000 a 50´000,000	> 5´000,000 a 50´000,000
3 (Moderado)	Lesiones o daños físicos que requieren atención médica que pueda generar una incapacidad.	Ruidos, olores e impacto visual que se detectan fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía se requieren acciones de evacuación y existe la posibilidad de lesiones o daños físicos.	Se presentan fugas y/o derrames evidentes al interior de las instalaciones. El control implica acciones que lleven hasta 1 hora.	> 500,000 a 5´000,000	> 500,000 a 5´000,000
2 (Menor)	Lesiones o daños físicos que requieren primeros auxilios y/o atención médica.	Ruidos, olores e impacto visual que se pueden detectar fuera de los límites de la instalación y/o derecho de vía con posibilidades de evacuación.	Fugas y/o derrames solamente perceptibles al interior de la instalación, el control es inmediato.	> 50,000 a 500,000	> 50,000 a 500,000
1 (Despreciable)	No se esperan lesiones o daños físicos.	No se esperan impactos, lesiones o daños físicos	No se esperan fugas, derrames y/o emisiones por arriba de los límites establecidos.	<50,000	<50,000

Matriz de Riesgo.

La Matriz de Riesgo será la gráfica en dos dimensiones presentando la Frecuencia de ocurrencia y la categoría de Severidad de las Consecuencias hacia el personal, la población, el medio ambiente y los daños a la instalación, dividiendola en regiones que representan los riesgos no tolerables, indeseables, aceptables con controles, tolerables o que no se presentan posibles riesgos..



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

La Matriz de de Jerarquización de Riesgo que es considerada para el personal, la población, el impacto ambiental y los daños a la instalación se muestra en la Figura I.33.

Figura I. 33 Matriz de Jerarquización de Riesgos

		C1	C2	C3	C4	C5	C6	
Zona de Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C)	F6	C	B	A	A	A	A	Zona de Riesgo No tolerable (Tipo A)
	F5	C	C	B	B	A	A	
	F4	D	C	C	B	B	A	
Zona de Riesgo Tolerable (Tipo D)	F3	D	C	C	C	B	A	Zona de Riesgo Indeseable (Tipo B)
	F2	D	D	C	C	C	B	
	F1	D	D	D	D	C	C	

Jerarquización de riesgos.

Adicionalmente a la Lista de Verificación y con el objeto de definir y jerarquizar una escala de valores de riesgo de acuerdo a las “Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso, clave 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2 de la Dirección Corporativa de Planeación, Coordinación y Desempeño de Petróleos Mexicanos, se ha integrado dentro de la misma Lista de Verificación la Matriz de Riesgos como una medida de comparación entre los diversos niveles de riesgo posibles, siendo la primera etapa de jerarquización del nivel de riesgo para el análisis cualitativo, como se muestra en la Tabla I.68.

Características de los diferentes niveles de riesgo en las Listas de Verificación.

Tabla I. 68 Niveles de Riesgo Identificados en Listas de Verificación

Nivel de Riesgo	Características	Identificación
Riesgo No Tolerable (Tipo A).	El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas temporales y permanentes. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de riesgo no tolerable y deben establecerse Controles Temporales Inmediatos si se requiere continuar operando. Se debe realizar una administración de riesgos temporal y permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo "C". En caso de identificar un Riesgo Tipo "A", se debe emplazar a la instalación o equipo por un periodo de 7 días naturales, para lo cual la Máxima Autoridad del Centro de Trabajo (MACT) debe presentar al área de Auditoría de Seguridad Industrial y Protección Ambiental (ASIPA) correspondiente su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas temporales y permanentes para la reducción de riesgos a tipo "C" para ser sancionado. La conclusión de las acciones correctivas y preventivas "Temporales" no deben ser mayores a 30 días naturales y la de las acciones correctivas y preventivas "Permanentes" no deben ser mayores a 90 días naturales después de entregar sus Programas de Acciones. El plazo de 90 días puede incrementarse siempre y cuando la atención del programa de Acciones Correctivas y Preventivas "Permanentes" lo justifique y este autorizado por la MACT responsable de la instalación.	
Riesgo Indeseable (Tipo B).	El riesgo requiere se implementen acciones inmediatas permanentes. Un riesgo Tipo "B" representa una situación de riesgo Indeseable y deben establecerse Controles Permanentes Inmediatos. Se debe	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

	realizar una administración de riesgos permanente por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos permanentes hasta reducirlo a Tipo "C" y en el mejor de los casos, hasta riesgo Tipo "D". En caso de identificar un Riesgo Tipo "B", se debe emplazar a la instalación o equipo por un periodo de 15 días naturales para que la MACT debe presentar al área de ASIPA su Programa de Acciones Correctivas y Preventivas "Permanentes" para la reducción de los riesgos a tipo "C" o "D" para ser sancionado. La conclusión de las Acciones Correctivas y Preventivas permanentes no deben ser mayores a 180 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas Permanentes. Si la solución requiere de un plazo mayor, se deben establecer Controles Temporales Inmediatos, las cuales deben atenderse en un plazo no mayor a 30 días naturales después de entregar el Programa de Acciones Correctivas y Preventivas permanentes. La atención de estos riesgos no se determina en función de un Análisis Costo Beneficio.	
Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C).	El riesgo es significativo, pero se pueden gestionar con controles administrativos. Un riesgo Tipo "C" representa una situación de riesgo Aceptable siempre y cuando se establezcan Controles Permanentes. Las acciones correctivas y preventivas permanentes que se definan para atender estos hallazgos, deben darse en un plazo no mayor a 180 días. La administración de un riesgo Tipo "C" debe enfocarse en la Disciplina Operativa y en la Confiabilidad de las diferentes Capas de Seguridad y/o Sistemas de Protección. La prioridad de su atención para reducirlos a riesgos tipo "D", debe estar en función de un Análisis Costo Beneficio de las acciones correctivas y preventivas establecidas para dar atención a las recomendaciones emitidas para Administrar los Riesgos identificados.	
Riesgo Tolerable (Tipo D).	El riesgo no requiere de acciones correctivas y preventivas adicionales, es de bajo impacto. Un riesgo Tipo "D" representa una situación de riesgo tolerable. Se debe continuar con los programas de trabajo para mantener la integridad de las capas de protección.	
*No se identifican Riesgos	No se requieren de acciones correctivas, sin embargo se muestra como referencia para indicar que se evaluaron con las técnicas mencionadas y no se llegó a un evento representativo para este caso de estudio de riesgo ambiental. Para identificar de una manera rápida en las listas de verificación la inexistencia de algún nivel de riesgo se marca en color azul la celda de NIVEL DE RIESGO (RR) en la pregunta correspondiente.	

*Solo de referencia

Por lo tanto, para cada pregunta de la Lista de Verificación se realizan las siguientes actividades para la estimación cualitativa del riesgo donde aplique:

1. Aplicación de pregunta a la instalación.
2. Respuesta "Si" o "No" a la situación específica del cumplimiento con los procedimientos.
3. Con base en la respuesta "Si" o "No", se adicionan observaciones que apliquen para la instalación.
4. Evaluación de la categoría de frecuencia.
5. Evaluación de la categoría de consecuencia por daños al personal.
6. Evaluación de la categoría de consecuencia por efectos a la población.
7. Evaluación de la categoría de consecuencia por impacto ambiental.
8. Evaluación de la categoría de consecuencia por daños a la instalación.
9. Definición de nivel de riesgo (Tipo A, B, C, D) aplicando el caso más severo.
10. Propuesta de recomendaciones para la eliminación, prevención, control o minimización de los riesgos hacia el personal, la población, el medio ambiente y daños a la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

De esta forma, la identificación de peligros está realizada por medio de las Listas de Verificación y adicionalmente queda soportada con la aplicación de la metodología de la Guía Técnica para realizar Análisis de Riesgos de Procesos para cumplir con la primera etapa de calificación del nivel de riesgo en el análisis cuantitativo.

El formato del encabezado para la Lista de Verificación incluyendo el resultado del nivel de riesgo para cada instalación, se muestra como ejemplo en la Tabla I.69.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 69 Formato de Listas de Verificación y Nivel de Riesgo

Proyecto: Instalación Diagramas: Fecha:											
No.	Concepto	Sí	No	Observaciones	F	PE	PO	MA	PI	RR	Recomendaciones

Nota: El significado de las abreviaturas indicadas en el formato anterior son las siguientes:

F: Frecuencia

PE: Daños al personal

PO: Efecto en la población

MA: Impacto ambiental

PI: Daños a la instalación

RR: Nivel de Riesgo

Para la Refinería Dos Bocas, en las Listas de Verificación se identificaron los peligros y se realizó la jerarquizaron, en las Tablas I.70, I.71 y Figura I.34 donde se indican los resultados de las instalaciones con niveles de riesgo Tipo A, B, C y D.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 70 Identificación de peligros con Lista de Verificación y Jerarquización de Riesgos

Instalación	Pregunta	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
Plantas de Proceso				
1 U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).	16	Bomba GA-11001	A	6
	16	Bomba GA-11027	A	
	18	Bomba GA-11009	B	
	26	Compresor GB-11001	B	
	32	Calentador BA-11001	B	
2 U-61000. Planta Hidrotratadora de Naftas No.1. (HDN)	32	Calentador BA-11002	B	
	16	Bomba GA-61001	B	4
	21,24	Tanque FA-61010	B	
	26	Compresor GB-61001	B	
	32	Calentador BA-61003	B	
2.U-62000. Planta Hidrotratadora de Naftas No.2. (HDN).	16	Bomba GA-62001	B	4
	21,24	Tanque FA-62010	B	
	26	Compresor GB-62001	B	
	32	Calentador BA-62003	B	
3.U-72000. Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos. (PNX).	16	Bomba GA-72001 A/B	B	3
	16	Bomba GA-72002 A/B	B	
	26	Compresor BC-72001 A/B	B	
4 U-71000. Planta Reformadora de Naftas (REF)	16	Bomba GA-71001	B	5
	16	Bomba GA-71002	B	
	21	Separador FA-71003	B	
	26	Compresor GB-71002	B	
	32	Calentador BA-71001	B	
5 U-51000. Planta Hidrotratadora de Diésel No.1. (HDDI).	16	Bomba GA-51001	B	4
	21,24	Tanque FA-51008	B	
	26	Compresor GB-51001	B	
	32	Calentador BA-51001	B	
5 U-52000. Planta Hidrotratadora de Diésel No.2. (HDDI).	16	Bomba GA-52001	B	4
	21,24	Tanque FA-52008	B	
	26	Compresor GB-52001	B	
	32	Calentador BA-52001	B	
6 U-41000/ U-40000. Planta Hidrotratadora de Gasóleos. No. 1 (HDTGO)	16	Bomba GA-41001	B	5
	16	Bomba GA-40004	B	
	21,24	Tanque FA-41006	B	
	26	Compresor BC-41001	B	
	32	Calentador BA-40001	B	
6 U-42000/ U-40000. Planta Hidrotratadora de Gasóleos. No. 2 (HDTGO)	16	Bomba GA-42002	B	5
	16	Bomba GA-40004	B	
	21,24	Tanque FA-42006	B	
	26	Compresor BC-42001	B	
	32	Calentador BA-40001	B	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Instalación	Pregunta	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
Plantas de Proceso				
7 U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada. (FCC).	16	Bomba GA-21403 A/B	A	5
	16	Bomba GA-21404 A/B	A	
	26	Compresor GB-21201	B	
	32	Calentador BA-21001	B	
	32	Válvula SPE-21002	B	
8 U-81000. Planta de Recuperación de Azufre (PARA).	5	Linea alimentación 24" a Quemador HI-81001 gas ácido	B	7
	5	Linea alimentación 24" a Quemador QE-81001 gas combustible	B	
	11,22	Sopladores BV-81001 A/B	D	
	11,22	Sopladores BV-81002 A/B	D	
	16	Condensador Térmico EA-81003	B	
	24	Trampa azufre SSM-81000 A/B/C/D y	D	
	24	Fosa azufre FS-81001	D	
8 U-82000. Planta de Recuperación de Azufre . (PARA).	5	Linea alimentación 24" a Quemador HI-82001 gas ácido	B	7
	5	Linea alimentación 24" a Quemador QE-82001 gas combustible	B	
	11, 22	Sopladores BV-82001 A/B	D	
	11, 22	Sopladores BV-82002 A/B	D	
	16	Condensador Térmico EA-82003	B	
	24	Trampa azufre SSM-82000 A/B/C/D	D	
	24	Fosa azufre FS-82001	D	
9 U-87000. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (U-87100 / U/87200) (PAA).	16	Bomba GA-87103 Fenólica	B	2
	16	Bomba GA-87502 Fenolica	B	
10 U-87000. Planta Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (U-87300 / U/87400). (PAA).	16	Bomba GA-87303 Fenólica	B	2
	16	Bomba GA-87506 Fenolica	B	
11 U-88000. Planta Regeneradora de Amina sin CO ₂ (U-88100 / U-88200) (URA)	16	Bomba GA-88101	B	1
12 U-88000. Planta Regeneradora de Amina con CO ₂ (U-88300 / U-88400) (URA)	16	Bomba GA-88301	B	1
13 U-23000. Planta Isomerizadora de Butanos.(IC.4)	16	Bomba GA-23001 A/B	B	2
	16	Bomba GA-23002 A/B	B	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Instalación	Pregunta	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
Plantas de Proceso				
14-U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)	16	Bomba GA-22120 A/B	A	4
	16	Bomba GA-22102 A/B	A	
	26	Compresor GB-22001	B	
	32	Calentador BA-22101	B	
15 U-30000. Planta Coquización Retardada. (PCR).	16	Bomba GA-31003 A/B	A	2
	32	Calentador BA-31001/31002/31003	B	
16 U-79000. Planta de Tratamiento Recuperación y de Gases (PTRG).	16	Bomba GA-31028 A/B	A	3
	21,24	Tanque Separador FA-31018	B	
	26	Compresor GB-31001 B	B	
17 U-73000 (PH21) (PH22) Planta Productora de Hidrógeno. (PH).	16,21,22,23,24	REH-7301	B	4
	16,21,22,23,24	DC-73001	B	
	16,21,22,23,24	DC-73002 A/B	B	
	16,21,22,23,24	DC-73004	B	
Infraestructura de Servicios				
22 U-00500 Suministro de gas combustible y gas natural.	16	Línea 6" Salida de Evaporador EA-10001	B	5
	21	Línea 24" Acumulador FA-10001	B	
	24,46	Evaporador EA-10001	C	
	34	Línea 14" Distribución de gas natural a plantas	B	
	43	Línea 24" Distribucion de gas combustible a plantas	C	
23 U-95000 Mezclado en linea.	16,17	Bombas GA-9504 A/B falla de equipo	B	2
	25	Bombas GA-9504 A/B Cierre de valvulas	B	
24 U-90000 Casas de bombas	16,17,25	Bomba GA-90203 A/B/C Fuga en sello	B	4
	38	GA-90122 A/B	B	
	38	GA-90203 A/B/C/D	B	
	38	GA-90314 A/B	B	
25 Tanques de Almacenamiento.	33	TV-90201/2/3/4/5	B	9
	33	TV-237/8	B	
	33	TV-90245/6/7/8	B	
	38	TV-90201/2/3/4/5	B	
	38	TV-237/8	B	
	38	TV-90245/6/7/8	B	
	55,56	TV-90201/2/3/4/5 TV-90245/6/7/8	B	
	55,56	TV-237/8	B	
	55,56	TV-90245/6/7/8	B	
26 Trampas de diablos	16,17	Patín medición propano	B	2
	16,17	Patín medición LPG	B	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Instalación	Pregunta	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
Infraestructura de Servicios				
27 U-80000 Desfogues.	10	FA-80701 A/B	B	4
	16,21	Tanque separador y sellos	C	
	48	Equipo QE-8001	B	
	53	Equipo QE-80301	B	
28 U-0100 Sistema Contra incendio.	8	Lineas y recipientes de manejo de agua	C	3
	16	Filtros de sólidos	C	
	21	Sistema bombeo agua	C	
29 00600 Aire de instrumentos y plantas.	8	Ductos de suministro de aire	C	3
	16	Filtros y secadores de aire	C	
	21	Tanque acumulador aire	C	
30 U-00200 Torres de agua de enfriamiento	8	Area de enfriamiento de agua	C	3
	16	Área de manejo de cloro, ácido sulfúrico, biocida e inhibidor de corrosión	C	
	21	Bombas dosificadoras	C	
31 U-07000 Recuperación y tratamiento de condensados.	2	Separador FA-07002 Fuga	C	3
	21	Separador FA-07002 Cambio de presión	C	
	32	Paquete de Arranque Caldera	C	
32 U-09000 Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica.	16	TV-85101 Ac sulfurico	D	8
	16	TV-85201 Sosa cáustica	D	
	16	Bomba GA-85101 A/B Recibo Ác sulfúrico	D	
	16	Bomba GA-85102 A/B Dist. Ác. sulfúrico	D	
	16	Bomba GA-85201 A/B Recibo Sosa cáustica	D	
	16	Bomba GA-85202 A/B, GA-85203 A/B Dist.Sosa cáustica	D	
	29,30,31	Área tanques Desprendimiento calor	D	
	45	Área tanques Corrosión	D	
33 U-86000 Planta Tratamiento de Efluentes.	8	Separador aceite	C	3
	16	Dosificador químicos	C	
	21	Interconexión de cabezales de entrada y salida	C	
			TOTAL	129



Para las siguientes instalaciones no se identificaron escenarios de riesgo, por lo que no presentan ningún nivel de riesgo debido principalmente a las siguientes consideraciones:

- 18 U-01000. Planta de Cogeneración.

No se determinaron riesgos susceptibles de ser evaluados derivado de que la jerarquización y las propiedades intrínsecas del material bajo evaluación (vapor de agua) no alcanzan niveles de peligro y riesgo, los cuales deban ser sujetos de evaluación cuantitativa mediante metodologías más rigurosas, cabe mencionar que la alimentación de gas combustible a la planta de cogeneración es evaluada de forma paralela en otra sección de estudio.

- 19 U-02000 Planta de Suministro de agua.

Durante la cloración del agua para la desinfección y prevención del crecimiento de microorganismos en el agua de suministro, esta planta contará con un paquete de inyección de hipoclorito de sodio (SPE-02001) que será suministrado a través de una bomba dosificadora. El uso de hipoclorito de sodio disminuye la alta peligrosidad cuando se usa cloro gas como agente desinfectante o biocida.

- 20 U-03000 Planta de Pretratamiento de agua.

El ácido sulfúrico y la sosa cáustica requerida en esta Planta será recibida mediante unas bombas dosificadoras desde la U-09000 Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica a un tanque de día de baja capacidad que se ubicará en esta planta y que será definido por el proveedor.

- 21 U-04000 Planta Desmineralizadora de agua.

Los inventarios de ácido sulfúrico y sosa cáustica para el acondicionamiento de pH en estas instalaciones son relativamente pequeños; dos tanques de 0.5 m^3 para el ácido sulfúrico y dos tanques de 4.2 m^3 para la sosa cáustica. Los mayores inventarios serán manejados desde el Área en la U-09000 Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica.

- 34 Edificaciones.

Para el caso de la Edificaciones será evaluado el riesgo de incendio en la siguiente etapa del proyecto donde se cuente con la información técnica a detalle de las Edificaciones, ya que se consideran como instalaciones de bajo riesgo.



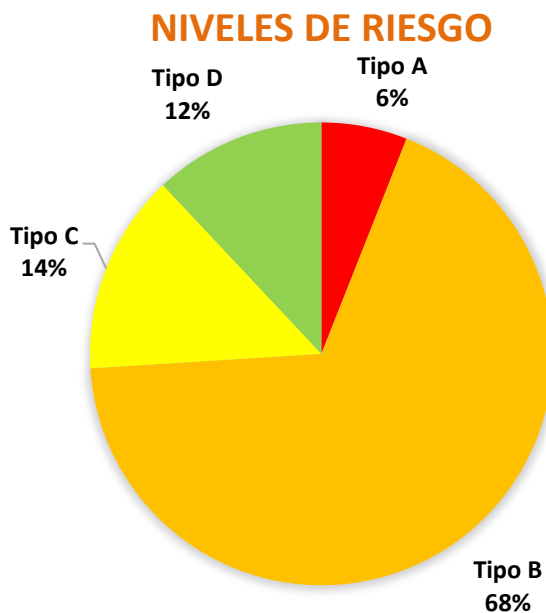
ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla I. 71 Resumen de identificación de peligrosy Jerarquización de riesgos.

Instalación	Niveles de riesgo				
REFINERÍA DOS BOCAS	Riesgo No Tolerable (Tipo A)	Riesgo Indeseable (Tipo B)	Riesgo Aceptable con Controles (Tipo C)	Riesgo Tolerable (Tipo D)	TOTAL
	8	87	18	16	129
	6.0%	68.0%	14.0%	12.0%	100%

Figura I. 34 Porcentaje de Niveles de Riesgo de escenarios identificados



En el **Anexo 7** se localizan las siguientes Listas de Verificación de la Identificación de Peligros para cada una de las instalaciones.

Plantas de Proceso.

1. U-11000 Planta de Destilación Combinada. UDC.
2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No.1. HDN.
2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2. HDN.



3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos. PNX.
4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas. REF.
5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diésel No. 1. HDDI.
5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diésel No. 2. HDDI.
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotatadora de Gasóleos No. 1. HDTGO.
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotatadora de Gasóleos No. 2. HDTGO.
7. U-21000 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.
8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre. PARA.
8. U-82000 Planta de Recuperación de Azufre PARA.
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. PAA.
10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. PAA.
11. U-88100/U-88200 Planta de Regenaeración de Amina sin CO₂. URA.
12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO₂. URA.
13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos. I-C4.
14. U-22000 Planta de Alquilacion. ALKY.
15. U-30000 Planta Coquizadora Retardada. PCR.
16. U-79000 Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases. PTRG.
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno. PH.

Infraestructura de Servicios.

18. U-01000 IPlanta de Cogeneración.
19. U-02000 Planta de Sumistro de Agua.
20. U-03000 Planta de Pretratamiento de agua.
21. U-04000 Planta Desmineralizadora de agua.
22. U-00500 Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

- 23. U-95000 Mezclado en Línea.
- 24. U-90000 Casas de Bombas.
- 25. Tanques de Almacenamiento.
- 26. Trampas de Diablos.
- 27. U-80000 Desfogues.
- 28. U-0100 Sistema Contra incendio.
- 29. U-00600 Aire de Instrumentos y de plantas.
- 30. U-00200 Torres de agua de enfriamiento.
- 31. U-07000 Recuperación y Tratamiento de Condensados.
- 32. U-09000 Almacenamiento y Recibo de Ácido sulfúrico y sosa cáustica.
- 33. U-86000 Tratamiento de efluentes.
- 34. Edificaciones.



Capítulo II

CONTENIDO

II.	DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.....	7
II.1	Radios potenciales de afectación.....	7
II.2	Interacciones de riesgo.....	269
II.3	Efectos sobre el sistema ambiental.....	407

Índice de Figuras

Figura II. 1	Diferentes fuentes de emisión	8
Figura II. 2	Efectos de condiciones superficiales en función de gradientes verticales del viento	10
Figura II. 3	Comportamiento de la pluma de acuerdo a la altura de la emisión.....	11
Figura II. 4	Modelos utilizados en el análisis cuantitativo.....	19

Índice de Tablas

Tabla II. 1	Estabilidades atmosféricas de Pasquill-Gifford*.....	10
Tabla II. 2	Efectos por radiación térmica.....	15
Tabla II. 3	Efectos esperados u observados por sobrepresión	16
Tabla II. 4	Efectos por Radiación Térmica.....	17
Tabla II. 5	Efectos por Sobrepresión para diferentes valores de sobrepresión.....	17
Tabla II. 6	Condiciones ambientales promedio.	20
Tabla II. 7	Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	22
Tabla II. 8	Datos de entrada Escenario DB-COMB-1-1 (A) y DB-COMB-1-1 (B).	23
Tabla II. 9	Datos de entrada Escenario DB-COMB-1-2 (A) y DB-COMB-1-2 (B).	24
Tabla II. 10	Datos de entrada Escenario DB-COMB-1-3 (A) y DB-COMB-1-3 (B).	25
Tabla II. 11	Datos de entrada Escenario DB-COMB-2 (A) y DB-COMB-2 (B).	26
Tabla II. 12	Datos de entrada Escenario DB-COMB-3-1.....	27
Tabla II. 13	Datos de entrada Escenario DB-COMB-3-2.....	28
Tabla II. 14	Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	34
Tabla II. 15	Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	37
Tabla II. 16	Datos de entrada Escenario DB-HDN01-1	38
Tabla II. 17	Datos de entrada Escenario DB-HDN01-2	39
Tabla II. 18	Datos de entrada Escenario DB-HDN01-3	40



Tabla II. 19 Datos de entrada Escenario DB-HDN01-4.....	41
Tabla II. 20 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	45
Tabla II. 21 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	47
Tabla II. 22 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-1	48
Tabla II. 23 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-2	49
Tabla II. 24 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-3.....	50
Tabla II. 25 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-4.....	51
Tabla II. 26 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	55
Tabla II. 27 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	57
Tabla II. 28 Datos de entrada Escenario DB-PNX-1 (A) y DB-PNX-1 (B).....	58
Tabla II. 29 Datos de entrada Escenario DB-PNX-2 (A) y DB-PNX-2 (B).....	59
Tabla II. 30 Datos de entrada Escenario DB-PNX-3 (A) y DB-PNX-3 (B).....	60
Tabla II. 31 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST.....	64
Tabla II. 32 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	66
Tabla II. 33 Datos de entrada Escenario DB-CCR-1 (A) y DB-CCR-1 (B).....	67
Tabla II. 34 Datos de entrada Escenario DB-CCR-2 (A) y DB-CCR-2 (B).....	68
Tabla II. 35 Datos de entrada Escenario DB-CCR-3 (A) y DB-CCR-3 (B).....	69
Tabla II. 36 Datos de entrada Escenario DB-CCR-4 (A) y DB-CCR-4 (B).....	70
Tabla II. 37 Datos de entrada Escenario DB-CCR-5.....	71
Tabla II. 38 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	77
Tabla II. 39 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	79
Tabla II. 40 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-1.....	80
Tabla II. 41 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-2.....	81
Tabla II. 42 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-3	82
Tabla II. 43 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-4.....	83
Tabla II. 44 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST.....	87
Tabla II. 45 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	89
Tabla II. 46 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-1	90
Tabla II. 47 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-2	91
Tabla II. 48 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-3.....	92
Tabla II. 49 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-4.....	93
Tabla II. 50 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	97
Tabla II. 51 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	99
Tabla II. 52 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-1.....	100
Tabla II. 53 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-2.....	101
Tabla II. 54 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-3	102
Tabla II. 55 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-4	103
Tabla II. 56 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO-5	104
Tabla II. 57 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST.....	109
Tabla II. 58 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	111



Tabla II. 59 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO02-1	112
Tabla II. 60 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO02-2.....	113
Tabla II. 61 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO02-3	114
Tabla II. 62 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	118
Tabla II. 63 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	120
Tabla II. 64 Datos de entrada Escenario DB-FCC-1A	121
Tabla II. 65 Datos de entrada Escenario DB-FCC-1B.....	122
Tabla II. 66 Datos de entrada Escenario DB-FCC-2	123
Tabla II. 67 Datos de entrada Escenario DB-FCC-3	124
Tabla II. 68 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	128
Tabla II. 69 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	130
Tabla II. 70 Datos de entrada Escenario DB-PARA-1 (A) y DB-PARA-1 (B)	131
Tabla II. 71 Datos de entrada Escenario DB-PARA-2 (A) y DB-PARA-2 (B)	132
Tabla II. 72 Datos de entrada Escenario DB-PARA-3 (A) y DB-PARA-3 (B)	133
Tabla II. 73 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST.....	137
Tabla II. 74 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	139
Tabla II. 75 Datos de entrada Escenario DB-PARA2-1 (A) y DB-PARA2-1 (B).....	140
Tabla II. 76 Datos de entrada Escenario DB-PARA2-2 (A) y DB-PARA2-2 (B)	141
Tabla II. 77 Datos de entrada Escenario DB-PARA2-3 (A) y DB-PARA2-3 (B).....	142
Tabla II. 78 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	145
Tabla II. 79 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	147
Tabla II. 80 Datos de entrada Escenario DB-PAA-1 (A) y DB-PAA-1 (B).....	148
Tabla II. 81 Datos de entrada Escenario DB-PAA-1 (C) y DB-PAA-1 (D).....	149
Tabla II. 82 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	152
Tabla II. 83 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	154
Tabla II. 84 Datos de entrada Escenario DB-PAA-2 (A) y DB-PAA-2 (B).....	155
Tabla II. 85 Datos de entrada Escenario DB-PAA-2 (C) y DB-PAA-2 (D).....	156
Tabla II. 86 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	159
Tabla II. 87 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	161
Tabla II. 88 Datos de entrada Escenario DB-URA-1 (A) y DB-URA-1 (B).....	162
Tabla II. 89 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	164
Tabla II. 90 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	165
Tabla II. 91 Datos de entrada Escenario DB-URA-2 (A) y DB-URA-2 (B).....	166
Tabla II. 92 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	169
Tabla II. 93 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	170
Tabla II. 94 Datos de entrada Escenario DB-I-C4-1 (A) y DB-I-C4-1 (B).....	171
Tabla II. 95 Datos de entrada Escenario DB- I-C4-2 (A) y DB- I-C4-2 (B).....	172
Tabla II. 96 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	175
Tabla II. 97 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	177
Tabla II. 98 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-1A.....	178



Tabla II. 99 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-1B.....	179
Tabla II. 100 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-2.....	180
Tabla II. 101 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-3.....	181
Tabla II. 102 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	185
Tabla II. 103 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	187
Tabla II. 104 Datos de entrada Escenario DB-PCR-1.....	188
Tabla II. 105 Datos de entrada Escenario DB-PCR-2.....	189
Tabla II. 106 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST(Radios de Afectación. 1.5/F).....	191
Tabla II. 107 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	192
Tabla II. 108 Datos de entrada Escenario DB-PTRG-1	193
Tabla II. 109 Datos de entrada Escenario DB-PTRG-2	194
Tabla II. 110 Datos de entrada Escenario DB-PTRG-3.....	195
Tabla II. 111 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	199
Tabla II. 112 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	201
Tabla II. 113 Datos de entrada Escenario DB-PH-1 (A) y DB-PH-1 (B).....	202
Tabla II. 114 Datos de entrada Escenario DB-PH-2 (A) y DB-PH-2 (B).....	203
Tabla II. 115 Datos de entrada Escenario DB-PH-3 (A) y DB-PH-3 (B)	204
Tabla II. 116 Datos de entrada Escenario DB-PH-4 (A) y DB-PH-4 (B).....	205
Tabla II. 117 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	210
Tabla II. 118 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	212
Tabla II. 119 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	213
Tabla II. 120 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	214
Tabla II. 121 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	215
Tabla II. 122 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	216
Tabla II. 123 Datos de entrada Escenario DB-SSGCGN-1.....	217
Tabla II. 124 Datos de entrada Escenario DB-SSGCGN-2.....	218
Tabla II. 125 Datos de entrada Escenario DB-SSGCGN-3	219
Tabla II. 126 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST.....	223
Tabla II. 127 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST.....	225
Tabla II. 128 Datos de entrada Escenario DB-ML-1 (A) y DB-ML-1 (B).....	226
Tabla II. 129 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST.....	229
Tabla II. 130 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST ...	230
Tabla II. 131 Datos de entrada Escenario DB-CB-1 (A) y DB-CB-1 (B).....	231
Tabla II. 132 Datos de entrada Escenario DB-CB-2 (A) y DB-CB-2 (B).....	232
Tabla II. 133 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	235
Tabla II. 134 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	236
Tabla II. 135 Datos de entrada Escenario DB-TALM-01.....	237
Tabla II. 136 Datos de entrada Escenario DB-TALM-02	238
Tabla II. 137 Datos de entrada Escenario DB-TALM-03.....	239



Tabla II. 138 Datos de entrada Escenario DB-ALM-4A y DB-ALM-4B.....	240
Tabla II. 139 Datos de entrada Escenario DB-ALM-5A y DB-ALM-5B.....	241
Tabla II. 140 Datos de entrada Escenario DB-ALM-6A y DB-ALM-6B.....	242
Tabla II. 141 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	247
Tabla II. 142 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST ...	249
Tabla II. 143 Datos de entrada Escenario DB-PM-1 (A) y DB-PM-1 (B).....	250
Tabla II. 144 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	252
Tabla II. 145 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST ...	253
Tabla II. 146 Datos de entrada Escenario DB-UD-01.....	254
Tabla II. 147 Datos de entrada Escenario DB-UD-02	255
Tabla II. 148 Datos de entrada Escenario DB-UD-03.....	256
Tabla II. 149 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST	260
Tabla II. 150 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST ...	262
Tabla II. 151 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	263
Tabla II. 152 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST ...	264
Tabla II. 153 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	265
Tabla II. 154 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST ...	266
Tabla II. 155 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST	267
Tabla II. 156 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST ...	268
Tabla II. 157 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	274
Tabla II. 158 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	281
Tabla II. 159 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	286
Tabla II. 160 Posible Efecto dominó en Instalaciones	290
Tabla II. 161 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	296
Tabla II. 162 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	302
Tabla II. 163 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	307
Tabla II. 164 Posible Efecto dominó en Instalaciones	312
Tabla II. 165 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	318
Tabla II. 166 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	323
Tabla II. 167 Posible efecto dominó en U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	327
Tabla II. 168 Posible Efecto dominó en U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	332
Tabla II. 169 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	337
Tabla II. 170 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	341
Tabla II. 171 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	345
Tabla II. 172 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	349
Tabla II. 173 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	352
Tabla II. 174 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	356
Tabla II. 175 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	361



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 176 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	366
Tabla II. 177 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	372
Tabla II. 178 Posible Efecto dominó en el Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.....	381
Tabla II. 179 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	386
Tabla II. 180 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	389
Tabla II. 181 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	393
Tabla II. 182 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	397
Tabla II. 183 Posible Efecto dominó en Instalaciones.....	399
Tabla II. 184 Efectos sobre el Sistema Ambiental.....	409



II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.

II.1 Radios potenciales de afectación.

Una vez identificados y jerarquizados los riesgos, las consecuencias de la pérdida de la hermeticidad con la consecuente liberación de sustancias peligrosas, se evaluaron los efectos adversos de éstas para estimar la magnitud hacia el personal, población, medio ambiente, a la instalación o pérdidas económicas, generadas por el escalamiento del evento en el que se producen eventos de riesgo como incendios, explosiones o nubes tóxicas.

A continuación, se describe la metodología empleada para la simulación de los escenarios de riesgos más críticos llevados a cabo con el software PHAST Ver. 8.0.

Generalidades de la estimación de consecuencias con el software PHAST.

La evaluación cuantitativa de riesgos (Estimación de las consecuencias de los escenarios) tiene como finalidad determinar las posibles consecuencias de un accidente o grupo de accidentes durante la operación de una instalación. Un accidente en la operación de una instalación generalmente implica la emisión o liberación del material de proceso al medio ambiente. Esta pérdida de contención puede generar pérdidas económicas relacionadas con daños a equipos y estructuras de proceso, daños a la salud del personal e incluso la muerte. Por lo tanto, para determinar la magnitud de las consecuencias, es de vital importancia simular y cuantificar el material liberado.

Algunas de las causas principales que originan un accidente son:

- a) Errores humanos.
- b) Falla de los sistemas de control.
- c) Corrosión y desgaste de las líneas y equipos de proceso.

La duración del accidente depende en gran parte de las medidas disponibles para detectar, actuar, mitigar el evento y de la capacitación del personal de operación y el de seguridad que en esos momentos se encuentre disponible para atender la emergencia.

Modelos de Emisión.

Los Modelos de Emisión son utilizados para determinar el flujo de descarga del material liberado, la cantidad total emitida y el estado físico del mismo. La modelación

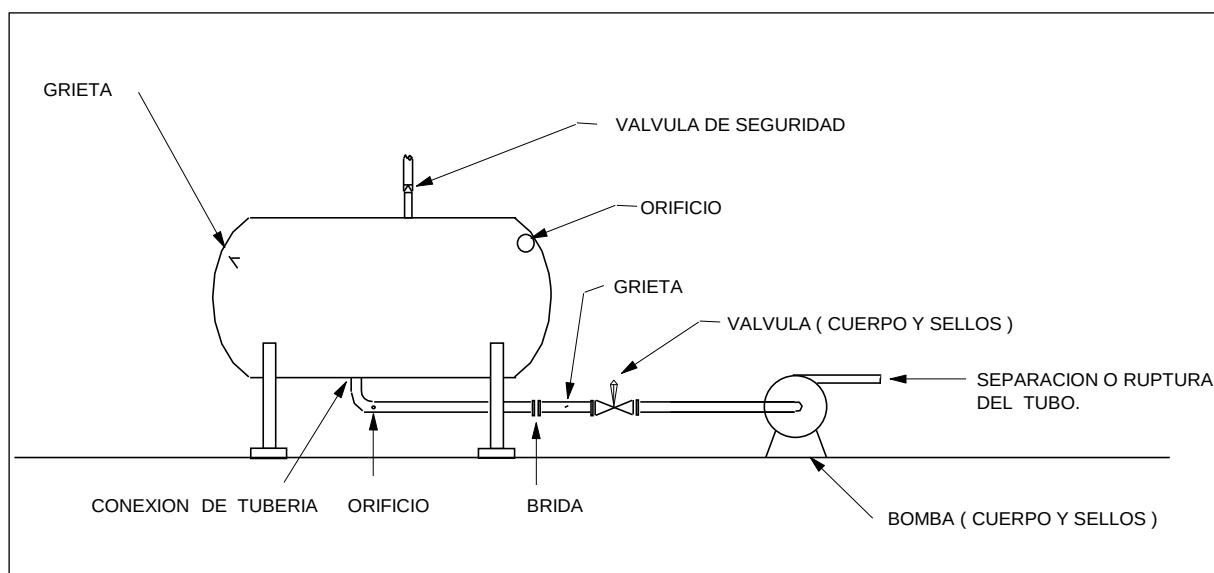
por un evento de fuga o derrame accidental de un material peligroso es frecuentemente el paso más crítico en la estimación exacta del volumen de sustancia corriente abajo, como resultado del accidente.

Las emisiones accidentales de materiales peligrosos pueden ser instantáneas o continuas, incluyendo flujo en una o dos fases; siendo estas de tanques de almacenamiento o tuberías, los cuales pueden ser refrigerados o a presión, sobre tierra o agua y confinados o no confinados. Es conveniente mencionar que existe una gran diferencia en el comportamiento de la sustancia liberada con respecto al tiempo para una falla catastrófica (emisión instantánea) en un tanque de almacenamiento, en comparación con una pequeña falla puntual (emisión continua) en el mismo tanque.

Así, el material tiene la posibilidad de fugarse por orificios o grietas en los tanques, líneas, juntas de bridas, bombas, válvulas e incluso por la apertura de una válvula de seguridad que descargue a la atmósfera, como se muestra en la Figura II.1.

Esta información es importante en la determinación de las consecuencias de un accidente y nos permite evaluar nuevos diseños del proceso, mejoras del proceso y la seguridad existente del proceso.

Figura II.1 Diferentes fuentes de emisión





Modelos de Dispersión.

Los modelos de dispersión se utilizan para predecir el área afectada en función del tamaño y forma de la nube, la distancia a la cual se alcanza una concentración de interés, como puede ser el límite inferior de inflamabilidad (LFL, por sus siglas en inglés) de los vapores corriente abajo del punto de emisión y en todas direcciones, para evaluar efectos por explosión y fuego o también para estimar datos de concentración en función del tiempo a distancias predeterminadas evaluando efectos tóxicos en trabajadores y al público en general.

Los modelos de dispersión describen el transporte en la atmósfera de los materiales tóxicos o inflamables desde el sitio de la fuga o del accidente hacia otros puntos de las instalaciones o zonas conurbadas con posibilidad de asentamientos humanos, evaluando y determinando en qué puntos éstas emisiones son nocivas para la salud humana. Estos modelos están basados en la ecuación de difusión gaussiana de un gas y para su aplicación es necesario establecer una concentración máxima permisible de exposición, lo cual permite estimar el área de evacuación en caso de una contingencia. Se tiene una amplia variedad de parámetros que afectan la dispersión atmosférica, siendo los principales los siguientes:

- Velocidad del viento. La velocidad del viento hace referencia a la dirección horizontal. Conforme la velocidad del viento se incrementa, la pluma se vuelve más larga y puntiaguda incrementándose al mismo tiempo la dilución de la misma y las sustancias se transportan más rápido corriente abajo.
- Estabilidad atmosférica. La estabilidad atmosférica hace referencia a condiciones meteorológicas relevantes respecto al nivel de mezclado vertical entre las capas de aire, provocada en gran medida por los efectos de gradientes de temperatura. El modelo relaciona el mezclado vertical del aire al considerar la temperatura, la humedad relativa y la radiación solar en el medio. En la Tabla II.1 se muestran las estabilidades atmosféricas de acuerdo a Pasquill-Gifford.



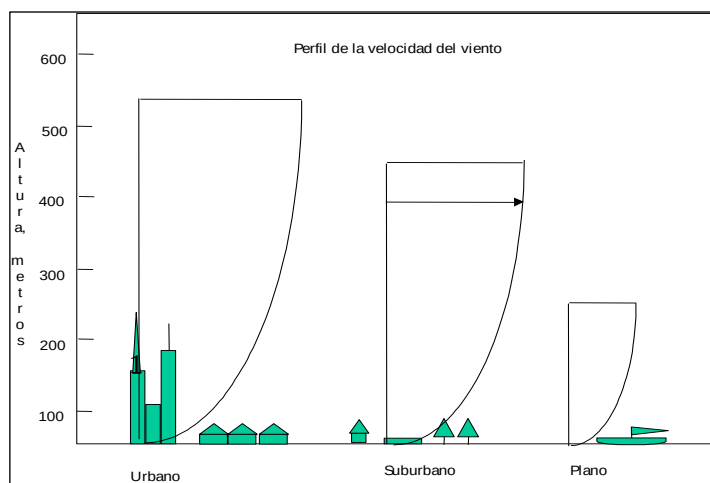
Tabla II.1 Estabilidades atmosféricas de Pasquill-Gifford*

Velocidad del viento (m/seg)	Radiación solar durante el día			Condiciones en la noche		A cualquier hora
	Fuerte	Moderada	Ligera	Ligeramente nublado o >4/8 de nubosidad	≥3/8 despejado	Fuertemente nublado
< 2	A	A - B	B	F	F	D
2 - 3	A - B	B	C	E	F	D
3 - 4	B	B - C	C	D	E	D
4 - 6	C	C - D	D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D	D

*Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis. CCPS.AIChE. Second edition.
A: Condiciones extremadamente inestables
B: Condiciones moderadamente inestables
C: Condiciones ligeramente inestables
D: Condiciones neutras
E: Condiciones ligeramente estables
F: Condiciones moderadamente estables

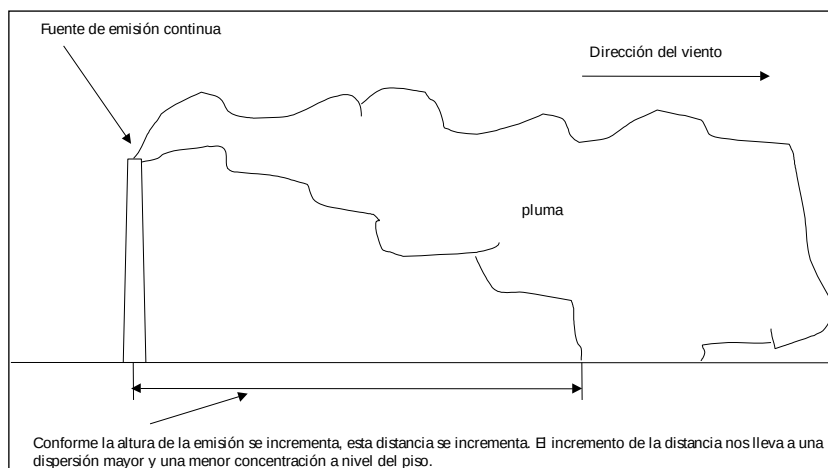
- Condiciones del terreno. Las condiciones del terreno afectan el mezclado mecánico en la superficie y el perfil de la velocidad del viento con la altura. Los árboles y las construcciones incrementan el mezclado, mientras que los lagos y áreas abiertas lo disminuyen, como se puede apreciar en la Figura II.2.

Figura II. 2 Efectos de condiciones superficiales en función de gradientes verticales del viento



- Altura de la emisión. La altura de la emisión afecta significativamente la concentración al nivel de piso. Conforme la altura se incrementa, las concentraciones al nivel del piso se reducen ya que la pluma debe de dispersarse a una distancia mayor sobre la vertical, como se puede apreciar en la Figura II.3.

Figura II. 3 Comportamiento de la pluma de acuerdo a la altura de la emisión.



- Momentum y flotación del material liberado. El momentum y la flotación inicial del material liberado cambian la altura efectiva de la emisión. Después de que el momentum y la flotación inicial se han disipado, el mezclado turbulento de la atmósfera será el efecto dominante.

Los resultados de la estimación de los modelos de dispersión también se pueden utilizar para:

- Desarrollar planes de emergencia a nivel externo de manera conjunta con las autoridades y la comunidad.
- Desarrollar modificaciones a la ingeniería para eliminar fuentes de emisión.
- Aislar emisiones potenciales e instalar venteos apropiados u otros equipos de remoción de vapores.
- Reducir el inventario de materiales peligrosos.

Modelos de Fuego.

El objetivo de los modelos de fuego es determinar la magnitud de los diámetros asociados a la intensidad de radiación térmica. Es conveniente mencionar que existe una energía mínima requerida para iniciar la combustión, la cual se conoce como Energía Mínima de Ignición (EMI). La EMI depende de la especie química o de la mezcla que se trate, la concentración, la presión y la temperatura. Se ha comprobado



experimentalmente que conforme la presión se incrementa la EMI decrece.

Los modelos de fuego son correlaciones empíricas que nos permiten:

- Estimar los niveles de radiación térmica para una distancia dada y determinar zonas de afectación de amortiguamiento y alto riesgo.
- Proponer medidas de mitigación.
- Disminución del inventario.
- Reducción del volumen en los recipientes.
- Modificación de la distribución y localización de la planta.
- Protección de los recipientes y otros equipos de la planta; y
- Reforzamiento de los cuartos de control.

Tipos de fuego.

- Chorro de fuego (Jet Fire).
- Bola de fuego. (Fire Ball).
- Alberca de fuego. (Pool Fire).
- Blevé (Boiling Liquid Expanding Vapor Explosion cuya traducción sería "Expansión explosiva del vapor de un líquido en ebullición").

Modelos de Explosión.

Los accidentes por explosión involucran la pérdida de contención de líquidos inflamables y/o gases combustibles. La probabilidad de ocurrencia de estos accidentes dentro de una instalación puede reducirse por medio de un diseño adecuado del proceso y de la ingeniería de confiabilidad al considerar las normas y códigos de referencia. En términos generales necesitan presentarse diferentes características para que pueda ocurrir la explosión de la nube de vapor que se genera:

- Primero: El material emitido debe ser inflamable y en condiciones tales de presión y temperatura (fase de emisión).
- Segundo: Una nube de vapor de suficiente tamaño debe formarse antes de que se presente la ignición (fase de dispersión). Si la ignición ocurre inmediatamente puede presentarse una bola de fuego, flama a chorro o un



fuego grande con una pequeña probabilidad de sobrepresión. Si se permite la formación de la nube y la ignición ocurre posteriormente, el efecto de sobrepresión puede ser muy grande con consecuencias muy severas. Igniciones retardadas con un tiempo de 1 a 5 minutos son las más probables de ocurrir, aunque también se han presentado igniciones con un tiempo de retardo de 30 minutos.

- Tercero: Una suficiente cantidad de la nube debe estar entre el rango inflamable del material para que cause la explosión. La nube de vapor generalmente presenta tres regiones: una región rica, cercana al punto de emisión; la región pobre, al final de la nube y una región que se encuentra entre estos rangos de inflamabilidad. La porción de la nube de vapor en cada región depende de muchos factores que incluyen el tipo y cantidad del material emitido, tamaño del orificio, grado de confinamiento de la nube y las condiciones ambientales.
- Cuarto: La onda de choque generada por la explosión de la nube puede variar grandemente y está determinada por la velocidad de propagación de la flama. En la mayoría de los casos el modo de propagación de la flama es la deflagración. Esta puede describirse como la combustión del material emitido, en la cual la velocidad de propagación es dominada por los fenómenos de transporte molecular y turbulento. En la ausencia del efecto de la turbulencia (esto es, en condiciones de flujo laminar o cercanas al laminar), la velocidad normal de la flama para hidrocarburos es del orden de 5-30 m/s. Esta velocidad es muy lenta para producir efectos de sobrepresión significantes, por lo que la nube de vapor únicamente se quemará en forma rápida (Flash Fire). Bajo condiciones extraordinarias, la detonación puede presentarse, debido al efecto de la turbulencia.

Las explosiones de gas son caracterizadas por rápida combustión, en la cual la alta temperatura de los productos de combustión se expande y afectan a sus alrededores. De este modo el calor de combustión de una mezcla aire-combustible (energía química) es parcialmente convertido en una expansión (energía mecánica). La energía mecánica es transferida a los alrededores en la forma de una onda de choque. En la atmósfera, una onda de choque es experimentada como un cambio dinámico de los parámetros de presión, densidad y velocidad de las partículas de un gas.

Los modelos de explosión se usan para determinar radios y/o zonas de afectación para ciertos niveles de sobrepresión y determinar zonas de afectación de amortiguamiento y alto riesgo. Los modelos típicos de explosión son:



- Modelo TNT.
- Modelo multienergía.
- Explosión física.

Evaluación de Efecto.

Para el propósito de evaluar los efectos en humanos, las consecuencias pueden ser expresadas en muertes o daños a la salud. Si se trata de estructuras y edificios, las consecuencias pueden ser pérdidas económicas.

Dependiendo de las características de los materiales liberados a la atmósfera tenemos diferentes efectos.

- Efectos por fuego.
- Efectos por explosión.
- Efectos por toxicidad.

Efectos por fuego.

Los efectos por fuego son evaluados en función de la radiación térmica a la que puede estar expuesto un individuo o equipo durante un tiempo dado.

El efecto de la radiación térmica en un individuo se manifiesta en quemaduras de 1er, 2do y 3er grado.

Por otra parte, la radiación térmica en equipos provocara daños estructurales, ya que estructuras de acero, por ejemplo, fallarán cuando sean expuestos a temperaturas entre 500 a 600 °C. Los efectos esperados u observados por radiación térmica se muestran en la Tabla II.2.



Tabla II. 2 Efectos por radiación térmica

Intensidad de radiación térmica kW/m ²	Efectos esperados u observados
37.5	Suficiente para causar daño en equipos de proceso (Banco Mundial).
25	Intensidad de energía mínima requerida para provocar la ignición de la madera en exposiciones prolongadas, no requiriéndose fuente de ignición alterna (Banco Mundial)
15.77	Intensidad en áreas con estructuras en donde no es deseable tener personal y en donde se cuenta con blindaje a la radiación térmica.
12.5	Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico (Banco Mundial)
9.5	El umbral del dolor se alcanza con 8 seg. de exposición; las quemaduras de segundo grado se presentan con períodos de exposición de 20 seg. (Banco Mundial).
9.46	La exposición debe ser limitada a pocos segundos, suficientes para escapar. (API 521).
6.31	Intensidad en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta de un minuto, pueden ser realizadas con equipo apropiado (API 521).
5.0	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.
4.73	Intensidad de calor en áreas donde acciones de emergencia, con duración hasta de varios minutos, se pueden realizar por parte de personal sin blindaje, pero con ropa apropiada (API 521).
4	Suficiente para causar dolor al personal, en caso de que éste no se resguarde en 20 seg.; Sin embargo es probable la formación de ampollas en la piel (Banco Mundial)
1.58	Valor empleado para localidades donde el personal es expuesto continuamente (API 521).
1.4	No se presentan molestias, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.

Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso. Documento 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2

Efectos por explosión.

Los efectos por explosión predicen los impactos de la onda expansiva y los proyectiles en personas y objetos.

Para producir fatalidades (debido a hemorragias internas) se requieren sobrepresiones ≥ 15 psi, pero se ha observado que los mayores daños son los producidos por proyectiles.

En la Tabla II.3 se muestra los efectos esperados u observados por sobrepresión:



Tabla II. 3 Efectos esperados u observados por sobrepresión

Ondas de sobrepresión psi	Efectos esperados u observados
0.02	Ruido fuerte (equivalente a 137 dB a bajas frecuencias, 10-15 Hz).
0.03	Ruptura ocasional de vidrio en ventanas grandes y bajo tensión.
0.04	Ruido muy fuerte (143 dB), rotura de vidrios por onda sonora.
0.1	Rotura de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.15	Presión típica para rotura de vidrio.
0.3	Probabilidad de 0.95 de no sufrir daño serio debajo de este valor de presión; 10% de vidrios rotos.
0.4	Daño estructural menor.
0.5	Daño a ventanas pequeñas y grandes.
0.7	Daño menor a estructuras de casa.
1.0	Demolición parcial de casas (tal que son inhabitables).
1-2	Asbesto corrugado, acero corrugado y paneles de madera desplazados y dañados.
2	Colapso parcial de paredes y techos de casas.
2-3	Muros no reforzados ladeados y parcialmente dañados.
2.3	Límite inferior para daño estructural serio.
2.5	Destrucción del 50% de construcciones de ladrillo.
3	Daños a edificios con estructura metálica, equipo pesado sufre poco daño.
3-4	Rotura de tanques de almacenamiento de crudo.
4	Recubrimiento de edificios industriales fracturado.
5	Rotura de postes de madera
5-7	Destrucción prácticamente completa de casas.
7	Volcado de carros de ferrocarril
7-8	Muros de ladrillo, de 8 a 12 pulgadas de espesor y no reforzados, fallan.
9	Demolición completa de carros de ferrocarril cargados
10	Probable destrucción total de casas, maquinaria de 7000 lb desplazada y dañada severamente, sobrevive la maquinaria de 12,000 lb.
300	Formación de cráter.

Guías Técnicas para realizar Análisis de Riesgos de Proceso. Documento 800-16400-DCO-GT-75, Rev. 2

Evaluación de las Consecuencias de Efectos por fuego (Radiación Térmica).

Los criterios de evaluación de consecuencias por efectos de radiación térmica utilizados en las simulaciones del presente estudio, son de 1.4 KW/m² y 5 KW/m², basados en los criterios indicados en la “Guía para la presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo” de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) para definir la zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento, respectivamente. En la Tabla II.4 pueden observarse a más detalle los efectos que producen niveles de radiación cercanos a los especificados, tanto en los equipos como en el personal que se encuentre laborando.



Tabla II. 4 Efectos por Radiación Térmica.

Zona de protección	Nivel de Exposición	Definición
Zona de alto riesgo	5 kW/m ²	El umbral de dolor se alcanza después de 20 segundos de exposición, son probables las quemaduras de segundo grado.
Zona de amortiguamiento	1.4 kW/m ²	No se presentan molestias, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.

Evaluación de las Consecuencias de Efectos por Explosión (Sobrepresión).

Para evaluar los efectos por sobrepresión se definieron los valores de 0.5 psi y 1 psi, que están basados en los criterios indicados en la “Guía para la presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo” de la SEMARNAT para definir la zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento por sobrepresión para caso de explosión, respectivamente. La Tabla II.5 muestra el grado de afectación para cada nivel de presión generada por la probable explosión para los valores de sobrepresión en el rango estimado.

Tabla II. 5 Efectos por Sobrepresión para diferentes valores de sobrepresión.

Zona	Nivel de Exposición	Definición
Zona de alto riesgo	1 psi (1.0 lb/ in ²)	Asbesto corrugado, acero corrugado y paneles de madera desplazados y dañados. Demolición parcial de casas (tal que son inhabitables).
Zona de amortiguamiento	0.5 psi (0.5 lb/ in ²)	Daño a ventanas pequeñas y grandes.

Evaluación de las Consecuencias por Efectos de toxicidad.

Algunas asociaciones y agencias gubernamentales extranjeras emplean índices de toxicidad para medir la peligrosidad de las sustancias. El National Institute for Occupational Safety and Health (NIOSH) establece el índice IDLH (Immediately Dangerous to Life and Health), como el evento de una exposición accidental a una sustancia química. Este límite representa la concentración abajo de la cual un individuo puede escapar dentro de 30 minutos, sin experimentar dificultades para el escape o efectos irreversibles a su salud. Los valores IDLH son publicados en la NIOSH Pocket Guide to Chemical Hazards y sus valores pueden llegar a cambiar por lo que es importante que el analista revise la última versión disponible.



La Association Conference Government Industry Higienyc (ACGIH) establece los índices TLV (TWA, STEL), como los valores límite umbral (Threshold Limit Values) para condiciones que corresponden más al campo de la salud ocupacional que de los accidentes y se definen como:

- “TLV₈-TWA” (Time Weighted Average), concentración media a la cual la mayoría de trabajadores expuestos durante el horario laboral no sufren efectos adversos.
- “TLV₁₅-STEL” (Short Term Exposure Limit), concentración a la que la mayoría de trabajadores pueden exponerse por hasta 15 min. sin sufrir adormecimiento que les predisponga a accidente o dificulte mecanismos de defensa.

Metodología para la estimación de consecuencias.

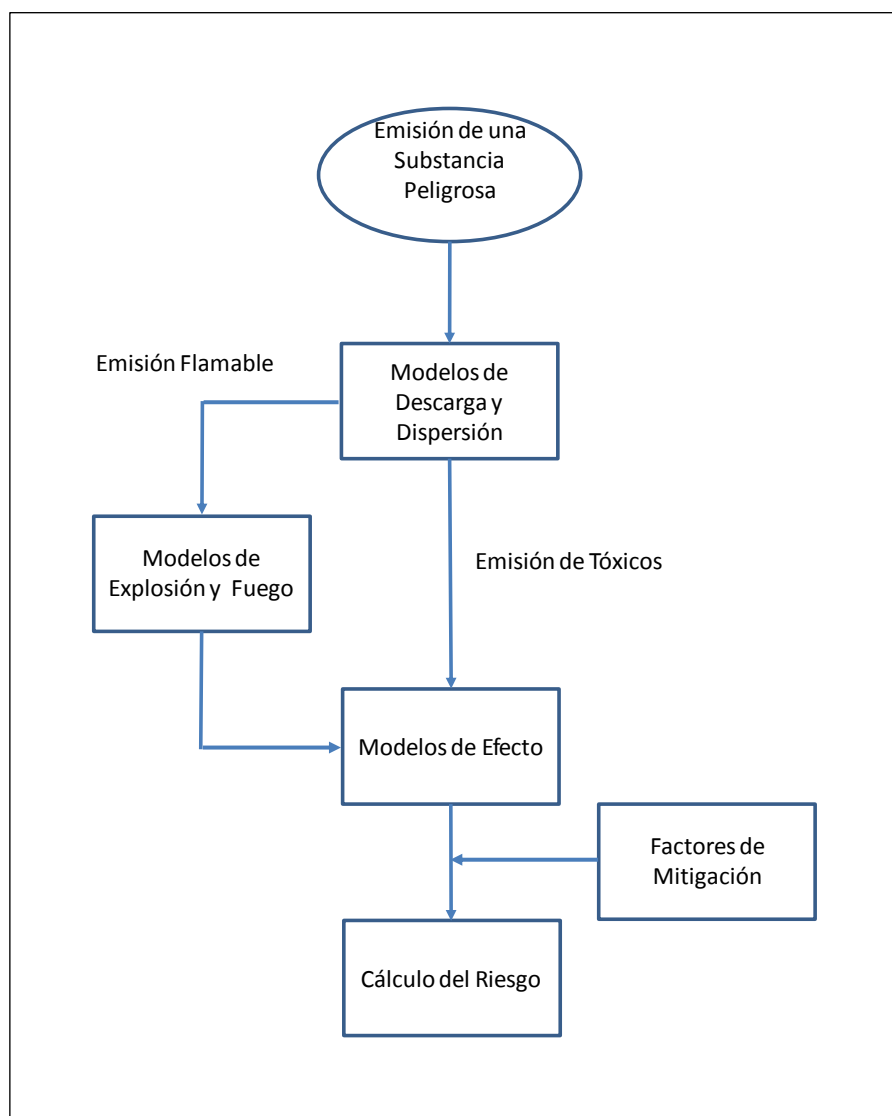
Para la realización del presente estudio se ha establecido la metodología apropiada que contempla lo dispuesto en los lineamientos de la “Guía para la presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo”, de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), para instalaciones que no se encuentran en operación de acuerdo a la Figura II.4 y al apartado descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones señalado en la referida guía. Para ello se consideran las siguientes etapas.

- a) Identificación de Escenarios: El primer paso consiste en identificar, los posibles incidentes que pueden presentarse en las instalaciones en estudio. Esta selección de escenarios es importante debido a que el proceso de estimación de consecuencias es laborioso, de manera tal que se analizan los que por su magnitud y frecuencia representan un alto riesgo.
- b) Definición de los parámetros de Entrada: Para efectuar la simulación de los diferentes escenarios, es necesario conocer la composición del material, así como sus condiciones de operación como presión y la temperatura; de igual manera, identificar la geometría de la tubería o recipiente del que se libera el material, el diámetro y tiempo de fuga, el inventario de la sustancia y las características de la superficie sobre la que se evalúan las consecuencias, entre otros aspectos.
- c) Modelado de la Fuente de emisión: Para la determinación del flujo de descarga del material, la cantidad total emitida y el estado físico del mismo; así como el modelado de la Dispersión y de los efectos por radicación térmica, sobrepresión y toxicidad.



Cada uno de los modelos matemáticos mencionados, están contemplados en el software del simulador comercial PHAST Versión 8.0, licenciado por Det Norske Veritas (DNV). Los resultados de la modelación se obtuvieron con base a las condiciones meteorológicas de la zona (presión atmosférica, temperatura ambiente, humedad relativa, velocidad del viento) y las condiciones sugeridas por la autoridad ambiental (estabilidad Clase F y velocidad del viento de 1.5 m/s).

Figura II. 4 Modelos utilizados en el análisis cuantitativo.





Condiciones ambientales y Parámetros técnicos para la simulación.

Condiciones Atmosféricas.

De acuerdo a las condiciones atmosféricas reportadas en la Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Regional (Capítulo IV), en la Tabla II.6 se indican los valores promedio de los diferentes parámetros utilizados para la estimación de Consecuencias.

Tabla II. 6 Condiciones ambientales promedio.

Parámetro	Valor
Velocidad del Viento, <i>m/s</i>	5.5
Humedad Relativa media anual, %	0.77
Temperatura Ambiente promedio anual (media), °C	27

Asimismo, siguiendo las recomendaciones de la SEMARNAT/ASEA se utiliza en la simulación de los escenarios una velocidad de viento de 1.5 m/s y estabilidad clase F; que es un valor usado comúnmente para estimar las consecuencias de los escenarios más críticos o más probables.

Composiciones.

Referente a la composición de las sustancias simuladas, se tomaron en cuenta composicionales representativos de la corriente considerada para simulación de acuerdo a información de instalaciones similares. Cada una de las composiciones empleadas se indica en las Tablas de Datos de entrada para cada Escenario.

Tiempo de fuga.

Para la determinación del tiempo de fuga se consideraron los criterios incluidos en la publicación Layer of Protection Analysis del Center for Chemical Process Safety (CCPS) of the American Institute of Chemical Engineers, donde señala que para acciones bien documentadas con indicaciones claras y confiables, la respuesta del operador es de 10 minutos. Adicionalmente en el Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis del CCPS señala este mismo tiempo como condición de liberación en caso de fugas.



Diámetros de fuga.

Para determinar los diámetros de fuga se consideraron los criterios del Guidelines for Chemical Process Quantitative Risk Analysis del CCPS y antecedentes de estudios similares, así como los criterios señalados en la guía para la elaboración del Estudio de Riesgo de la SEMARNAT que señala considerar fuga a través de un orificio del 20% del diámetro nominal y la ruptura total de la misma.

Los valores empleados en cada escenario se indican de manera puntual en cada uno de los escenarios evaluados en sus Tablas respectivas.

Una vez definidos los parámetros requeridos por el software PHAST Ver. 8.0, se llevó a cabo la evaluación de los escenarios identificados (más críticos) resultantes de la aplicación de las Listas de Verificación para cada una de las Plantas que integran la Nueva Refinería.

Selección de escenarios para estimación de consecuencias

Tomando como base los eventos resultantes bajo la categoría Riesgo No Tolerable (Tipo A) o Riesgo Indeseable (Tipo B), identificados de acuerdo a la jerarquización mostrada en la Tabla "Identificación de peligros con las Listas de Verificación y Jerarquización de Riesgos", correspondiente al punto I.4.2 "Metodologías de Identificación y Jerarquización" de la Tabla I.70 del Capítulo I del presente estudio, a continuación se desarrollaron las siguientes actividades para las plantas de proceso y la infraestructura de servicios:

- Definición de escenarios de riesgo para estimación de consecuencias con el software PHAST.
- Resultados del Análisis de Consecuencias con los radios ptenciales de afectación por efecto de radiación térmica, explosividad y toxicidad.
- Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.



Plantas de Proceso.

1. U-11000 Planta de Destilación Combinada. (UDC).

Tabla II. 7 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).			
16	Evaluar las bombas GA-11001 A/B/C de alimentación de carga, como representativas de los equipos dinámicos.	DB-COMB-1-1 (A)	1-1 (A): Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 100%).
		DB-COMB-1-1 (B)	1-1 (B): Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 20%).
16	Evaluar las bombas GA-11027 A/B Nafta producto, como representativas de los equipos dinámicos.	DB-COMB-1-2 (A)	1-2 (A): Fuga de nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al límite de batería. (fuga del 100%).
		DB-COMB-1-2 (B)	1-2 (B): Fuga de nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al límite de batería. (fuga del 20%).
16	Evaluar las bombas y GA-11009 A/B recirculación de torre atmosférica, como representativas de los equipos dinámicos.	DB-COMB-1-3 (A)	1-3 (A): Fuga de nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre. (fuga del 100%).
		DB-COMB-1-3 (A)	1-3 (B): Fuga de nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre. (fuga del 20%).
18	Evaluar el compresor GB-11001 por manejar condiciones de operación drásticas.	DB-COMB-2 (A)	2 (A): Fuga de mezcla de gas amargo en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 100 %).
		DB-COMB-2 (B)	2(B): Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 20 %).
32	Evaluar el calentador a fuego directo BA-11001 A/B calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica por perdida de flama en el hogar.	DB-COMB-3-1	3-1: Explosión en el hogar del calentador BA-11001 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
32	Evaluar el calentador a fuego directo BA-11002 A/B calentador de alimentación a la torre de destilación a vacío por pérdida de flama en el hogar.	DB-COMB-3-2	3-2: Explosión en el hogar del calentador BA-11002 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación a vacío.

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 8 Datos de entrada Escenario DB-COMB-1-1 (A) y DB-COMB-1-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).		
Clave del escenario: DB-COMB-1-1		
Nombre del escenario: Fuga en bomba GA-11001 A/B/C		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de crudo por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg. de diámetro, por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C (crudo) alimentación de carga.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo		
Componentes y % mol de la mezcla: Crudo, maya 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	934 por 100% de ruptura; 38 por el 20% del área anular. *	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	31	
Presión (psi)	30.7 kg/cm² = 437 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST (1.55511 kg/seg para 100% y 0.0622046 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 9 Datos de entrada Escenario DB-COMB-1-2 (A) y DB-COMB-1-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).		
Clave del escenario: DB-COMB-1-2		
Nombre del escenario: Fuga en bomba GA-11027 A/B		
Descripción del escenario de riesgo Fuga de Nafta ligera atmosférica producto por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg de diámetro, por deterioro en sellos mecánico de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Nafta ligera atmosférica de producto		
Componentes y % mol de la mezcla: Nafta ligera atmosférica H ₂ S 0.01%.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	502 por 100 % de ruptura; 20 por el 20% del área anular.*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	52	
Presión (psi)	12.7 kg/cm² = 180 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.835727 kg/seg para 100% y 0.0334291 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 10 Datos de entrada Escenario DB-COMB-1-3 (A) y DB-COMB-1-3 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).		
Clave del escenario: DB-COMB-1-3		
Nombre del escenario: Fuga en bomba GA-11009 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de Nafta ligera atmosférica reflujo por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg de diámetro, en sellos mecánicos de la bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Nafta ligera atmosférica de reflujo		
Componentes y % mol de la mezcla: Nafta ligera atmosférica, H ₂ S 0.01%.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	410 por 100% de ruptura; 17 por el 20% del área anular.*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sellos de bomba</u>	
Temperatura (°C)	52	
Presión (psi)	8.4 kg/cm ² = 120 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.682475 kg/seg para 100% y 0.027299 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 11 Datos de entrada Escenario DB-COMB-2 (A) y DB-COMB-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).		
Clave del escenario: DB-COMB-2		
Nombre del escenario: Fuga en compresor GB-11001		
Descripción del escenario de riesgo Fuga de gas amargo por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg de diámetro, en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas Amargo		
Componentes y % mol de la mezcla: Metano = 0.45%, Etano = 0.68, Propano 12.47, n-butano = 33.72%, Agua = 11.83, C6+ = 40.59%, H ₂ S = 0.23%		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	1,419.4 por 100% de ruptura; 57 por el 20% del área anular.*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sellos mecánicos del compresor</u>	
Temperatura (°C)	156	
Presión (psi)	11.3 kg/cm² = 160 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.36345 kg/seg para 100% y 0.094538 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 2.36345 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Dever Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 12 Datos de entrada Escenario DB-COMB-3-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).		
Clave del escenario: DB-COMB-3-1		
Nombre del escenario: Explosió en el hogar del calentador BA-11001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Explosión en el hogar del Calentador BA-11001 A/B de alimentación a la torre de destilación atmosférica, por pérdida de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.44%, Hidrógeno = 10.45%, H ₂ S = 0.3%, Metano = 35.94%, Etano = 17.73%, Etileno = 16.74%, Propano = 0.28%, Propileno 1.09%, Nitrógeno = 14.15%, Bióxido de carbono = 2.3%, CO = 0.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	400*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Perdida de flama en hogar del calentador</u>	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4.0 kg/cm² = 56.9 psig	
Altura hidráulica (m)	NA	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	NA	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (6.66002 kg/seg).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 13 Datos de entrada Escenario DB-COMB-3-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).		
Clave del escenario: DB-COMB-3-2		
Nombre del escenario: Explosió en el hogar del calentador BA-11002 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Explosión en el hogar del Calentador BA-11002 A/B de alimentación a la torre de destilación a vacío, por pérdida de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.44%, Hidrógeno = 10.45%, H ₂ S = 0.3%, Metano = 35.94%, Etano = 17.73%, Etileno = 16.74%, Propano = 0.28%, Propileno 1.09%, Nitrógeno = 14.15%, Bióxido de carbono = 2.3%, CO = 0.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	400*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Perdida de flama en hogar del calentador</u>	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4.0 kg/cm² = 56.9 psig	
Altura hidráulica (m)	NA	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	NA	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (6.66002 kg/seg).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-COMB-1-1 (A). Fuga de crudo en en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 437.0 psig y una temperatura de 31°C durante la operación de la bomba GA-11001 A/B/C, con una masa liberada de 934 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 1.55511 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 10.69 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 11.33 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 6.56 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 139.64 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 118.04 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 12.56 m en tanto para una presión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 11.38, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-COMB-1-1 (B). Fuga de crudo en en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 437.0 psig y una temperatura de 31 °C durante la operación de la bomba GA-11001 A/B/C, con una masa liberada de 38.0 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (crudo maya 100%) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0622046 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.76 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 5.43 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 2.88 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de pool fire, para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 85.31 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 76.63 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se



manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-COMB-1-2 (A). Fuga de nafta ligera atmosférica de producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería. (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 180.0 psig y una temperatura de 52 °C durante la operación de la bomba GA-11027 A/B, con una masa liberada de 502 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de mezcla de isobutano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (nafta ligera atmosférica producto) que se liberaría a la atmósfera es de 0.835727 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.81 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 32.45 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 18.77 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi se tiene a una distancia de 30.31 m para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene una distancia de 20.98 m, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-COMB-1-2 (B). Fuga de nafta ligera atmosférica de producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 180 psig y una temperatura de 52°C durante la operación de la bomba GA-11027 A/B, con una masa liberada de 20 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de mezcla de isobutano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (nafta ligera atmosférica producto) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0334291 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.11 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 7.03 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 3.77 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultado. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-COMB-1-3 (A). Fuga de nafta ligera atmosférica de reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre. (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 120.0 psig y una temperatura de 52 °C durante la operación de la bomba GA-11009 A/B, con una masa liberada de 410.0 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (nafta ligera atmosférica reflujo) que se liberaría a la atmósfera es de 0.682475 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.22 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 29.83 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 17.14 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi se tiene una distancia de 29.83 y para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene una distancia de 20.74, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-COMB-1-3 (B). Fuga de nafta ligera atmosférica de Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 120.0 psig y una temperatura de 52 °C durante la operación de la bomba GA-11009 A/B, con una masa liberada de 17.0 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (nafta ligera atmosférica reflujo) que se liberaría a la atmósfera es de 0.027299 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.97 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.45 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 3.42 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 y 1.0, no se obtienen resultado, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-COMB-2 (A). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 100 %).

Se consideró una presión manométrica de 160.0 psig y una temperatura de 156 °C durante la operación de la bomba GB-11001, con una masa liberada de 1,419.4 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material gas (gas amargo) que se liberaría a la atmósfera es de 2.36345 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 6.43 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 35.78 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 20.8 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 y 1.0, no se obtienen resultado, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-COMB-2 (B). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 20 %).

Se consideró una presión manométrica de 160.0 psig y una temperatura de 156 °C durante la operación de la bomba GB-11001, con una masa liberada de 56 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material gas (gas amargo) que se liberaría a la atmósfera es de 0.094538 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.33 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 7.35 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no se tiene radiación térmica. Para el caso de sobrepresión de 0.5 y 1.0, no se obtienen resultado, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-COMB-3-1. Explosión en el hogar del Calentador BA-11001 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica.

Se consideró una presión manométrica de 56.9 psig y una temperatura de 30 °C para el gas combustible durante la operación del calentador BA-11001 A/B, con una masa



acumulada de 400 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La explosión de la masa de material acumulado (gas combustible) en el hogar del calentador origina niveles de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 377.61m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 204.10m, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-COMB-3-2. Explosión en el hogar del Calentador BA-11002 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica.

Se consideró una presión manométrica de 56.9 psig y una temperatura de 30 °C para el gas combustible durante la operación del calentador BA-11001 A/B, con una masa acumulada de 400 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya 100%. El evento planteado es el siguiente:

La explosión de la masa de material acumulado (gas combustible) en el hogar del calentador origina niveles de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 377.61m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 204.10m, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 14 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).												
DB-COMB-1-1 (A). Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 100%).	11.33	6.56	4.18	139.64	118.04	104.50	12.56	11.38	10.59	10.69	Nota	Nota
DB-COMB-1-1 (B). Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 20%).	5.43	2.88	1.31	85.31	76.63	72.74	Nota	Nota	Nota	1.76	Nota	Nota
DB-COMB-1-2 (A). Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería (fuga del 100%).	32.45	18.77	12.63	Nota	Nota	Nota	30.31	20.98	14.71	12.82	Nota	Nota
DB-COMB-1-2 (B). Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería (fuga del 20%).	7.03	3.77	N/A	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.11	Nota	Nota
DB-COMB-1-3 (A). Fuga de Nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del	29.83	17.14	11.54	Nota	Nota	Nota	29.87	20.74	14.60	12.22	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).												
condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre (fuga del 100%).												
DB-COMB-1-3 (B). Fuga de Nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre (fuga del 20%).	6.45	3.42	N/A	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.97	Nota	Nota
DB-COMB-2 (A). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 100 %).	35.79	20.80	N/A	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	6.43	Nota	Nota
DB-COMB-2 (B). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 20 %).	7.35	N/A	N/A	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.33	Nota	Nota
DB-COMB-3-1. Explosión en el hogar del Calentador BA-11001 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	377.61	204.10	87.48	Nota	Nota	Nota
DB-COMB-3-2. Explosión en el hogar del Calentador BA-11002 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	377.61	204.10	87.48	Nota	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).												
torre de destilación a vacío.												

NA.- No alcanzado. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No.1. (HDN).

Tabla II. 15 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
2. U-61000 Planta Hidrotatadora de Naftas No. 1 (HDN)			
16	GA-61001 A/B	DB-HDN01-1 (A)	1 (A) Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%)
		DB-HDN01-1 (B)	1 (B) Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%)
21, 24	FA-61010	DB-HDN01-2 (A)	2 (A) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (100% del área).
		DB-HDN01-2 (B)	2 (B) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (20% del área).
26	GB-61001	DB-HDN01-3 (A)	3 (A) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).
		DB-HDN01-3 (B)	3 (B) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).
32	BA-61003	DB-HDN01-4	Explosión en el hogar del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 16 Datos de entrada Escenario DB-HDN01-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN01-1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-61001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Carga fresca		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua 0.01%, Hidrógeno 0.01 %, H ₂ S = 0.47%, Metano = 0.02%, Etano = 0.08%, Propano = 0.20%, i-Butano = 0.39%, n-Butano = 1.36%, FEED NBP 22 = 6.28%, FEED NBP 41 = 5.52%, FEED NBP 54 = 5.30%, FEED NBP 65 = 5.15%, FEED NBP 74 = 5.13%, FEED NBP 82 = 5.10%, FEED NBP 89 = 5.05%, FEED NBP 96 = 4.94%, FEED NBP 101 = 4.88%, FEED NBP 106 = 4.83%, FEED NBP 111 = 4.88%, FEED NBP 116 = 4.81%, FEED NBP 122 = 4.73%, FEED NBP 129 = 4.65%, FEED NBP 135 = 4.56%, FEED NBP 143 = 4.48%, FEED NBP 150 = 4.41%, FEED NBP 158 = 4.33%, FEED NBP 168 = 4.20%, FEED NBP 181 = 4.01%, Butenos = 0.21%, i-Buteno = 0.01%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	1,200 (fuga del 100%)*; 50 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	35	
Presión (psi)	69.6 Kg/cm² = 990 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg (fuga del 100%), 1/20 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.99915 kg/seg para 100% y 0.0799659 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 17 Datos de entrada Escenario DB-HDN01-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN01-2		
Nombre del escenario: Pérdida de sello líquido en el separador FA-61002		
Descripción del escenario de riesgo: Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Vapor efluente del separador FA-61002		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.13%, Hidrógeno = 98.41 %, H ₂ S = 0.41%, Metano = 0.61%, Etano = 0.16%, Propano = 0.09%, i-Butano = 0.06%, n-Butano = 0.14%, Incondensables = 0.66%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	2,454 / 99*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___X___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: _____	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	53 Kg/cm² = 753.8 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.635 pulg (100% del área)** 0.327 (20% del área)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	12.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (4.08905 kg/seg para 100% y 0.163562 kg/seg para el 20% de fuga).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que origina la pérdida de contención equivalente al flujo de vapor esperado en el tanque FA-61002 (14,704 kg/h aprox.).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 18 Datos de entrada Escenario DB-HDN01-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN01-3		
Nombre del escenario: Fuga en el Compresor de reciclo GB-61001		
Descripción del escenario de riesgo:		
Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Hidrógeno de reciclo		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.15%, Hidrógeno = 98.13%, H ₂ S = 0.02%, Metano = 0.60%, Etano = 0.16%, Propano = 0.09%, i-Butano = 0.06%, n-Butano = 0.14%, Incondensables = 0.66%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	295.6 (para fuga 100%); 11.9 (para fuga 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello</u>	
Temperatura (°C)	75	
Presión (psi)	68.2 Kg/cm ² = 970 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.523 plg (100% del área); 0.1046 plg (para fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.492637 kg/seg para 100% y 0.0197055 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 0.519412 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Denver Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 19 Datos de entrada Escenario DB-HDN01-4

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2 U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN01-4		
Nombre del escenario: Explosión en el hogar del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora		
Descripción del escenario de riesgo:		
Explosión en el hogar del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.44%, Hidrógeno = 10.45%, H ₂ S = 0.3%, Metano = 35.94%, Etano = 17.73%, Etileno = 16.74%, Propano = 0.28%, Propileno 1.09%, Nitrógeno = 14.15%, Bióxido de carbono = 2.3%, CO = 0.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	400*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: _Calentador_	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4.0 Kg/cm ² = 56.9 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	NA	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (6.66002 kg/seg).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-HDN01-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 990.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-61001 A/B, con una masa liberada de 1,200 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.99915 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.04 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 45.30 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 26.84 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 33.27 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 22.58 m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 31.93m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 5.48m.

DB-HDN01-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 990.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-61001 A/B, con una masa liberada de 50 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0799659 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.85 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 9.85 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.57 m (estabilidad 1.5/F). En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 5.62m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 1.15m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión.



DB-HDN01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 753.8 psig y una temperatura de 38°C durante la operación del tanque separador FA-61010, con una masa liberada de 2,454 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor efluente del separador FA-61002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-61010. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 4.08905 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 34.29 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 51.27 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 78.66 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 56.30 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 243.19m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 42.0m.

DB-HDN01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 753.8 psig y una temperatura de 38°C durante la operación del tanque separador FA-61010, con una masa liberada de 99 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor efluente del separador FA-61002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-61010. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.163562 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 7.21 m con respecto al punto de emisión. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 53.70m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 9.34m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión.

DB-HDN01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclaje GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 970 psig y una temperatura de 75°C durante la operación del tanque separador GB-61001, con una masa liberada de 295.6 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Hidrógeno de reciclaje. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.492637 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.28 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 21.33 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² se tiene una distancia de 12.22 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 28.76 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 20.14 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 9.91m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 0.8m.

DB-HDN01-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recicló GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 970 psig y una temperatura de 75°C durante la operación del tanque separador GB-61001, con una masa liberada de 11.9 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de de Hidrógeno de recicló. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0197055 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.49 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 4.09 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 2.17m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 0.32m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión.

DB-HDN01-4 Explosión en el hogar del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama.

Se consideró una presión manométrica de 56.9 psig y una temperatura de 30°C para el gas combustible durante la operación del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora, con una masa acumulada de 400 kg que corresponde a la cantidad liberada en un minuto de dicho gas en el hogar del calentador. El evento planteado es el siguiente:

La explosión de la masa de material acumulado en el hogar del calentador origina niveles de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 377.61m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 204.10m.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 20 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)												
DB-HDN01-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).	45.30	26.84	17.97	Nota	Nota	Nota	33.27	22.58	15.39	12.04	31.93	5.48
DB-HDN01-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	9.85	5.57	3.48	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.85	5.62	1.15
DB-HDN01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (100% del área).	51.27	NA	NA	Nota	Nota	Nota	78.66	56.30	41.27	34.29	243.19	42.0
DB-HDN01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (20% del área).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.21	53.70	9.34
DB-HDN01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	21.33	12.22	NA	Nota	Nota	Nota	28.76	20.14	14.35	12.28	9.91	0.8
DB-HDN01-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o	4.09	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.49	2.17	0.32



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)												
condiciones de surge (fuga del 20%)												
DB-HDN01-4. Explosión en el hogar del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	377.61	204.1	87.48	Nota	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No 2. (HDN).

Tabla II. 21 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
2. U-62000 Planta Hidrotatadora de Naftas No. 2 (HDN)			
16	GA-62001 A/B	DB-HDN02-1 (A)	1 (A) Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%)
		DB-HDN02-1 (B)	1 (B) Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%)
21, 24	FA-62010	DB-HDN02-2 (A)	2 (A) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (100% del área).
		DB-HDN01-2 (B)	2 (B) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (20% del área).
26	GB-62001	DB-HDN02-3 (A)	3 (A) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).
		DB-HDN02-3 (B)	3 (B) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).
32	BA-62003	DB-HDN02-4	Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 22 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2 (HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN02-1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-62001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Carga fresca		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua 0.01%, Hidrógeno 0.01 %, H ₂ S = 0.47%, Metano = 0.02%, Etano = 0.08%, Propano = 0.20%, i-Butano = 0.39%, n-Butano = 1.36%, FEED NBP 22 = 6.28%, FEED NBP 41 = 5.52%, FEED NBP 54 = 5.30%, FEED NBP 65 = 5.15%, FEED NBP 74 = 5.13%, FEED NBP 82 = 5.10%, FEED NBP 89 = 5.05%, FEED NBP 96 = 4.94%, FEED NBP 101 = 4.88%, FEED NBP 106 = 4.83%, FEED NBP 111 = 4.88%, FEED NBP 116 = 4.81%, FEED NBP 122 = 4.73%, FEED NBP 129 = 4.65%, FEED NBP 135 = 4.56%, FEED NBP 143 = 4.48%, FEED NBP 150 = 4.41%, FEED NBP 158 = 4.33%, FEED NBP 168 = 4.20%, FEED NBP 181 = 4.01%, Butenos = 0.21%, i-Buteno = 0.01%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	1,200 (fuga del 100%); 50 (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	35	
Presión (psi)	69.6 Kg/cm ² = 990 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg (fuga del 100%), 1/20 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.99915 kg/seg para 100% y 0.0799659 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 23 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2(HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN02-2		
Nombre del escenario: Pérdida de sello líquido en el separador FA-62002		
Descripción del escenario de riesgo: Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Vapor efluente del separador FA-62002		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.13%, Hidrógeno = 98.41 %, H ₂ S = 0.41%, Metano = 0.61%, Etano = 0.16%, Propano = 0.09%, i-Butano = 0.06%, n-Butano = 0.14%, Incondensables = 0.66%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	2,454 / 99*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___X___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: _____	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	53 Kg/cm² = 753.8 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.635 pulg (100% del área)** 0.327 (20% del área)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	12.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (4.08905 kg/seg para 100% y 0.163562 kg/seg para el 20% de fuga).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que origina la pérdida de contención equivalente al flujo de vapor esperado en el tanque FA-62002 (14,704 kg/h aprox.).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 24 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2 (HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN02-3		
Nombre del escenario: Fuga en el Compresor de reciclo GB-62001		
Descripción del escenario de riesgo: Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Hidrógeno de reciclo		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.15%, Hidrógeno = 98.13%, H ₂ S = 0.02%, Metano = 0.60%, Etano = 0.16%, Propano = 0.09%, i-Butano = 0.06%, n-Butano = 0.14%, Incondensables = 0.66%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	295.6 (para fuga 100%); 11.9 (para fuga 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello</u>	
Temperatura (°C)	75	
Presión (psi)	68.2 Kg/cm² = 970 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.523 plg (100% del área); 0.1046 plg (para fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.492637 kg/seg para 100% y 0.0197055 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 0.519412 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Denver Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 25 Datos de entrada Escenario DB-HDN02-4

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2 (HDN)		
Clave del escenario: DB-HDN02-4		
Nombre del escenario: Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora		
Descripción del escenario de riesgo:		
Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.44%, Hidrógeno = 10.45%, H ₂ S = 0.3%, Metano = 35.94%, Etano = 17.73%, Etileno = 16.74%, Propano = 0.28%, Propileno 1.09%, Nitrógeno = 14.15%, Bióxido de carbono = 2.3%, CO = 0.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	400*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___Calentador___	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4.0 Kg/cm² = 56.9 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	NA	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (6.66002 kg/seg).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-HDN02-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 990.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-62001 A/B, con una masa liberada de 1,200 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.99915 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.04 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 45.30 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 26.84 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 33.27 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 22.58 m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 31.93m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 5.48m.

DB-HDN02-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 990.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-62001 A/B, con una masa liberada de 50 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0799659 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.85 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 9.85 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.57 m (estabilidad 1.5/F). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 5.62m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 1.15m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión.



DB-HDN02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 753.8 psig y una temperatura de 38°C durante la operación del tanque separador FA-62010, con una masa liberada de 2,454 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor efluente del separador FA-62002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-62010. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 4.08905 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 34.29 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 51.27 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 78.66 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 56.30 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 243.19m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 42.0m.

DB-HDN02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 753.8 psig y una temperatura de 38°C durante la operación del tanque separador FA-62010, con una masa liberada de 99 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor efluente del separador FA-62002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-62010. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.163562 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 7.21 m con respecto al punto de emisión. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 53.70m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 9.34m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión.

DB-HDN02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclaje GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 970 psig y una temperatura de 75°C durante la operación del tanque separador GB-62001, con una masa liberada de 295.6 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de de Hidrógeno de reciclaje. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.492637 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.28 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 21.33 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² se tiene una distancia de 12.22 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 28.76 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 20.14 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 9.91m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 0.8m.

DB-HDN02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recicl GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 970 psig y una temperatura de 75°C durante la operación del tanque separador GB-62001, con una masa liberada de 11.9 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Hidrógeno de recicl. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0197055 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.49 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 4.09 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 2.17m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 0.32m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión.

DB-HDN02-4 Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama.

Se consideró una presión manométrica de 56.9 psig y una temperatura de 30°C para el gas combustible durante la operación del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, con una masa acumulada de 400 kg que corresponde a la cantidad liberada en un minuto de dicho gas en el hogar del calentador. El evento planteado es el siguiente:

La explosión de la masa de material acumulado en el hogar del calentador origina niveles de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 377.61m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 204.10m.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 26 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2 (HDN)												
DB-HDN02-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).	45.30	26.84	17.97	Nota	Nota	Nota	33.27	22.58	15.39	12.04	31.93	5.48
DB-HDN02-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	9.85	5.57	3.48	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.85	5.62	1.15
DB-HDN02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (100% del área).	51.27	NA	NA	Nota	Nota	Nota	78.66	56.30	41.27	34.29	243.19	42.0
DB-HDN02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (20% del área).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.21	53.70	9.34
DB-HDN02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	21.33	12.22	NA	Nota	Nota	Nota	28.76	20.14	14.35	12.28	9.91	0.8
DB-HDN02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o	4.09	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.49	2.17	0.32



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2 (HDN)												
condiciones de surge (fuga del 20%)												
DB-HDN02-4. Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	377.61	204.1	87.48	Nota	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos. PNX.

Tabla II. 27 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos – Hexanos (PNX)			
16	Evaluar las bombas GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (hidrocarburo seco), como representativas de los equipos dinámicos.	DB-PNX-1 (A)	1 (A): Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 100%).
		DB-PNX-1 (B)	1 (A): Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).
16	Evaluar las bombas de alimentación GA-72002 A/B B del Receptor de Estabilizador FA-72007 a Estabilizador DS-72001 (mezcla de isobutano), como representativas de los equipos dinámicos.	DB-PNX-2 (A)	2 (A): Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 100%).
		DB-PNX-2 (B)	2 (B): Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 20%).
26	Evaluar el compresor BC-72001 A/B por manejar condiciones de operación drásticas.	DB-PNX-3 (A)	3 (A): Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor reciprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).
		DB-PNX-3 (B)	3 (B): Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor reciprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 28 Datos de entrada Escenario DB-PNX-1 (A) y DB-PNX-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX)		
Clave del escenario: DB-PNX-1		
Nombre del escenario: Fuga en bomba GA-72001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo Fuga de hidrocarburo seco por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg. de diámetro, por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Hidrocarburo seco		
Componentes y % mol de la mezcla: Isopentano, 9.97%; n-pentano, 15.40%; 2-metilpentano 25.13%; 3-metilpentano 17.20%; n-hexano 22.37%; Metilciclopentano 9.93%.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	478.11 por 100% de ruptura; 19.30 por el 20% del área anular. *	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	13 kg/cm² = 184.86 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo de acuerdo a la simulación en PHAST (0.796859 kg/seg para 100% y 0.032167 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 29 Datos de entrada Escenario DB-PNX-2 (A) y DB-PNX-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX)		
Clave del escenario: DB-PNX-2		
Nombre del escenario: Fuga en bomba GA-72002 A/B		
Descripción del escenario de riesgo Fuga de una mezcla de isobutano por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg de diámetro, por deterioro en sellos mecánico de la bomba GA-72002 A/B del Receptor de Estabilizador FA-72007 a Estabilizador DS-72001		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Mezcla de Isobutano		
Componentes y % mol de la mezcla: Propano 12.71%; Isobutano, 58.56%; n-butano, 19.51%; Isopentano, 9.22 %.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	462.31 por 100 % de ruptura; 18.49 por el 20% del área anular.*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	14.4 kg/cm² = 204.77 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.770533 kg/seg para 100% y 0.030821 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 30 Datos de entrada Escenario DB-PNX-3 (A) y DB-PNX-3 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX)		
Clave del escenario: DB-PNX-3		
Nombre del escenario: Fuga en compresor reciprocante BC-72001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de una mezcla de hidrógeno por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg de diámetro, en sellos mecánicos del compresor reciprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Mezcla de Hidrógeno		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno 99.89%; metano, 0.11%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	97.98 por 100% de ruptura; 3.91 por el 20% del área anular.*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sellos mecánicos del compresor</u>	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	21.6 kg/cm² = 307.15 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.163331 kg/seg para 100% y 0.006533 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 0.163331 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Dever Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PNX-1 (A). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 184.86 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-72001 A/B, con una masa liberada de 478.11 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrocarburo seco. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (hidrocarburo seco) que se liberaría a la atmósfera es de 0.796859 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 32.14 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 18.39 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 5.16 m y una distancia máxima de 9.35 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PNX-1 (B). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 184.86 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-72001 A/B, con una masa liberada de 19.30 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrocarburo seco. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.032167 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.98 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 3.75 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 1.99 m y una distancia máxima de 1.79 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-PNX-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 204.77 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-72002 A/B, con una masa liberada de 462.31 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de mezcla de isobutano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (mezcla de isobutano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.770533 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 29.67 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 17.33 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 4.98 m y una distancia máxima de 6.18 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PNX-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 204.77 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-72002 A/B, con una masa liberada de 18.49 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de mezcla de isobutano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (mezcla de isobutano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.030821 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.34 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 3.38 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 1.79 m y una distancia máxima de 1.11 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultado. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PNX-3 (A). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 307.15 psig y una temperatura de 38°C durante la operación del compresor recíprocante BC-72001 A/B, con una masa liberada de 97.98 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de mezcla de hidrógeno. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material (mezcla de hidrógeno) que se liberaría a la atmósfera es de 0.163331 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 12.90 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 7.02 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 6.38 m y una distancia máxima de 8.10 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PNX-3 (B). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor reciprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 307.15 psig y una temperatura de 38°C durante la operación del compresor reciprocante BC-72001 A/B, con una masa liberada de 3.91 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de mezcla de hidrógeno. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (mezcla de hidrógeno) que se liberaría a la atmósfera es de 0.006533 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 2.19 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no registra una distancia (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 2.25 m y una distancia máxima de 1.67 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultado. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 31 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX)												
DB-PNX-1 (A). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 100%).	32.14	18.39	12.47	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	9.35	Nota	Nota
DB-PNX-1 (B). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).	6.98	3.75	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.79	Nota	Nota
DB-PNX-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 100%).	29.67	17.33	11.73	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	6.18	Nota	Nota
DB-PNX-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 20%).	6.34	3.38	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.11	Nota	Nota
DB-PNX-3 (A). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	12.90	7.02	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.10	Nota	Nota
DB-PNX-3 (B). Fuga de mezcla de	2.19	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.67	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX)												
hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).												

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas. REF.

Tabla II. 32 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)			
16	Evaluar las bombas de alimentacion GA-71001 A/B de fondos del separador FA-71001 y la GA-71002 A/B de fondos del separador de FA-71003, como representativas de los equipos dinámicos y de los accesorios estáticos.	DB-CCR-1	Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001.
		DB-CCR-2	Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003.
21	Evaluar el sistema de control de nivel del separador FA-71004, como representativo de los equipos separadores que deban de contar con sello líquido.	DB-CCR-3	Fuga en descarga de vapores del separador FA-71003 por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004.
26	Evaluar el compresor GB-71002 por manejar condiciones de operación más drásticas.	DB-CCR-4	Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge.
32	Potencial formación de mezcla explosiva en el Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama.	DB-CCR-5	Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 33 Datos de entrada Escenario DB-CCR-1 (A) y DB-CCR-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)		
Clave del escenario: DB-CCR-1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-71001A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Nafta		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 0.21%; Metano = 0.03%; Etano = 0.15%; Propano = 0.45%; Isobutano = 0.33%; Butano = 0.65%; Isopentano = 0.64%; Pentano = 0.43%; Benceno = 2.62%; 2,4 Dimetil Pentano = 1.28%; 2 Metil Hexano = 2.46%; 3 Metil Hexano = 3.66%; Heptano = 4.76%; Tolueno = 21.22%; Isoctano = 6.55%; Octano = 2.44%; Etilbenceno = 5.14%; P-Xileno = 12.06%; M-Xileno = 6.68%; O-Xileno = 2.01; 1 Metil, 3 Etilbenceno = 4.10%; 1,2,4 Metilbenceno = 9.18% y Aromáticos = 12.93%.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	826 (fuga del 100%)* y 33 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __.	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	50	
Presión (psi)	34.64 kg/cm² = 493 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.25 pulg para fuga del 100% y 0.05 pulg para fuga del 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.37612 kg/s para 100% y 0.0550449 kg/s para el 20% de fuga)



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 34 Datos de entrada Escenario DB-CCR-2 (A) y DB-CCR-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)		
Clave del escenario: DB-CCR-2		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-71002 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: ____, Urbana: ____, Industrial: <u>X</u> , Marina: ____, Otra: ____	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Nafta		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 1.26%; Metano = 0.63%; Etano = 4.54%; Propano = 14.63%; Isobutano = 8.88%; Butano = 4.24%; Isopentano = 1.12%; Pentano = 0.60%; Benceno = 2.03%; 2,4 Dimetil Pentano = 1.02%; 2 Metil Hexano = 1.85%; 3 Metil Hexano = 2.70%; Heptano = 3.42%; Tolueno = 14.18%; Isoctano = 4.67%; Octano = 1.62%; Etilbenceno = 3.20%; P-Xileno = 3.26%; M-Xileno = 7.64%; O-Xileno = 4.21%; 1 Metil, 3 Etilbenceno = 2.56%; 1,2,4 Metilbenceno = 5.71% y Aromáticos = 8.02%.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	554 (fuga del 100%)* y 22 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: ____, Tierra húmeda: ____, Concreto: <u>X</u> , Otra: ____	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ____, Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	33	
Presión (psi)	15.19 kg/cm² = 216.05 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.25 pulg para fuga del 100% y 0.05 pulg para fuga del 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical: ____, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.922912 kg/s para 100% y 0.0369165 kg/s para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 35 Datos de entrada Escenario DB-CCR-3 (A) y DB-CCR-3 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)		
Clave del escenario: DB-PNX-3		
Nombre del escenario: Fuga en el Separador FA-71003.		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas Neto		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 78.93%; Metano = 3.49%; Etano = 5.06%; Propano = 7.30%; Isobutano = 2.95%; Butano = 1.59%; Isopentano = 0.21%; Pentano = 0.09%; Benceno = 0.05%; 2,4 Dimetil Pentano = 0.03%; 2 Metil Hexano = 0.03%; 3 Metil Hexano = 0.04%; Heptano = 0.04%; Tolueno = 0.09%; Isoctano = 0.06%; Octano = 0.01%; Etilbenceno = 0.01%; P-Xileno = 0.01%; M-Xileno = 0.01%; O-Xileno = 0.01.		
Fase	Gas/Vapor	
Inventario (Kg)	12376 (fuga del 100%)* y 491 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: <u>X</u> , Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	13.80 kg/cm² = 196.28 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	5 pulg para fuga del 100% y 1 pulg para fuga del 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	6.5	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (20.6267 kg/s para 100% y 0.818507 kg/s para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 36 Datos de entrada Escenario DB-CCR-4 (A) y DB-CCR-4 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)		
Clave del escenario: DB-CCR-4		
Nombre del escenario: Fuga en Compresor GB-71002		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas Neto		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 78.93%; Metano = 3.49%; Etano = 5.06%; Propano = 7.30%; Isobutano = 2.95%; Butano = 1.59%; Isopentano = 0.21%; Pentano = 0.09%; Benceno = 0.05%; 2,4 Dimetil Pentano = 0.03%; 2 Metil Hexano = 0.03%; 3 Metil Hexano = 0.04%; Heptano = 0.04%; Tolueno = 0.09%; Isoctano = 0.06%; Octano = 0.01%; Etilbenceno = 0.01%; P-Xileno = 0.01%; M-Xileno = 0.01%; O-Xileno = 0.01.		
Fase	Gas/Vapor	
Inventario (Kg)	540.951* (fuga del 100%) y 21.6642 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: <u>X</u> , Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___	
Temperatura (°C)	120	
Presión (psi)	32.59 kg/cm² = 463.54 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.7405 pulg para fuga del 100% y 0.15 pulg para fuga del 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.902676 kg/s para 100% y 0.036107 kg/s para el 20% de fuga). El flujo de 0.902676 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star annual workshop, Dever Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 37 Datos de entrada Escenario DB-CCR-5.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)		
Clave del escenario: DB-CCR-5		
Nombre del escenario: Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001		
Descripción del escenario de riesgo		
Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible.		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ O 0.0313, N ₂ 0.0449, CO 0.0018, CO ₂ 0.0075, H ₂ S 0.0016, H ₂ 0.0331, C ₁ 0.1148, C ₂ 0.0558, =C ₂ 0.0549, C ₃ 0.0568, =C ₃ 0.1807, IC ₄ 0.0836, NC ₄ 0.0262, IC ₄ 0.0395, 13BD 0.0009, =N1C ₄ 0.0323, =T2C ₄ 0.0389, =C ₂ C ₄ 0.0292, IC ₅ 0.0439, NC ₅ 0.0082, =1C ₅ 0.0556, C ₆ + 0.0853.		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	284*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: <u>X</u> , Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4 kg/cm² = 57 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	4 pulg de fuga por pérdida de flama (100%).	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

*Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (4.7383 kg/s de fuga por pérdida de flama (100%).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-CCR-1 (A).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 493 psig y una temperatura de 50 °C durante la operación de la bomba GA-71001 A/B, con una masa liberada de 826 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.37612 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 10 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 39.45 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 23.20 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 29.24 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 20.38 m, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CCR-1 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 493 psig y una temperatura de 50 °C durante la operación de la bomba GA-71001 A/B, con una masa liberada de 33.02 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0550449 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.89 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 8.57 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 4.71 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados, respectivamente.



DB-CCR-2 (A).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 216.05 psig y una temperatura de 33 °C durante la operación de la bomba GA-71002 A/B, con una masa liberada de 554 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.922912 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 9.88 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 33.81 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 19.61 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CCR-2 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 216.05 psig y una temperatura de 33 °C durante la operación de la bomba GA-71002 A/B, con una masa liberada de 22 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0369165 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 3.52 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 7.84 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.47 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-CCR-3 (A).- Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 196 psig y una temperatura de 38 °C durante la operación del separador FA-71003, con una masa liberada de 12376 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 20.6267 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 34.78 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 96.03 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 54.24 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 88.54 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 61.59 m, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CCR-3 (B).- Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 196 psig y una temperatura de 38 °C durante la operación del separador FA-71003, con una masa liberada de 491 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0550449 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 7.0 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 17.79 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no se alcanza a determinar una distancia (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CCR-4 (A).- Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 463.54 psig y una temperatura de 120 °C durante la operación del Compresor GB-71002, con una masa liberada de 540.951 kg



simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.902676 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 6.65 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 21.8943 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 12.541 m (estabilidad 1.5/F). Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CCR-4 (B).- Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 463.54 psig y una temperatura de 120 °C durante la operación del Compresor GB-71002, con una masa liberada de 21.6642 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.036107 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 6.38 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 4.23 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no se alcanza a registrar una distancia. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CCR-5.- Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama. (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 57 psig y una temperatura de 30 °C durante la operación del Calentador BA-71001, con una masa liberada de 284 kg simulado en un tiempo de 1 minuto para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 4.7383 kg/s aproximadamente,



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

no se presenta la fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) porque no hay desarrollo de una nube por ser un lugar confinado. Los efectos por un evento de explosión por una sobrepresión de 0.5 psi se tienen a una distancia de 372 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 200.77 m, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 38 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 kW/m²	5 kW/m²	125 kW/m²	1.4 kW/m²	5 kW/m²	125 kW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
4. U-71000 Planta Reformadora de Nafñas (REF)												
DB-CCR-1 (A).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 100%).	39.45	23.20	15.52	Nota	Nota	Nota	29.24	20.38	14.42	10	Nota	Nota
DB-CCR-1 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 20%).	8.57	4.71	2.79	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.89	Nota	Nota
DB-CCR-2 (A).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 100%).	33.81	19.61	13.19	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	9.88	Nota	Nota
DB-CCR-2 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 20%).	7.84	5.47	4.33	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	3.52	Nota	Nota
DB-CCR-3 (A).- Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 100%).	96.03	54.24	NA	Nota	Nota	Nota	88.54	61.59	43.46	34.78	Nota	Nota
DB-CCR-3 (B).- Fuga de gas en la tubería de descarga de	17.79	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.0	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
4. U-71000 Planta Reformadora de Nafftas (REF)												
vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 20%).												
DB-CCR-4 (A).- Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 100%).	21.89	12.54	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	6.65	Nota	Nota
DB-CCR-4 (B).- Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 20%).	4.23	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.33	Nota	Nota
DB-CCR-5.- Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama. (Fuga del 100%).	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	372	200.77	85.54	Nota	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 1. (HDDI).

Tabla II. 39 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel. No. 1 (HDDI)			
16	GA-51001 A/B	DB-HDDI01-1 (A)	1 (A) Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 100%)
		DB-HDDI01-1 (B)	1 (B) Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 20%)
21, 24	FA-51008	DB-HDDI01-2 (A)	2 (A) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (100% del área).
		DB-HDDI01-2 (B)	2 (B) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (20% del área).
26	GB-51001	DB-HDDI01-3 (A)	3 (A) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).
		DB-HDDI01-3 (B)	3 (B) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).
32	BA-51001	DB-HDDI01-4	Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 40 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-1

Tabla 11: Datos de Entrada Escenario DB-HDDI01-1		
Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.1(HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI01-1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-51001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Carga		
Componentes y % mol de la mezcla: C5+ CTE 345 Amargo 100%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	1,479 (fuga del 100%); 60 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	136	
Presión (psi)	99.2 Kg/cm² = 1411 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg (fuga del 100%), 1/20 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.46427 kg/seg para 100% y 0.0985707 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 41 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.1(HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI01-2		
Nombre del escenario: Pérdida de sello líquido en el separador FA-51002		
Descripción del escenario de riesgo: Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Vapor efluente del separador FA-51002		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 92.38 %, H ₂ S = 1.56%, Metano = 1.82%, Etano = 0.24%, Propano = 0.07%, i-Butano = 0.02%, n-Butano = 0.01%, Agua = 0.33%, Amoniaco = 0.17%, NBP 104-NBP 350 = 3.39%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	13,348.2 (para 100%)* / 533.6 (para 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___X___, Esférico:___, Otro: _____	
Temperatura (°C)	241	
Presión (psi)	72.1 Kg/cm² = 1,025.5 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	2.712 pulg (100% del área)** 0.5422 (20% del área)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	4.5	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (22.2469 kg/seg para 100% y 0.88922 kg/seg para el 20% de fuga).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que origina la pérdida de contención equivalente al flujo de vapor esperado en el tanque FA-51002 (80,052 kg/h aprox.).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 42 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 1(HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI01-3		
Nombre del escenario: Fuga en el Compresor de recirculación GB-51001		
Descripción del escenario de riesgo: Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Hidrógeno de recirculación		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 96.98%, Metano = 1.90%, Etano = 0.25%, Propano = 0.06%, i-Butano = 0.01%, n-Butano = 0.01%, Agua = 0.35%, NBP 104-NBP 350 = 0.44%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	306.9 (para fuga 100%); 12.3 (para fuga 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Tubería</u>	
Temperatura (°C)	114	
Presión (psi)	96 Kg/cm² = 1,365.4 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.528 plg (100% del área); 0.1056 plg (para fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde aproximadamente a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.511707 kg/seg para 100% y 0.0204683 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 0.511707 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Denver Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 43 Datos de entrada Escenario DB-HDDI01-4

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.1 (HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI01-4		
Nombre del escenario: Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001		
Descripción del escenario de riesgo: Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.44%, Hidrógeno = 10.45%, H ₂ S = 0.3%, Metano = 35.94%, Etano = 17.73%, Etileno = 16.74%, Propano = 0.28%, Propileno 1.09%, Nitrógeno = 14.15%, Bióxido de carbono = 2.3%, CO = 0.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	400*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___Calentador___	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4.0 Kg/cm² = 56.9 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	NA	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (6.66002 kg/seg).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-HDDI01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 1,411 psig y una temperatura de 136 °C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-51001 A/B, con una masa liberada de 1,479 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 2.46427 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 13.65 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 42.96 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 25.55 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 16.49m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 13.51 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por toxicidad.

DB-HDDI01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 1,411psig y una temperatura de 136°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-51001 A/B, con una masa liberada de 60 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0985707 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.59 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 10.34m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.95m (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación sobrepresión y toxicidad.

DB-HDDI01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,025.5 psig y una temperatura de 241°C durante la operación del tanque separador FA-51008, con una masa liberada de 13,348.2 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor



efluente del separador FA-51002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-51008. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 22.2469 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 31.69 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 96.61 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 55.96 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 88.81 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 61.73 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 2000.26m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 108.58m.

DB-HDDI01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,025.5 psig y una temperatura de 241 °C durante la operación del tanque separador FA-51008, con una masa liberada de 533.6 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor efluente del separador FA-51002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-51008. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.88922 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 6.36 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 19.05 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 143.08m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 24.15 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión.

DB-HDDI01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,365.4 psig y una temperatura de 144 °C durante la operación del compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001, con una masa liberada de 306.9 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.511707 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.11 m con respecto al punto de emisión.



Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 21.49 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 12.32 m (estabilidad 1.5/F).

Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 28.69m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 20.10 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por toxicidad.

DB-HDDI01-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,365.4 psig y una temperatura de 144°C durante la operación del compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001, con una masa liberada de 12.3 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0204683 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.46 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 4.12 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m^2 (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.

DB-HDDI01-4 Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama.

Se consideró una presión manométrica de 56.9 psig y una temperatura de 30°C para el gas combustible durante la operación del Calentador BA-51001 de la torre rectificadora, con una masa acumulada de 400 kg que corresponde a la cantidad liberada en un minuto de dicho gas en el hogar del calentador. El evento planteado es el siguiente:

La explosión de la masa de material acumulado en el hogar del calentador origina niveles de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 377.61m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 204.10m.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 44 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
5. U-51000 Hidrotratadora de Diesel No. 1 (HDDI)												
DB-HDDI01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 100%).	42.96	25.55	17.11	Nota	Nota	Nota	16.49	13.51	11.50	13.65	Nota	Nota
DB-HDDI01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 20%).	10.34	5.95	3.79	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.59	Nota	Nota
DB-HDDI01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (100% del área).	96.61	55.96	NA	Nota	Nota	Nota	88.71	61.73	43.60	31.69	2000.26	108.58
DB-HDDI01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (20% del área).	19.05	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	6.36	143.08	24.15
DB-HDDI01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	21.49	12.32	NA	Nota	Nota	Nota	28.69	20.10	14.33	12.11	Nota	Nota
DB-HDDI01-3 (B). Falla en sellos del	4.12	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.46	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
5. U-51000 Hidrotratadora de Diesel No. 1 (HDDI)												
Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).												
DB-HDDI01-4. Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	377.61	204.10	87.48	Nota	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2. (HDDI).

Tabla II. 45 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
5 U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)			
16	GA-52001 A/B	DB-HDDI02-1 (A)	1 (A) Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 100%)
		DB-HDDI02-1 (B)	1 (B) Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 20%)
21, 24	FA-52008	DB-HDDI02-2 (A)	2 (A) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (fuga del 100%).
		DB-HDDI02-2 (B)	2 (B) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (fuga del 20%).
26	GB-52001	DB-HDDI02-3 (A)	3 (A) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).
		DB-HDDI02-3 (B)	3 (B) Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).
32	BA-52001	DB-HDDI02-4	Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 46 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2(HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI02-1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-52001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Carga		
Componentes y % mol de la mezcla: C5+ CTE 345 Amargo 100%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	(fuga del 100%); (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	136	
Presión (psi)	99.2 Kg/cm² = 1411 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg (fuga del 100%), 1/20 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.46427 kg/seg para 100% y 0.0985707 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 47 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI02-2		
Nombre del escenario: Pérdida de sello líquido en el separador FA-52002		
Descripción del escenario de riesgo: Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Vapor efluente del separador FA-52002		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 92.38 %, H ₂ S = 1.56%, Metano = 1.82%, Etano = 0.24%, Propano = 0.07%, i-Butano = 0.02%, n-Butano = 0.01%, Agua = 0.33%, Amoniaco = 0.17%, NBP 104-NBP 350 = 3.39%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	13,348.2 (para 100%)* / 533.6 (para 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___X___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	241	
Presión (psi)	72.1 Kg/cm² = 1,025.5 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	2.712 pulg (100% del área)** 0.5422 (20% del área)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	4.5	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (22.2469 kg/seg para 100% y 0.88922 kg/seg para el 20% de fuga).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que origina la pérdida de contención equivalente al flujo de vapor esperado en el tanque FA-52002 (80,052 kg/h aprox.).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 48 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI02-3		
Nombre del escenario: Fuga en el Compresor de recirculación GB-52001		
Descripción del escenario de riesgo:		
Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Hidrógeno de recirculación		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 96.98%, Metano = 1.90%, Etano = 0.25%, Propano = 0.06%, i-Butano = 0.01%, n-Butano = 0.01%, Agua = 0.35%, NBP 104-NBP 350 = 0.44%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	306.9 (para fuga 100%); 12.3 (para fuga 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Tubería</u>	
Temperatura (°C)	114	
Presión (psi)	96 Kg/cm² = 1,365.4 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.528 plg (100% del área); 0.1056 plg (para fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde aproximadamente a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.511707 kg/seg para 100% y 0.0204683 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 0.511707 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Denver Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 49 Datos de entrada Escenario DB-HDDI02-4

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)		
Clave del escenario: DB-HDDI02-4		
Nombre del escenario: Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001		
Descripción del escenario de riesgo: Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.44%, Hidrógeno = 10.45%, H ₂ S = 0.3%, Metano = 35.94%, Etano = 17.73%, Etileno = 16.74%, Propano = 0.28%, Propileno 1.09%, Nitrógeno = 14.15%, Bióxido de carbono = 2.3%, CO = 0.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	400*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___Calentador___	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4.0 Kg/cm ² = 56.9 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	NA	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (6.66002 kg/seg).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-HDDI02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 1,411 psig y una temperatura de 136 °C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-52001 A/B, con una masa liberada de 1,479 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 2.46427 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 13.65 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 42.96 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 25.55 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 16.49m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 13.51 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por toxicidad.

DB-HDDI02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 1,411psig y una temperatura de 136°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-52001 A/B, con una masa liberada de 60 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0985707 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.59 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 10.34m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.95m (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación sobrepresión y toxicidad.

DB-HDDI02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,025.5 psig y una temperatura de 241°C durante la operación del tanque separador FA-52008, con una masa liberada de 13,348.2 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de



Vapor efluente del separador FA-52002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-52008. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 22.2469 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 31.69 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 96.61 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 55.96 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 88.81 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 61.73 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 2000.26m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 108.58m.

DB-HDDI02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,025.5 psig y una temperatura de 241 °C durante la operación del tanque separador FA-52008, con una masa liberada de 533.6 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor efluente del separador FA-52002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-52008. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.88922 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 6.36 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 19.05 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 143.08m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 24.15 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión.

DB-HDDI02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,365.4 psig y una temperatura de 144 °C durante la operación del compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001, con una masa liberada de 306.9 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.511707 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 12.11 m con respecto al punto de emisión.



Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 21.49 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 12.32 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 28.69m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 20.10 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por toxicidad.

DB-HDDI02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,365.4 psig y una temperatura de 144°C durante la operación del compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001, con una masa liberada de 12.3 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0204683 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.46 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 4.12 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m^2 (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.

DB-HDDI02-4 Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama.

Se consideró una presión manométrica de 56.9 psig y una temperatura de 30°C para el gas combustible durante la operación del Calentador BA-52001 de la torre rectificadora, con una masa acumulada de 400 kg que corresponde a la cantidad liberada en un minuto de dicho gas en el hogar del calentador. El evento planteado es el siguiente:

La explosión de la masa de material acumulado en el hogar del calentador origina niveles de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 377.61m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 204.10m.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 50 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
5. U-52000 Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)												
DB-HDDI02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 100%).	42.96	25.55	17.11	Nota	Nota	Nota	16.49	13.51	11.50	13.65	Nota	Nota
DB-HDDI02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 20%).	10.34	5.95	3.79	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.59	Nota	Nota
DB-HDDI02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (fuga del 100%).	96.61	55.96	NA	Nota	Nota	Nota	88.71	61.73	43.60	31.69	2000.26	108.58
DB-HDDI02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (20% del área).	19.05	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	6.36	143.08	24.15
DB-HDDI02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	21.49	12.32	NA	Nota	Nota	Nota	28.69	20.10	14.33	12.11	Nota	Nota
DB-HDDI02-3 (B). Falla en	4.12	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.46	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
5. U-52000 Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)												
sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).												
DB-HDDI02-4. Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	377.61	204.10	87.48	Nota	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1. (HDTGO).

Tabla II. 51 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.1 (HDTGO)			
16	GA-41001 A/B	DB-HDTGO01-1 (A)	1 (A) Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 100%)
		DB-HDTGO01-1 (B)	1 (B) Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%)
16	GA-40004 A/B	DB-HDTGO01-2 (A)	2 (A) Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 100%)
		DB-HDTGO01-2 (B)	2 (B) Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 20%)
21, 24	FA-41006	DB-HDTGO01-3 (A)	3 (A) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (100% del área).
		DB-HDTGO01-3 (B)	3 (B) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área).
26	GB-41001	DB-HDTGO01-4 (A)	4 (A) Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).
		DB-HDTGO01-4 (B)	4 (B) Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).
32	BA-40001	DB-HDTGO-5	Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 52 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1(HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO01-1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-41001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Carga (U-41000)		
Componentes y % mol de la mezcla: NBP 271 = 2.0%, NBP 301 = 2.55%, NBP 330 = 2.32%, NBP 358 = 18.0%, NBP 392 = 16.01%, NBP 434 = 23.43%, NBP 475 = 16.17%, NBP 518 = 14.29%, NBP 547 = 2.34%, NBP 567 = 1.49%, NBP 588 = 1.39%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	1,736 (fuga del 100%); 70 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	205	
Presión (psi)	130.5 Kg/cm² = 1856 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg (fuga del 100%), 1/20 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.89215 kg/seg para 100% y 0.115686 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 53 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.1 (HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO01-2		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-40004 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Fondos de la torre DS-40001		
Componentes y % mol de la mezcla: H2O = 6.48%, EFFL 50-75 = 0.03%, EFFL 75-100 = 0.08%, EFFL 100-125 = 0.14%, EFFL 125-150 = 0.23%, EFFL 150-165 = 0.22%, EFFL 165-175 = 0.22%, EFFL 175-185 = 0.30%, EFFL 185-200 = 0.62%, EFFL 200-210 = 0.50%, EFFL 210-221 = 0.70%, EFFL 221-235 = 1.23%, EFFL 235-260 = 2.51%, EFFL 260-285 = 2.96%, EFFL 285-310 = 3.48%, EFFL 310-330 = 3.58%, EFFL 330-350 = 6.04%, EFFL 360-370 = 5.13%, EFFL 370-380 = 4.98%, EFFL 380-395 = 7.14%, EFFL 395-415 = 8.90%, EFFL 415-440 = 10.92%, EFFL 440-460 = 7.83%, EFFL 460-480 = 6.66%, EFFL 480-510 = 6.66%, EFFL 510-540 = 4.15%, EFFL 540-570 = 1.91%, EFFL 570-600 = 1.36%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	601 (fuga del 100%); 24 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	302	
Presión (psi)	17.6 Kg/cm² = 250.3 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Díámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg (fuga del 100%), 1/20 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.0081 kg/seg para 100% y 0.0400722 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 54 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.1 (HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO01-3		
Nombre del escenario: Pérdida de sello líquido en el separador FA-41002		
Descripción del escenario de riesgo: Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Vapor caliente FA-41002		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 89.98 %, H ₂ S = 2.18%, Amoniaco = 0.29%, Agua = 0.20%, Metano = 0.10%, Etano = 0.05%, Propano = 0.03%, i-Butano = 0.01%, n-Butano = 0.01%, Incondensables = 7.15%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	13,666 (para 100%)* / 547 (para 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___X___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	295	
Presión (psi)	115.8 Kg/cm² = 1,647 psig	
Altura hidráulica (m)	NA	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.932 pulg. (100% del área)** 0.3864 pulg. (20% del área)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	16.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (22.7766 kg/seg para 100% y 0.911064 kg/seg para el 20% de fuga).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que origina la pérdida de contención equivalente al flujo de vapor esperado en el tanque FA-42002 (82,004 kg/h aprox.).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 55 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO01-4

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.1 (HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO01-4		
Nombre del escenario: Fuga en el Compresor de recirculación GB-41001		
Descripción del escenario de riesgo:		
Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Hidrógeno de recirculación		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 91.46%, Agua = 0.19%, Metano = 5.64%, Etano = 1.56%, Propano = 0.59%, i-Butano = 0.20%, n-Butano = 0.10%, Incondensables = 0.26%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	865.512 (para fuga 100%); 35 (para fuga 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Tubería</u>	
Temperatura (°C)	92	
Presión (psi)	136.5 Kg/cm² = 1,941.5 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.575 plg (100% del área); 0.115 plg (para fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.44447 kg/seg para 100% y 0.0577789 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 1.44447 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Denver Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 56 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO-5

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.1 (HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO-5		
Nombre del escenario: Explosión en el hogar del Calentador BA-40001 de la torre fraccionadora		
Descripción del escenario de riesgo: Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: Agua = 0.44%, Hidrógeno = 10.45%, H ₂ S = 0.3%, Metano = 35.94%, Etano = 17.73%, Etileno = 16.74%, Propano = 0.28%, Propileno 1.09%, Nitrógeno = 14.15%, Bióxido de carbono = 2.3%, CO = 0.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	400*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___Calentador___	
Temperatura (°C)	30	
Presión (psi)	4.0 Kg/cm² = 56.9 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	NA	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (6.66002 kg/seg).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-HDTGO01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 1,856 psig y una temperatura de 205 °C durante la operación de la bomba de alimentación GA-41001 A/B, con una masa liberada de 1,736 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 2.89215 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 8.14 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 38.22 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 22.76 m (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.

DB-HDTGO01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 1,856 psig y una temperatura de 205°C durante la operación de la bomba de alimentación GA-41001 A/B, con una masa liberada de 70 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.115686 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.67 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 9.63 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.53 m (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación sobrepresión y toxicidad.

DB-HDTGO01-2 (A). Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 250.3 psig y una temperatura de 302°C durante la operación de la bomba GA-40004 A/B, con una masa liberada de 601 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de material de Fondos de la torre DS-40001. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.00181 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 7.0 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 29.0 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 16.22 m (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.

DB-HDTGO01-2 (B). Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 250.3 psig y una temperatura de 302°C durante la operación de la bomba GA-40004 A/B, con una masa liberada de 24 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de material de Fondos de la torre DS-40001. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0400722 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.44 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.07 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.

DB-HDTGO01-3 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,647 psig y una temperatura de 295 °C durante la operación del tanque separador FA-41002, con una masa liberada de 13,666 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor caliente del FA-41002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-41006. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 22.7766 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 79.04 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 90.08 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 62.17 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 132.06 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 103.54 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 919.52m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 194.53 m.



DB-HDTGO01-3 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,647 psig y una temperatura de 295 °C durante la operación del tanque separador FA-41002, con una masa liberada de 547 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor caliente del FA-41002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-41006. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.911064 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 17.53 m con respecto al punto de emisión. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 22.67 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 16.85 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 186.76m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 44.23 m Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica.

DB-HDTGO01-4 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,941.5 psig y una temperatura de 92 °C durante la operación del compresor de recirculación GB-41001, con una masa liberada de 865.512 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.44447 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 14.68 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 31.58 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 18.40 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 34.14 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 23.05 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por toxicidad.

DB-HDTGO01-4 (B). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,941.5 psig y una temperatura de 92 °C durante la operación del compresor de recirculación GB-41001, con una masa liberada



de 35 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.05777789 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.95 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.36 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.

DB-HDTGO-5. Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama.

Se consideró una presión manométrica de 56.9 psig y una temperatura de 30°C para el gas combustible durante la operación del Calentador BA-40001 de la torre fraccionadora, con una masa acumulada de 400 kg que corresponde a la cantidad liberada en un minuto de dicho gas en el hogar del calentador. El evento planteado es el siguiente:

La explosión de la masa de material acumulado en el hogar del calentador origina niveles de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 377.61m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 204.10m.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 57 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 (HDTGO)												
DB-HDTGO01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 100%).	38.22	22.76	15.24	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.14	Nota	Nota
DB-HDTGO01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%).	9.63	5.53	3.49	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.67	Nota	Nota
DB-HDTGO01-2 (A). Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 100%).	29.00	16.22	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.0	Nota	Nota
DB-HDTGO01-2 (B). Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 20%).	6.07	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.44	Nota	Nota
DB-HDTGO01-3 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (100% del área).	90.08	62.17	44.84	Nota	Nota	Nota	132.06	103.54	84.38	79.04	919.52	194.53
DB-HDTGO01-3 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	22.67	16.85	12.94	17.53	186.76	44.23



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 (HDTGO)												
DB-HDTGO01-4 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	31.58	18.40	NA	Nota	Nota	Nota	34.14	23.05	15.59	14.68	Nota	Nota
DB-HDTGO01-4 (B). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).	6.36	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.95	Nota	Nota
DB-HDTGO-5. Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama.	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	377.61	204.1	87.48	Nota	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.2. (HDTGO).

Tabla II. 58 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)			
16	GA-42001 A/B	DB-HDTGO02-1 (A)	1 (A) Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 100%)
		DB-HDTGO021 (B)	1 (B) Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%)
21, 24	FA-42006	DB-HDTGO02-2 (A)	2 (A) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (100% del área).
		DB-HDTGO02-2 (B)	2 (B) Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).
26	GB-42001	DB-HDTGO02-3 (A)	3 (A) Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).
		DB-HDTGO02-3 (B)	3 (B) Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).
32	BA-40001	DB-HDTGO-5	Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama (Escenario idéntico al incluido en la pregunta 32 del apartado 6. U-41000/40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos (HDTGO), Tabla II.51, con el número de identificación DB-HDTGO-5, por lo cual no se realiza nuevamente)



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 59 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO02-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2(HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO02-1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-42001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Carga (U-42000)		
Componentes y % mol de la mezcla: NBP 271 = 2.0%, NBP 301 = 2.55%, NBP 330 = 2.32%, NBP 358 = 18.0%, NBP 392 = 16.01%, NBP 434 = 23.43%, NBP 475 = 16.17%, NBP 518 = 14.29%, NBP 547 = 2.34%, NBP 567 = 1.49%, NBP 588 = 1.39%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	1,736 (fuga del 100%); 70 (fuga del 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	205	
Presión (psi)	130.5 Kg/cm² = 1856 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg (fuga del 100%), 1/20 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (2.89215 kg/seg para 100% y 0.115686 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 60 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO02-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO02-2		
Nombre del escenario: Pérdida de sello líquido en el separador FA-42002		
Descripción del escenario de riesgo: Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Vapor caliente FA-42002		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 89.98 %, H ₂ S = 2.18%, Amoniaco = 0.29%, Agua = 0.20%, Metano = 0.10%, Etano = 0.05%, Propano = 0.03%, i-Butano = 0.01%, n-Butano = 0.01%, Incondensables = 7.15%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	13,666 (para 100%)* / 547 (para 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___X___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	295	
Presión (psi)	115.8 Kg/cm² = 1,647 psig	
Altura hidráulica (m)	NA	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.932 pulg. (100% del área)** 0.3864 pulg. (20% del área)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	16.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (22.7766 kg/seg para 100% y 0.911064 kg/seg para el 20% de fuga).

**Este valor corresponde al diámetro de orificio que origina la pérdida de contención equivalente al flujo de vapor esperado en el tanque FA-42002 (82,004 kg/h aprox.).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 61 Datos de entrada Escenario DB-HDTGO02-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)		
Clave del escenario: DB-HDTGO02-3		
Nombre del escenario: Fuga en el Compresor de recirculación GB-42001		
Descripción del escenario de riesgo:		
Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Hidrógeno de recirculación		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno = 91.46%, Agua = 0.19%, Metano = 5.64%, Etano = 1.56%, Propano = 0.59%, i-Butano = 0.20%, n-Butano = 0.10%, Incondensables = 0.26%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	865.512 (para fuga 100%); 35 (para fuga 20%)*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Tubería</u>	
Temperatura (°C)	92	
Presión (psi)	136.5 Kg/cm² = 1,941.5 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.575 plg (100% del área); 0.115 plg (para fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.44447 kg/seg para 100% y 0.0577789 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 1.44447 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Denver Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-HDTGO02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 1,856 psig y una temperatura de 205 °C durante la operación de la bomba de alimentación GA-42001 A/B, con una masa liberada de 1,736 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 2.89215 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 8.14 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 38.22 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 22.76 m (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.

DB-HDTGO02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 1,856 psig y una temperatura de 205°C durante la operación de la bomba de alimentación GA-42001 A/B, con una masa liberada de 70 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.115686 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.67 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 9.63 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.53 m (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación sobrepresión y toxicidad.

DB-HDTGO02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,647 psig y una temperatura de 295 °C durante la operación del tanque separador FA-42002, con una masa liberada de 13,666 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor



caliente del FA-42002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-42006. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 22.7766 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 79.04 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 90.08 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 62.17 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 132.06 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 103.54 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 919.52m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 194.53 m.

DB-HDTGO02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,647 psig y una temperatura de 295 °C durante la operación del tanque separador FA-42002, con una masa liberada de 547 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de Vapor caliente del FA-42002 que se liberaría por la línea del domo del tanque separador FA-42006. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.911064 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 17.53 m con respecto al punto de emisión. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 22.67 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 16.85 m. En el caso de toxicidad se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 186.76m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 44.23 m Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica.

DB-HDTGO02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,941.5 psig y una temperatura de 92 °C durante la operación del compresor de recirculación GB-42001, con una masa liberada de 865.512 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.44447 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 14.68 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un



evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 31.58 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m^2 a una distancia de 18.40 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 34.14 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 23.05 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por toxicidad.

DB-HDTGO02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).

Se consideró una presión manométrica de 1,941.5 psig y una temperatura de 92°C durante la operación del compresor de recirculación GB-42001, con una masa liberada de 35 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de hidrógeno de recirculación. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.05777789 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 2.95 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m^2 se tienen a una distancia de 6.36 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m^2 (estabilidad 1.5/F). Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión y toxicidad.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 62 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	14 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)												
DB-HDTGO02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 100%).	38.22	22.76	15.24	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.14	Nota	Nota
DB-HDTGO02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%).	9.63	5.53	3.49	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.67	Nota	Nota
DB-HDTGO02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (100% del área).	90.08	62.17	44.84	Nota	Nota	Nota	132.06	103.54	84.38	79.04	919.52	194.53
DB-HDTGO02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	22.67	16.85	12.94	17.53	186.76	44.23
DB-HDTGO02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	31.58	18.40	NA	Nota	Nota	Nota	34.14	23.05	15.59	14.68	Nota	Nota
DB-HDTGO02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por	6.36	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.95	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)												
desgaste o condiciones de surge (20% del área).												

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



7. U-21000 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.

Tabla II. 63 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).			
16	Evaluar las bombas de alimentación GA-21403 A/B de fondos de columna separadora de C ₃ (Propano) y la GA-21404 A/B de destilado de la columna separadora de C ₃ (Propileno) como representativas de los equipos dinámicos y de los accesorios estáticos.	DB-FCC-1 A DB-FCC-1B	1 A: Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C3 (Propano). 1B: Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C3 (Propileno).
26	Evaluar el compresor GB-21201 por manejar condiciones de operación más drásticas.	DB-FCC-2	Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo.
32	Potencial formación de mezcla explosiva en el Separador electrostático SPE-21013 por cierre no hermético de la válvula lateral de catalizador con coque y su paso por el regenerador de catalizar, el cual envía esta potencial mezcla explosiva a los separadores elestrotáticos.	DB-FCC-3	Explosión en el Separador electrostático SPE-21013 por cierre no hermético de la válvula lateral de catalizador con coque.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 64 Datos de entrada Escenario DB-FCC-1A

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo		
7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).		
Clave del escenario: DB-FCC-1A		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-21403 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en sellos de GA-21403 A/B (propano) de fondos de columna separadora de C3		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.03	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Propano		
Componentes y % mol de la mezcla: Propano, 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	478 kg* (100%), 19.5 kg* (20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	17kg/cm² = 242 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura, 1/20 pulg es el 20%	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.796 kg/seg para 100% y 0.032 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 65 Datos de entrada Escenario DB-FCC-1B

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo		
7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).		
Clave del escenario: DB-FCC-1B		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-21404 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en sellos de GA-21404 A/B de propileno producto de la columna separadora de C3		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.03	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> _, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Propileno		
Componentes y % mol de la mezcla: Propileno, 100%		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	590 kg *(100%), 24 kg * (20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> _, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	28	
Presión (psi)	25 kg/cm² = 355 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Díámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura, 1/20 pulg es el 20%	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.983 kg/seg para 100% y 0.039 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 66 Datos de entrada Escenario DB-FCC-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo 7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).		
Clave del escenario: DB-FCC-2		
Nombre del escenario: Fuga en Compresor GB-21201		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en sello del compresor de Gas Húmedo por desgaste o surge.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.03	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas Combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: H2O 0.0313, N2 0.0449, CO 0.0018, CO2 0.0075, H2S 0.0016, H2 0.0331, C1 0.1148, C2 0.0558, =C2 0.0549, C3 0.0568, =C3 0.1807, IC4 0.0836, NC4 0.0262, IC4 0.0395, 13BD 0.0009, =NIC4 0.0323, =T2C4 0.0389, =C2C4 0.0292, IC5 0.0439, NC5 0.0082, =IC5 0.0556, C6+ 0.0853		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	937.5 kg * (100%), 187.5 kg *(20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Tubería</u>	
Temperatura (°C)	67	
Presión (psi)	20 kg/cm² = 285 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.25 pulg es el 100% para ruptura, 0.05 es el 20%	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> ___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.58 kg/seg para 100% y 0.032 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 1.58 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star anual workshop, Dever Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 67 Datos de entrada Escenario DB-FCC-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo 7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).		
Clave del escenario: DB-FCC-3		
Nombre del escenario: Explosión en los separadores electrostáticos FA-21013		
Descripción del escenario de riesgo Cierre no hermético de la válvula lateral de catalizados recirculado SPE-21002 puede provocar la entrada de hidrocarburos al regenerador DC-21002 y el envío de una mezcla explosiva hacia el precipitador electrostático SPE-21013 el cual es una fuente inherente de ignición		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.03	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Mezcla de productos		
Componentes y % mol de la mezcla: Nafta 40%, C4 30%, C1 30%		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	521 kg *	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___X___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___	
Temperatura (°C)	211	
Presión (psi)	6.3 kg/cm² = 89.6 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Se simulará un paso del 5% del flujo manejado durante 1 min: 625749 kg/h*0.05*1/60= 521 kg	
Dirección de la fuga	Vertical:___X___, Horizontal:45°, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	22	

* Se simulará un paso del 5% del flujo manejado durante 1 min: 625749 kg/h*0.05*1/60= 521 kg



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-FCC-1(A). Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna de separación C₃ (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 242.0 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-21403 A/B, con una masa liberada de 478 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.796 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 26.77 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 15.51 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica no se alcanza el valor del TLV (10ppm para H₂S) ni el valor de IDLH (100ppm para H₂S). Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-FCC-1(A). Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna de separación C₃ (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 242.0 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-21403 A/B, con una masa liberada de 19.5 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.032 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 5.63 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 1.65 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica no se alcanza el valor del TLV (10ppm para H₂S) ni el valor de IDLH (100ppm para H₂S). Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-FCC-1(B). Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C₃ (Propileno). (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 355.0 psig y una temperatura de 28°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-21404 A/B, con una masa liberada de 590 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.983 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 29.46 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 17.03 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica no se alcanza el valor del TLV (10ppm para H₂S) ni el valor de IDLH (100ppm para H₂S). Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-FCC-1(B). Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna de separación C₃ (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 355.0 psig y una temperatura de 28°C durante la operación de la bomba de alimentación a la planta GA-21403 A/B, con una masa liberada de 24.0 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.039 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.24 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 1.84 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica no se alcanza el valor del TLV (10ppm para H₂S) ni el valor de IDLH (100ppm para H₂S). Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 285.0 psig y una temperatura de 67°C durante la operación del compresor de Gas Humedo GB-21201, con una masa liberada de 937.5 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.58 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 22.99 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 18.07 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5psi se tiene a 22.49m y el nivel 1.0 psi se obtiene a 16.75m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-TLV (10ppm para H₂S) a 199.56m, mientras que el valor de IDLH (100ppm para H₂S) se obtiene a 9.40m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 285.0 psig y una temperatura de 67°C durante la operación del compresor de Gas Humedo GB-21201, con una masa liberada de 187.5 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.32 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 9.39 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 7.39 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV (10ppm para H₂S) a 17.42m, mientras que el valor de IDLH (100ppm para H₂S) se obtiene a 3.87m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-FCC-3. Explosión en el en el Separador electrostático SPE-21013 por cierre no hermético de la válvula lateral de catalizador con coque

Se consideró una presión manométrica de 89.6 psig y una temperatura de 211.0 °C durante la operación del conjunto de regenerador de catalizador y separador electrostático, con un flujo del 5% durante un minuto, el flujo de proceso es de 625746 kg/hr, lo cual genera una masa liberada de 521.0 kg simulado en un tiempo de 1 minuto del flujo a quemadores bajo el supuesto de pérdida de flama. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 8.68 kg/s aproximadamente. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5psi se tiene a 494.81m y el nivel 1.0 psi se obtiene a 267.44.5m. En el caso de nube tóxica no se reportan resultados. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 68 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).												
DB-FCC-1A Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C3 (Propano). 100% fuga.	26.77	15.51	10.43	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	4.94	Nota	Nota
DB-FCC-1A Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C3 (Propano). 20% fuga.	5.63	1.65	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.69	Nota	Nota
DB-FCC-1B: Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C3 (Propileno). 100% fuga.	29.46	17.03	11.46	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	6.04	Nota	Nota
DB-FCC-1B. Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C3 (Propileno). 20% fuga.	6.24	1.84	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	2.07	Nota	Nota
DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo. 100% fuga.	22.10	17.77	15.44	Nota	Nota	Nota	22.49	16.75	12.89	17.99	186.48	8.02
DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo. 20% fuga.	8.93	6.99	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.00	66.72	3.87
DB-FCC-3. Explosión en el en el Separador electrostático SPE-21013 por cierre no hermético de la válvula lateral de catalizador con coque.	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	494.8	267.4	114.64	Nota	Nota	Nota

Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En los Anexos 8 y 9, se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre. PARA.

Tabla II. 69 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)			
5	QE-81001	DB-PARA-1 (A)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (Fuga del 100%))
		DB-PARA-1(B)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (Fuga del 20%)
5	HI-81001	DB-PARA-3 (A)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico (Fuga del 100%))
		DB-PARA-3 (B)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico (Fuga del 20%)
16	EA-81003	DB-PARA-2 (A)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (Fuga del 100%))
		DB-PARA (B)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (Fuga del 20%))



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 70 Datos de entrada Escenario DB-PARA-1 (A) y DB-PARA-1 (B)

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)		
Clave del escenario: DB-PARA-1		
Nombre del escenario: Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de 3/4" en la línea de 24" de alimentación hacia el quemador QE-81001.		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga de gas ácido en la válvula de purga de la toma de muestra de alimentación hacia el quemador principal QE-81001.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas ácido		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S: 74.973; NH ₃ : 11.844; H ₂ : 0.701; CO ₂ : 1.984; H ₂ O: 10.148; CH ₄ : 0.140; C ₂ H ₆ : 0.140; C ₃ H ₈ : 0.070		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	42.28 kg (fuga del 100%) 1.69 kg (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (°C)	95°C	
Presión (psi)	0.65 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	19.05 mm (fuga del 100%) 3.81 mm (fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra: piso	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0704694 kg/seg para 100% y 0.00281878 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 71 Datos de entrada Escenario DB-PARA-2 (A) y DB-PARA-2 (B)

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)		
Clave del escenario: DB-PARA-2		
Nombre del escenario: Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003.		
Descripción del escenario de riesgo: Emisión de gas ácido en la línea de salida del condensador de azufre EA-81003 por incendio en el Coalescedor (demister) y por existir bajo espesor en la válvula de venteo por corrosión.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas ácido		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S: 5.559; SO ₂ : 2.463; COS: 0.031; CS ₂ : 0.013; S ₆ (v): 0.035; S ₈ (v): 0.124; CO: 0.174; H ₂ : 3.008; CO ₂ : 0.717; N ₂ : 57.247; Ar: 0.658; H ₂ O: 29.971		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	30.56 kg (fuga del 100%) 1.21 kg (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	192°C	
Presión (psi)	0.46 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	19.05 mm (fuga del 100%) 3.81 mm (fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45° abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.5	

Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.050942 kg/seg para 100% y 0.00203768 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 72 Datos de entrada Escenario DB-PARA-3 (A) y DB-PARA-3 (B)

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)		
Clave del escenario: DB-PARA-3		
Nombre del escenario: Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico.		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga de gas combustible en la línea de 4" de alimentación al quemador del Oxidador Térmico ocasionada por corrosión localizada.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S: 0.000; CO: 0.140; H ₂ : 14.767; N ₂ : 3.485; H ₂ O: 1.215; CH ₄ : 49.512; C ₂ H ₄ : 6.954; C ₂ H ₆ : 20.609; C ₃ H ₆ : 0.412; C ₃ H ₈ : 1.084; C ₄ H ₁₀ : 1.700; C ₅ H ₁₂ : 0.122		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	30.17 (fuga del 100%) 1.21 (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	38°C	
Presión (psi)	4.5 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	31.75 mm (fuga del 100%) 6.35 mm (fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	2.0	

Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.502869 kg/seg para 100% y 0.020114 kg/seg para el 20% de fuga)



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PARA-1 (A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 0.65 kg/cm² psig y una temperatura de 95°C en la alimentación de gas ácido, con una masa liberada de 42.28 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0704694 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 14.59 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanzan (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 18.25 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi a una distancia de 35.14m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor de STEL (10 ppm para H₂S) a 1009.5 y el valor de IDLH (100 ppm para H₂S) a 444.94 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 0.65 kg/cm² psig y una temperatura de 95°C en la alimentación de gas ácido, con una masa liberada de 1.69 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.002818 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 3.08 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 190.85 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 84.26 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de



salida del Condensador de Azufre Térmico EA-81003 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 0.46 kg/cm² psig y una temperatura de 195°C en los gases de salida del condensador de azufre, con una masa liberada de 30.56 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.050942 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.97 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) 346.69 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 168.2 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del Condensador de Azufre Térmico EA-81003 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 0.46 kg/cm² psig y una temperatura de 195°C en los gases de salida del condensador de azufre, con una masa liberada de 549.48 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.915815 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 0.45 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 64.80 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 20.1 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador Térmico (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 4.5 kg/cm² psig y una temperatura de 90°C en la alimentación de gas combustible, con una masa liberada de 30.17 kg simulado en un tiempo de 1 minuto para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.502869 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 4.36 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 14.98 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador Térmico (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 4.5 kg/cm² psig y una temperatura de 38°C en la alimentación de gas combustible, con una masa liberada de 1.21 kg simulado en un tiempo de 1 minuto para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.020114 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 1.16 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanzan (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 73 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)												
DB-PARA-1 (A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 100%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	18.25	14.45	11.89	8.19	1009.5	444.9
DB-PARA-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	3.087	190.5.	84.26
DB-PARA-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 100%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.973	346.9	168.2
DB-PARA-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	0.459	64.8	20.1
D DB-PARA-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador Térmico (fuga del 100%).	14.98	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	4.36	Nota	Nota
DB-PARA-3 (B).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.16	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador Térmico (fuga del 20%)												

Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



8. U-82000 Planta de Recuperación de Azufre PARA.

Tabla II. 74 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
8 U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)			
5	QE-82001	DB-PARA2-1 (A)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (Fuga del 100%)
		DB-PARA2-1 (B)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (Fuga del 20%)
5	HI-82001	DB-PARA2-3 (A)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador térmico (fuga del 100%).
		DB-PARA2-3 (B)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador térmico (Fuga del 20%).
16	EA-82003	DB-PARA2-2 (A)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (Fuga del 100%)
		DB-PARA2-2 (B)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (Fuga del 20%)



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 75 Datos de entrada Escenario DB-PARA2-1 (A) y DB-PARA2-1 (B)

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 8. U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)		
Clave del escenario: DB-PARA2-1		
Nombre del escenario: Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de 3/4" en la línea de alimentación hacia el quemador QE-82001.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga de gas ácido en la válvula de purga de la toma de muestra de alimentación hacia el quemador principal QE-82001.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas ácido		
Componentes y % mol de la mezcla: H2S: 74.973; NH3: 11.844; H2: 0.701; CO2: 1.984; H2O: 10.148; CH4: 0.140; C2H6: 0.140; C3H8: 0.070		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	42.28 kg (fuga del 100%) 1.69 kg (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	95°C	
Presión (psi)	0.65 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	19.05 mm (fuga del 100%) 3.81 mm (fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0704694 kg/seg para 100% y 0.00281878 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 76 Datos de entrada Escenario DB-PARA2-2 (A) y DB-PARA2-2 (B)

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 8. U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)		
Clave del escenario: DB-PARA2-2		
Nombre del escenario: Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003.		
Descripción del escenario de riesgo: Emisión de gas ácido en la línea de salida del condensador de azufre EA-81003 por incendio en el Coalescedor (demister) y por existir bajo espesor en la válvula de venteo por corrosión.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas ácido		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S: 5.559; SO ₂ : 2.463; COS: 0.031; CS ₂ : 0.013; S ₆ (v): 0.035; S ₈ (v): 0.124; CO: 0.174; H ₂ : 3.008; CO ₂ : 0.717; N ₂ : 57.247; Ar: 0.658; H ₂ O: 29.971		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	30.56 kg (fuga del 100%) 1.21 kg (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	192°C	
Presión (psi)	0.46 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	19.05 mm (fuga del 100%) 3.81 mm (fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.5	

Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.050942 kg/seg para 100% y 0.00203768 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 77 Datos de entrada Escenario DB-PARA2-3 (A) y DB-PARA2-3 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 8. U-2000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)		
Clave del escenario: DB-PARA2-3		
Nombre del escenario: Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador térmico.		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga de gas combustible en la línea de 4" de alimentación al quemador del Oxidador Térmico ocasionada por corrosión localizada.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S: 0.000; CO: 0.140; H ₂ : 14.767; N ₂ : 3.485; H ₂ O: 1.215; CH ₄ : 49.512; C ₂ H ₄ : 6.954; C ₂ H ₆ : 20.609; C ₃ H ₆ : 0.412; C ₃ H ₈ : 1.084; C ₄ H ₁₀ : 1.700; C ₅ H ₁₂ : 0.122		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	30.17 (fuga del 100%) 1.21 (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	38°C	
Presión (psi)	4.5 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	31.75 mm (fuga del 100%) 6.35 mm (fuga del 20%)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	2.0	

Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.502869 kg/seg para 100% y 0.020114 kg/seg para el 20% de fuga)



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PARA2-1 (A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de $\frac{3}{4}$ " en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 0.65 kg/cm² psig y una temperatura de 95°C en la alimentación de gas ácido, con una masa liberada de 42.28 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0704694 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 14.59 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanzan (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 18.25 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi a una distancia de 35.14m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor de STEL (10 ppm para H₂S) a 1009.5 y el valor de IDLH (100 ppm para H₂S) a 444.94 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA2-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de $\frac{3}{4}$ " en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 0.65 kg/cm² psig y una temperatura de 95°C en la alimentación de gas ácido, con una masa liberada de 1.69 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.002818 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 3.08 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 190.85 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 84.26 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA2-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de



alida del Condensador de Azufre Térmico EA-82003 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 0.46 kg/cm² psig y una temperatura de 195°C en los gases de salida del condensador de azufre, con una masa liberada de 30.56 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.050942 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.97 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) 346.92 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 168.2 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA2-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de alida del Condensador de Azufre Térmico EA-82003 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 0.46 kg/cm² psig y una temperatura de 195°C en los gases de salida del condensador de azufre, con una masa liberada de 549.48 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.915815 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 0.45 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 64.80 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 20.1 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PARA2-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador Térmico (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 4.5 kg/cm² psig y una temperatura de 90°C en la alimentación de gas combustible, con una masa liberada de 30.17 kg simulado en un tiempo de 1 minuto para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.502869 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 4.36 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 14.98 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 78 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
8. U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)												
DB-PARA2-1 (A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 100%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	18.25	14.45	11.89	8.19	1009.5	444.9
DB-PARA2-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	3.087	190.5.	84.26
DB-PARA2-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (fuga del 100%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.973	346.9	168.2
DB-PARA2-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	0.459	64.8	20.1
D DB-PARA2-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación	14.98	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	4.36	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
al quemador HI-82001 del Oxidador Térmico (fuga del 100%).												
DB-PARA2-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador Térmico (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.16	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. PAA.

Tabla II. 79 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. (PAA)			
16	GA-87103 A/B	DB-PAA-1 (A)	1. (A): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 20%).
		DB-PAA-1 (B)	1 (B): Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 100%).
	GA-87502 A/B/C	DB-PAA-1 (C)	1. (C): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%).
		DB-PAA-1 (D)	1 (D): Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 100%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 80 Datos de entrada Escenario DB-PAA-1 (A) y DB-PAA-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. (PAA)		
Clave del escenario: DB-PAA-1A/1B		
Nombre del escenario: Fuga/Ruptura en Bomba de Reflujo GA-87103 A/B del Agotador de Agua Amarga Fenólica.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga de 0.05"Ø/Ruptura de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Agua Amarga		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S, 3.9419; NH ₃ , 12.4391; HCN, 0.0235; Phenol, 0.0013; H ₂ O, 82.8814; CH ₄ S, 0.7127.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)*	0.796674 (Fuga) y 19.91688 (Ruptura)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	119	
Presión (psi)	93.87 (6.6 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)	-	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05" (Fuga) y 0.25" (Ruptura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.00132779 kg/seg para 20% de fuga y 0.0331948 kg/seg para el 100% de ruptura).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 81 Datos de entrada Escenario DB-PAA-1 (C) y DB-PAA-1 (D).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. PAA		
Clave del escenario: DB-PAA-1C/1D		
Nombre del escenario: Fuga/Ruptura en Bomba de Alimentación de Agua Amarga Fenólica GA-87502 A/B/C.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga de 0.05"Ø/Ruptura de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Agua Amarga		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S, 0.0725; NH ₃ , 0.1739; HCN, 0.0005; HCl, 0.0024; Phenol, 0.0011; H ₂ O, 99.7349; CH ₄ S, 0.0147.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)*	17.95026 (Fuga) y 448.7562 (Ruptura)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	51	
Presión (psi)	110.9 (7.8 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)	-	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05" (Fuga) y 0.25" (Ruptura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0299171 kg/seg para 20% de fuga y 0.747927 kg/seg para el 100% de ruptura).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PAA-1 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (Fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 93.87 psig y una temperatura de 119°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del acumulador de reflujo GA-87103 A/B, con una masa liberada de 0.796674 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.00132779 kg/s aproximadamente, formando una nube la cual no representa un grave peligro, por lo que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10 ppm para H₂S) a 10.52 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PAA-1 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102 (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 93.87 psig y una temperatura de 119°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del acumulador de reflujo GA-87103 A/B, con una masa liberada de 19.91688 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0331948 kg/s aproximadamente, formando una nube que no representa un grave peligro, por lo que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 90.50 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PAA-1 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502 (Fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 110.9 psig y una temperatura de 51°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica GA-87502 A/B, con una masa liberada de 17.95026 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es



el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0299171 kg/s aproximadamente, formando una nube que no representa un grave peligro, por lo que que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). Los efectos por un evento de pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 4.90 m (estabilidad 1.5/F). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 148.8 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 25.83 m. . Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PAA-1 (D). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 110.9 psig y una temperatura de 51°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica GA-87502 A/B, con una masa liberada de 448.7562 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.747927 kg/s aproximadamente, formando una nube que no representa un grave peligro, por lo que que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). Los efectos por un evento de jet fire y pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 26.95 m y de 11.67 m (estabilidad 1.5/F), respectivamente. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 773.5 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 120.2 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 82 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas.(PAA)												
DB-PAA-1 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	10.52	Nota
DB-PAA-1(B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 100%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	90.50	Nota
DB-PAA-1(C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%).	NA	NA	NA	4.90	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	148.8	25.83
DB-PAA-1 (D). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 100%).	26.95	NA	NA	11.67	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	773.5	120.2

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. PAA.

Tabla II. 83 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. (PAA)			
32	GA-87303 A/B	DB-PAA-2 (A)	2. (A): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 20%).
		DB-PAA-2(B)	2 (B): Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 100%).
	GA-87506 A/B/C	DB-PAA-2 (C)	2. (C): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 20%).
		DB-PAA-2 (D)	2 (D): Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 100%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 84 Datos de entrada Escenario DB-PAA-2 (A) y DB-PAA-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. (PAA)		
Clave del escenario: DB-PAA-2A/2B		
Nombre del escenario: Fuga/Ruptura en Bomba de Reflujo GA-87303 A/B del Agotador de Agua Amarga No Fenólicas.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga de 0.05"Ø/Ruptura de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Agua Amarga No Fenólica		
Componentes y % mol de la mezcla: H2S, 10.6813; NH3, 17.7551; H2O, 71.5636.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)*	0.732036 (Fuga); 18.3009 (Ruptura)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	114	
Presión (psi)	82.5 (5.8 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05" (Fuga) y 0.25" (Ruptura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.00122006 kg/seg para 20% de fuga y 0.0305015 kg/seg para el 100% de ruptura).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 85 Datos de entrada Escenario DB-PAA-2 (C) y DB-PAA-2 (D).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo:		
10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. (PAA)		
Clave del escenario: DB-PAA-2C/2D		
Nombre del escenario: Fuga/Ruptura en Bomba de Alimentación de Agua Amarga No Fenólica GA-87506 A/B/C.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga de 0.05"Ø/Ruptura de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Agua Amarga No Fenólica		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ S, 1.7008; NH ₃ , 1.6721; H ₂ O, 96.6271.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)*	20.30676 (Fuga) y 507.669 (Ruptura)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	54	
Presión (psi)	115.21 (8.1 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05" (Fuga) y 0.25" (Ruptura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> ___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0338446 kg/seg para 20% de fuga y 0.846115 kg/seg para el 100% de ruptura).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PAA-2 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 82.5 psig y una temperatura de 114°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del acumulador de reflujo GA-87303 A/B, con una masa liberada de 0.732036 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.00122006 kg/s aproximadamente, formando una nube la cual no representa un grave peligro, por lo que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10 ppm para H₂S) a 26.71 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PAA-2 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 82.5 psig y una temperatura de 114°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del acumulador de reflujo GA-87303 A/B, con una masa liberada de 18.3009 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0305015 kg/s aproximadamente, formando una nube la cual no representa un grave peligro, por lo que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10 ppm para H₂S) a 149.8 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 39.68 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PAA-2 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (Fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 115.21 psig y una temperatura de 54°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica GA-87506 A/B/C, con una masa liberada de 20.30676 kg simulado en un



tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0338446 kg/s aproximadamente, formando una nube la cual no representa un grave peligro, por lo que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10 ppm para H_2S) a 35.77 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PAA-2 (D). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 115.21 psig y una temperatura de 54°C durante la operación de la bomba de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica GA-87506 A/B/C, con una masa liberada de 507.669 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.846115 kg/s aproximadamente, formando una nube la cual no representa un grave peligro, por lo que no se reporta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL). En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10 ppm para H_2S) a 193.9 m y el valor de IDLH (100ppm para H_2S) a 54.64 m. Para este escenario no se reportan valores de afectación por radiación térmica y sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 86 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. PAA												
DB-PAA-2 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	26.71	Nota
DB-PAA-2 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 100%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	149.8	39.68
DB-PAA-2 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	35.77	Nota
DB-PAA-2 (D). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 100%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	193.9	54.64

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

11. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO₂. URA.

Tabla II. 87 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Evento		
11. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO ₂			
16	GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂)	DB-URA-1 (A)	1 (A): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (No. 1 y 2). (fuga del 100%).
		DB-URA-1 (B)	1 (B): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (No. 1 y 2). (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 88 Datos de entrada Escenario DB-URA-1 (A) y DB-URA-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 11 U-88100/U-88200 Planta Regeneradora de Amina, sin CO ₂ (URA)		
Clave del escenario: DB-URA 1A/1B		
Nombre del escenario: Fuga/Ruptura en Bomba GA-88101 A/B (amina rica sin CO2)		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga de 0.05"Ø/Ruptura de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2)		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Amina		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ , trazas; H ₂ O, 85.87%; NH ₃ , 0.01; H ₂ S, 3.45%; Metano, Etano, Propano, trazas; Amina (MDEA), 10.66%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	Ruptura (576.8454) , Fuga (23.07)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	66	
Presión (psig)	153.04 (10.76 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)	-	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05" (Fuga) y 0.25" (Ruptura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.961409 kg/seg para 100% y 0.0384563 kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-URA-1 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (No. 1 y 2). (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 153.04 psig y una temperatura de 66°C durante la operación de la bomba GA-88101 A/B de de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101, con una masa liberada de 576.8454 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.961409 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 30.98 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 25.75 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 21.24 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 15.48 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 7.59 m. Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 327.52 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 75.60 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-URA-1 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (No. 1 y 2) (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 153.04 psig y una temperatura de 66°C durante la operación de la bomba GA-88101 A/B de de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101, con una masa liberada de 23.07378 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.0384563 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 7.46 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 7.32 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.59m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.34 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 1.95 m. Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube



tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 53.05m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 12.85 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 89 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
11. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO ₂ (URA)												
DB-URA 1 (A).Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO2) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 100%).	30.98	25.75	NA	21.24	15.48	12.92	NA	NA	NA	7.59	327.52	75.60
DB-URA 1(B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO2) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 20%).	7.46	7.32	NA	6.59	5.34	NA	NA	NA	NA	1.95	53.05	12.85

NA.- No alcanzado.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO₂. URA.

Tabla II. 90 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO ₂ (URA)			
16	GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂)	DB-URA-2 (A)	2. (A): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (No.3 Y 4). (fuga del 100%).
		DB-URA-2 (B)	2 (B): Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (No.3 Y 4). (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 91 Datos de entrada Escenario DB-URA-2 (A) y DB-URA-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO ₂ (URA)		
Clave del escenario: DB-URA 2A/2B		
Nombre del escenario: Ruptura/ Fuga en Bomba GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂).		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga de 0.05"Ø/Ruptura de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4).		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Amina rica con CO ₂		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ , trazas; H ₂ O, 87.04%; N ₂ , trazas; H ₂ S, 2.10%; CO, trazas; CO ₂ , 0.11; Metano, Etano, Propano, trazas; Amina (MDEA), 10.75%.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	Ruptura (598.2); Fuga (24)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: ___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	53	
Presión (psi)	160.9 (11.31 kg/cm ²)	
Altura hidráulica (m)	-	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05" (Fuga) y 0.25" (Ruptura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> ___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.997001 kg/seg para 100% y 0.03988 kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-URA-2 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (No. 3 y 4). (Fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 160.9 psig y una temperatura de 53°C durante la operación de la bomba GA-88301 A/B de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (No. 3 y 4), con una masa liberada de 598.2 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.997001 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 30.4647 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 25.5847 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 21.8838 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 16.0149 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 7.50976 m. Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H₂S) a 201.75 m y el valor de IDLH (100ppm para H₂S) a 58.95 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-URA-2 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (No. 3 y 4). (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 160.9 psig y una temperatura de 53°C durante la operación de la bomba GA-88301 A/B de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (No. 3 y 4), con una masa liberada de 24 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.03988kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 7.56443m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 7.47573 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.79905 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.52802m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 1.98719 m. Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (10ppm para H_2S) a 37.9315m y el valor de IDLH (100ppm para H_2S) no se alcanzo. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 92 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO ₂ (URA)												
DB-URA-2 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO2) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 100%).	30.46	25.58	NA	21.88	16.01	13.48	NA	NA	NA	7.51	201.75	58.95
DB-URA-2 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO2) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 20%).	7.56	7.48	NA	6.80	5.53	NA	NA	NA	NA	1.99	37.93	NA

NA.- No alcanzado

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos. (I-C4).

Tabla II. 93 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)			
16	Evaluar las bombas GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (mezcla de butano), como representativas de los equipos dinámicos.	DB-I-C4-1 (A)	1 (A): Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 100%).
		DB-I-C4-1 (B)	1 (B): Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).
16	Evaluar las bombas de alimentación GA-23002 A/B a Estabilizador DS-23001 (mezcla de isobutano), como representativas de los equipos dinámicos.	DB- I-C4-2 (A)	2 (A): Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 100%).
		DB- I-C4-2 (B)	2 (B): Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 94 Datos de entrada Escenario DB-I-C4-1 (A) y DB-I-C4-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)		
Clave del escenario: DB- I-C4-1		
Nombre del escenario: Fuga en bomba GA-23001 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de mezcla de butano por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg. de diámetro, por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Mezcla de Butano		
Componentes y % mol de la mezcla: Isobutano, 1.13%; Butano, 98.07%; Neopentano 0.43%; Isopentano 0.37%.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	434.7228 por 100% de ruptura; 17.3889 por el 20% del área anular. *	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	39	
Presión (psi)	12.3kg/cm² = 174.906 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.724538 kg/seg para 100% y 0.0289815 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 95 Datos de entrada Escenario DB- I-C4-2 (A) y DB- I-C4-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)		
Clave del escenario: DB-I-C4-2		
Nombre del escenario: Fuga en bomba GA-23002 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga de mezcla de isobutano por ruptura total y por un orificio de 1/4 pulg de diámetro, por deterioro en sellos mecánico de la bomba GA-23002 A/B del Receptor de Estabilizador FA-23006 a Estabilizador DS-23001		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural: __, Urbana: __, Industrial: <u>X</u> , Marina: __, Otra: __.	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Mezcla de Isobutano		
Componentes y % mol de la mezcla: Hidrógeno, 1.6%; Metano, 0.44%; Etano, 3.39 %; Propano 25.96%; Isobutano, 61.96%; n-butano, 6.65%.		
Fase	Líquido	
Inventario (Kg)	536.80 por 100% de ruptura; 21.40 por el 20% del área anular.*	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca: __, Tierra húmeda: __, Concreto: <u>X</u> , Otra: __.	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: __, Horizontal: __, Esférico: __, Otro: <u>Sello de bomba</u>	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	21.1 kg/cm ² = 300.042 psig	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical: __, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo: __, Golpea contra: __	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.894679 kg/seg para 100% y 0.0357872 kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-I-C4-1 (A). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 174.906 psig y una temperatura de 39°C durante la operación de la bomba GA-23001 A/B, con una masa liberada de 434.7228 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de butano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (mezcla de butano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.724538 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 29.54 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 17.13 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 5.28 metros y una distancia máxima de 7.13 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-I-C4-1 (B). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 174.906 psig y una temperatura de 39°C durante la operación de la bomba GA-23001 A/B, con una masa liberada de 17.3889 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de butano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (mezcla de butano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0289815 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tiene una distancia de 6.32 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia 3.36 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 1.94 metros y una distancia máxima de 1.39 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi no se obtienen resultados. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-I-C4-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 300.042 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-23002 A/B, con una masa liberada de 536.80 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de isobutano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (mezcla de isobutano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.894679 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 27.96 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 15.68 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 5.44 metros y una distancia máxima de 8.27 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-I-C4-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 300.042 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-23002 A/B, con una masa liberada de 21.40 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de isobutano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (mezcla de isobutano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0357872 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tiene una distancia de 5.81 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no alcanza un registro. Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 2.02 metros y una distancia máxima de 1.61 m. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi no se obtienen resultados. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 96 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)												
DB-I-C4-1 (A). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 100%).	29.54	17.13	11.60	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.13	Nota	Nota
DB-I-C4-1 (B). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).	6.32	3.36	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.39	Nota	Nota
DB-I-C4-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 100%).	27.96	15.68	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.27	Nota	Nota
DB-I-C4-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 20%).	5.81	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.61	Nota	Nota

NA.- No alcanzado Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



14. U-22000 Planta de Alquilación. ALKY.

Tabla II. 97 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)			
16	Evaluar las bombas GA-22120 A/B (Butano) de fondos de tratadora KOH y las bombas GA-22102 A/B de efluente de asentador como representativas de los equipos dinámicos y de los accesorios estáticos.	DB-ALKY-1A DB-ALKY-1B	1A: Fuga en sellos de bomba GA-22120 A/B de fondos de tratadora KOH. 1B: Fuga en sellos de bomba GA-22102 A/B de efluente de asentador.
26	Evaluar el compresor de reposición de H ₂ GB-22001 A/B por manejar condiciones de operación más drásticas.	DB-ALKY-2	2: Fuga en sellos de compresor GB-22001 A/B que comprime Gas H ₂ .
32	Potencial formación de mezcla explosiva en el hogar del calentador BA-22101 (Calentador a fuego directo).	DB-ALKY-3	3: Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-22101.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 98 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-1A

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY).			
Clave del escenario: 1A			
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-22120 A/B			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga en sellos de GA-22120 A/B (BUTANO) de fondos de columna tratadora con KOH			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	
Temperatura ambiente (°C)	27	27	
Humedad relativa (%)	77	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> _, Marina:___, Otra:___		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5	
Estabilidad Pasquill	F	D	
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Butano			
Componentes y % mol de la mezcla: Butano, 100%			
Fase	Líquido		
Inventario (Kg)	382 (al 100%) y 15 (al 20%)*.		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	No aplica		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> _, Otra:___		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>		
Temperatura (°C)	38		
Presión (psi)	9.5 kg/cm² = 135 psig		
Altura hidráulica (m)	0		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura, 1/20 pulg es el 20%		
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___		
Elevación de la fuga (m)	1.0		

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.6371 kg/seg para 100% y 0.0254 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 99 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-1B

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 14. U-22000. Planta de Alquileración (ALKY).			
Clave del escenario: 1B			
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-22102 A/B			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga en sellos de GA-22102 A/B de Alquilerado con HF proveniente asentador de ácido FA-22104			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	
Temperatura ambiente (°C)	27	27	
Humedad relativa (%)	77	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5	
Estabilidad Pasquill	F	D	
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Alquilerado			
Componentes y % mol de la mezcla: Alquilerado+ HF			
Fase	Líquido		
Inventario (Kg)	516 (al 100%) y 23 (al 20%)*.		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	No aplica		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>		
Temperatura (°C)	38		
Presión (psi)	17 kg/cm² = 242 psig		
Altura hidráulica (m)	0		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura, 1/20 pulg es el 20%		
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___		
Elevación de la fuga (m)	1.0		

*Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.860 kg/seg para 100% y 0.0344 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 100 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)..			
Clave del escenario: 2			
Nombre del escenario: Fuga en sellos del Compresor BC-22001 A/B			
Descripción del escenario de riesgo			
Fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	
Temperatura ambiente (°C)	27	27	
Humedad relativa (%)	77	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> _, Marina:___, Otra:___		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5	
Estabilidad Pasquill	F	D	
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre: Hidrogeno			
Componentes y % mol de la mezcla: H2 100%			
Fase	Gas		
Inventario (Kg)	123.06 (al 100%) y 24.61 (al 20%)*.		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	No aplica		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> _, Otra:___		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>		
Temperatura (°C)	76		
Presión (psi)	31.3 kg/cm² = 445 psig		
Altura hidráulica (m)	0		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.5 pulg es el 100% para ruptura, 0.3 pulg es el 20%		
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___		
Elevación de la fuga (m)	1.0		

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.2066 kg/seg para 100% y 0.0470 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 101 Datos de entrada Escenario DB-ALKY-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)..			
Clave del escenario: 3			
Nombre del escenario: Explosión hogar de Calentador de aire BA-22101			
Descripción del escenario de riesgo			
Explosión hogar de Calentador BA-22101 por pérdida de Flama			
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.			
Condición	1	2	
Temperatura ambiente (°C)	27	27	
Humedad relativa (%)	77	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> _, Marina:___, Otra:___		
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa			
Condición	1	2	
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5	
Estabilidad Pasquill	F	D	
Sustancia peligrosa bajo estudio			
Nombre:			
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ O= 3.13%, N ₂ = 4.49%, CO= 0.18%, CO ₂ = 0.75%, H ₂ S 0.16%, H ₂ = 3.31%, C ₁ = 11.48%, C ₂ = 5.58%, =C ₂ = 5.49%, C ₃ = 5.68%, =C ₃ = 18.07%, IC ₄ = 8.36%, NC ₄ = 2.62%, IC ₄ = 3.95%, 13BD= 0.09%, =N1C ₄ = 3.23%, =T2C ₄ = 3.89%, =C ₂ C ₄ = 2.92%, IC ₅ = 4.39%, NC ₅ = 0.82%, =1C ₅ = 5.56%, C ₆ + = 8.53%.			
Fase	Gas		
Inventario (Kg)	900*		
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente			
Área del Dique (m²)	No aplica		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> _, Otra:___		
Datos del recipiente y características de la fuga			
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello de bomba</u>		
Temperatura (°C)	67		
Presión (psi)	2.0 kg/cm² = 28.5 psig		
Altura hidráulica (m)	0		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1.0 pulg es el 100% para ruptura, 0.2 pulg es el 20%		
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___		
Elevación de la fuga (m)	1.0		
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___		
Elevación de la fuga (m)	1 m		

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base un diámetro de fuga de 4 plg (15.0 kg/seg).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-ALKY-1A. Fuga en sellos de GA-22120 A/B (BUTANO) de fondos de columna tratadora con KOH. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 135.0 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba de fondos de columna tratadora con KOH GA-22120 A/B, con una masa liberada de 382 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.6371 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 27.92 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 16.15 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica no se obtienen resultados de los valores del STEL y IDLH. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALKY-1A. Fuga en sellos de GA-22120 A/B (BUTANO) de fondos de columna tratadora con KOH. Fuga del 20%.

Se consideró una presión manométrica de 135.0 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba de fondos de columna tratadora con KOH GA-22120 A/B, con una masa liberada de 15 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0254 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 5.95 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 3.14 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica no se obtienen resultados de los valores del STEL y IDLH. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALKY-1B. Fuga en sellos de GA-22102 A/B de Alquilado con HF proveniente asentador de ácido FA-22104. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 242.0 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba de alquilado con HF GA-214102 A/B proveniente de FA-22104, con una masa liberada de 516 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.860 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 32.17 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 18.75 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del STEL (3 ppm para HF) de 717.1 m y para el valor de IDLH (30 ppm para HF) de 42.09 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALKY-1B. Fuga en sellos de GA-22102 A/B de Alquilerado con HF proveniente asentador de ácido FA-22104. Fuga del 20%.

Se consideró una presión manométrica de 242.0 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba de alquilerado con HF GA-214102 A/B proveniente de FA-22104, con una masa liberada de 23 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0344 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.92 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 3.71 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica no se obtienen tampoco el valor del STEL, ni el valor de IDLH. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALKY-2. Fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 445.0 psig y una temperatura de 76 °C durante la operación del compresor de reposición de H₂ BC-22001 A/B, con una masa liberada de 123.0 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.2066 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 9.84 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 8.13 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 27.01 m y el nivel 1.0 psi se obtiene a 19.19 m. En el caso de nube tóxica no se reportan resultados. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALKY-2. Fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B. Fuga del 20%.



Se consideró una presión manométrica de 445.0 psig y una temperatura de 76 °C durante la operación del compresor de reposición de H₂ BC-22001 A/B, con una masa liberada de 24.61 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.047 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 8.17 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 6.7 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 23.9 m y el nivel 1.0 psi se obtiene a 17.53 m. En el caso de nube tóxica no se reportan resultados. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALKY-3. Explosión hogar de Calentador BA-22101 por perdida de Flama. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 28.5 psig y una temperatura de 67 °C en la operación de la corriente de entrada del horno a fuego directo BA-22101 hacia el hogar del calentador, lo cual genera una masa liberada de 900.0 kg simulado en un tiempo de 1 minuto del flujo a quemadores bajo el supuesto de perdida de flama. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 15.0 kg/s aproximadamente. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 490.0 m y el nivel 1.0 psi se obtiene a 260 m. En el caso de nube tóxica no se reportan resultados. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II.102 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV 3 ppm	IDLH 30 ppm
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0 psi			
14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY).												
DB-ALKY-1A. Fuga en sellos de GA-22120 A/B (BUTANO) de fondos de columna tratadora con KOH. Fuga del 100%.	27.92	16.15	10.92	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.764	Nota	Nota
DB-ALKY-1A. Fuga en sellos de GA-22120 A/B (BUTANO) de fondos de columna tratadora con KOH. Fuga del 20%.	5.95	3.14	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.34	Nota	Nota
DB-ALKY-1B. Fuga en sellos de GA-22102 A/B de Alquilado con HF proveniente asentador de ácido FA-22104. Fuga del 100%.	32.17	18.75	12.69	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.11	717.1	42.09
DB-ALKY-1B. Fuga en sellos de GA-22102 A/B de Alquilado con HF proveniente asentador de ácido FA-22104. Fuga del 20%.	6.92	3.71	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.36	Nota	Nota
DB-ALKY-2. Fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B. Fuga del 100%.	9.84	8.13	6.92	Nota	Nota	Nota	27.01	19.19	13.10	27.03	Nota	Nota
DB-ALKY-2. Fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B. Fuga del 20%.	8.17	6.7	5.51	Nota	Nota	Nota	23.94	17.53	13.23	23.23	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0 psi		3 ppm	30 ppm
DB-ALKY-3. Explosión hogar de Calentador de aire BA-22101 por perdida de Flama. Fuga del 100%.	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	490.0	260.0	114.57	Nota	Nota	Nota

Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

15. U-30000 Planta Coquizadora Retardada. PCR.

Tabla II. 103 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
15. U-30000, Planta de Coquización Retardada (PCR),			
16	Evaluar las bombas GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001) como representativas de los equipos dinámicos y de los accesorios estáticos.	DB-PCR-1A	1: Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001).
32	Potencial formación de mezcla explosiva en el hogar del calentador BA-31001 (Calentador a fuego directo de coque).	DB-PCR-2	2: Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-31001 de coque.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 104 Datos de entrada Escenario DB-PCR-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 15. U-30000, Planta de Coquización Retardada (PCR).		
Clave del escenario: 1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-31003 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en sello de la bomba GA-31003 A/B		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre:		
Componentes y % mol de la mezcla: Icosano (C ₂₀ H ₄₂)= 96.66%, Decano (C ₁₀ H ₂₂)-Icosano (C ₂₀ H ₄₂)= 2.29%, Pentano (C ₅ H ₁₂)-Decano (C ₁₀ H ₂₂)= 0.51% y H ₂ S= 0.54%.		
Fase	Líquida,	
Inventario (Kg)	38.3 *(al 100%), 1.53* (al 20%).	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello para bomba</u>	
Temperatura (°C)	425	
Presión (psi)	59.03	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Fuga de 0.25" en empaque de sello al 100% y 0.05" al 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1 m	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0638 kg/seg para 100% y 0.0025 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 105 Datos de entrada Escenario DB-PCR-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 15. U-30000, Planta de Coquización Retardada (PCR).		
Clave del escenario: 4		
Nombre del escenario: Perdida de flama en Horno de Calentadores a fuego Directo BA-31002.		
Descripción del escenario de riesgo		
Perdida de flama en el hogar de Horno BA-31002.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre:		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ O= 0.44%, Metano (CH ₄)= 35.94%, Etano (C ₂ H ₆)= 17.73%, Propano (C ₃ H ₈)= 0.28%, Propileno (C ₃ H ₆)= 1.09%, Etileno (C ₂ H ₄)= 16.74%, N ₂ = 14.15%, CO ₂ = 2.3%, CO= 0.58%, H ₂ S= 0.3% y H ₂ = 10.45%.		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	408	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Calentador</u>	
Temperatura (°C)	121	
Presión (psi)	128.01	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Descarga de línea 4" al 100%.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1 m	

* Se simulará un paso del 5% del flujo manejado durante 1 min: 625749 kg/h*0.05*1/60= 521 kg



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001). Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 59.03 psig y una temperatura de 425 °C durante la operación de la bomba GA-31003 ubicada en los fondos de la fraccionadora de coque (DF-31001) de la planta, con una masa liberada de 38.3 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0638 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.86 m (estabilidad 1.5/F), para 5 KW/m² no se obtuvieron resultado. Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-STEL (10ppm para H₂S) de 0.56 m, pero no se obtuvo un valor de IDLH (100ppm para H₂S). Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001). Fuga del 20%.

Se consideró una presión manométrica de 59.03 psig y una temperatura de 425 °C durante la operación de la bomba GA-31003 ubicada en los fondos de la fraccionadora de coque (DF-31001) de la planta, con una masa liberada de 1.53 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. Para esta tasa de material, no se obtuvieron resultados en los eventos de jet fire, sobrepresión y toxicidad.

DB-PCR-2. Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-31002 de coque. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 128.01 psig y una temperatura de 121.0 °C en la operación de la corriente de entrada del horno a fuego directo BA-31002 hacia el hogar del calentador, lo cual genera una masa liberada de 408.0 kg simulado en un tiempo de 1 minuto del flujo a quemadores bajo el supuesto de pérdida de flama. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 6.76 kg/s aproximadamente. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5psi se tiene a 380.0 m y el nivel 1.0 psi se obtiene a 200 m. En el caso de nube tóxica no se reportan resultados.



Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 106 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV 10 ppm	IDLH 100 ppm
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0 psi			
15. U-30000, Planta de Coquización Retardada (PCR).												
DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001). Fuga del 100%.	6.86	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.3	0.56	Nota
DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001). Fuga del 20%.	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	0.46	Nota	Nota
DB-PCR-2. Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-31002 de coque. Fuga del 100%.	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	380	200	87.9	14.19	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



16. U-79000 Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases. PTRG.

Tabla II. 107 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
16. U-79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).			
16	Evaluar las bombas GA-31028 A/B de reflujo de la debutanizadora (DF-31009) como representativas de los equipos dinámicos y de los accesorios estáticos.	DB-PTRG-1	1: Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la debutanizadora (DF-31009).
21	Evaluar la comunicación de un circuito de alta presión en la torre contactora de gas amargo (DT-31013) con un circuito de baja presión con en el tanque flash de amina rica (FA-31018).	DB-PTRG-2	2: Pérdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018.
26	Evaluar el compresor de gas húmedo GB-31001 A/B por manejar condiciones de operación más drásticas.	DB-TRG-3	3: Fuga en sellos de compresor GB-31001 A/B que comprime Gas Húmedo.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 108 Datos de entrada Escenario DB-PTRG-1

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 16. U- 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).		
Clave del escenario: 1		
Nombre del escenario: Fuga en Bomba GA-31028 A/B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en sello de la bomba GA-31028 A/B		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre:		
Componentes y % mol de la mezcla: Propano (C ₃ H ₈)= 40.23%, Propileno (C ₃ H ₆)= 18.62%, N-Butano (C ₄ H ₁₀)= 16.62%, Butileno (C ₄ H ₈)= 16.12%, I-Butano (C ₄ H ₁₀)= 4.67% y H ₂ S= 3.74%..		
Fase	Líquida,	
Inventario (Kg)	600* (al 100%), 24.04* (al 20%).	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Sello para bomba</u>	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	359.99	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Fuga de 0.25" en empaque de sello al 100% y 0.05" al 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1 m	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.001 kg/seg para 100% y 0.04006 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 109 Datos de entrada Escenario DB-PTRG-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 16. U-79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).		
Clave del escenario: 2		
Nombre del escenario: Fuga en tanque FA-31018		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en tubería de salida de vapores de amina flasheada del tanque flas amina rica FA-31018		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre:		
Componentes y % mol de la mezcla: Metano (CH ₄)= 51.66%, Etano (C ₂ H ₆)= 19.24%, Propileno (C ₃ H ₆)= 5.59%, H ₂ = 8.93% y H ₂ S= 14.58%.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	6030* (al 100%), 240* (al 20%).	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical: <u>X</u> , Horizontal:___, Esférico:___, Otro: ___	
Temperatura (°C)	56	
Presión (psi)	180.64	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Descarga de línea 3" al 100% y 0.6" al 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1 m	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (10.05 kg/seg para 100% y 0.402 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 110 Datos de entrada Escenario DB-PTRG-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 16. U-79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).		
Clave del escenario: 3		
Nombre del escenario: Fuga en descarga de compresor de 2da etapa GB-31001B		
Descripción del escenario de riesgo		
Fuga en tubería de descarga de gas seco en descarga de compresor GB-31001B		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación.		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	
Humedad relativa (%)	77	
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre:		
Componentes y % mol de la mezcla: Metano (CH ₄)= 35.13%, Etano (C ₂ H ₆)= 13.91%, Propano (C ₃ H ₈)= 8.04%, Pentano (C ₅ H ₁₂)= 9.31%, N-Butano (C ₄ H ₁₀)= 10.96%, H ₂ S= 11.68% y H ₂ = 10.97%.		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	832.92* (al 100%), 166.58* (al 20%).	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)		
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: <u>Tubería</u>	
Temperatura (°C)	126	
Presión (psi)	206.24	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Descarga de 57 m³ al 100% y 11.4m³ al 20%.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1 m	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.39 kg/seg para 100% y 0.273 kg/seg para el 20% de fuga). El flujo de 1.39 kg/seg, es equivalente a 5.7 m³/min que de acuerdo a lo señalado por la EPA (Smith, Reid. Centrifugal compressor wet seals oil degassing & control, Natural Gas Star annual workshop, Dever Colorado, April 2012) es el flujo esperado en fuga de sellos en compresores.



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la debutanizadora (DF-31009). Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 359.99 psig y una temperatura de 38 °C durante la operación de la bomba de reflujo de la debutanizadora GA-31028 A/B a la planta, con una masa liberada de 600 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.001 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 32.15 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 23.35 m (estabilidad 1.5/F). Por un evento de explosión para un nivel de sobrepresión de 0.5 psi se tiene una distancia de 27.78 m y para un nivel de sobrepresión de 1.0 psi se tiene una distancia de 19.61 m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-STEL (10ppm para H₂S) de 594.38 m y para el valor de IDLH (100ppm para H₂S) de 113.81 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la debutanizadora (DF-31009). Fuga del 20%.

Se consideró una presión manométrica de 359.99 psig y una temperatura de 38 °C durante la operación de la bomba de reflujo de la debutanizadora GA-31028 A/B a la planta, con una masa liberada de 24.04 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0400792 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.86 m (estabilidad 1.5/F), para 5 KW/m² no se obtuvieron resultado. Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-STEL (10ppm para H₂S) de 0.56 m, pero no se obtuvo un valor de IDLH (100ppm para H₂S). Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 180.64 psig y una temperatura de 56 °C



durante la operación de la torre contactora de gas DT-3103, con una masa liberada de 6030 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 10.051 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 66.16 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 48.18 m (estabilidad 1.5/F). Por un evento de explosión para un nivel de sobrepresión de 0.5 psi se tiene una distancia de 49.37 m y para un nivel de sobrepresión de 1.0 psi se tiene una distancia de 31.27 m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-STEL (10ppm para H₂S) a 14922 m, mientras que el valor de IDLH (100ppm para H₂S) se obtiene a 1892.2 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 20%.

Se consideró una presión manométrica de 180.64 psig y una temperatura de 56 °C durante la operación de la torre contactora de gas DT-3103, con una masa liberada de 240 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.4020 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 10.99 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 8.76 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-STEL (10ppm para H₂S) a 2183.4 m, mientras que el valor de IDLH (100ppm para H₂S) se obtiene a 327.24 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001B que comprime Gas Humedo. Fuga del 100%.

Se consideró una presión manométrica de 206.24 psig y una temperatura de 126 °C durante la operación del compresor de Gas Humedo GB-31001B, con una masa liberada de 832.92 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.39 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 22.39 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de



17.41 m (estabilidad 1.5/F). Por un evento de explosión para un nivel de sobrepresión de 0.5 psi se tiene una distancia de 23.39 m y para un nivel de sobrepresión de 1.0 psi se tiene una distancia de 17.23 m. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-STEL (10 ppm para H_2S) a 828.72 m, mientras que el valor de IDLH (100 ppm para H_2S) se obtiene a 324.53.2 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PCR-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001B que comprime Gas Humedo. Fuga del 20%.

Se consideró una presión manométrica de 206.24 psig y una temperatura de 126 °C durante la operación del compresor de Gas Humedo GB-31001B, con una masa liberada de 166.58 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.273 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 8.9 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 17.41 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. En el caso de nube tóxica se alcanza el valor del TLV-STEL (10ppm para H_2S) no se obtuvo un valor, pero para un valor de IDLH (100ppm para H_2S) la distancia es de 232.24 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 111 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV 10 ppm	IDLH 100 ppm
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0 psi			
16. Unidad 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).												
DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la deutanizadora (DF-31009). Fuga del 100%.	32.15	23.35	19.44	Nota	Nota	Nota	27.78	19.61	14.12	26.15	694.38	113.81
DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la deutanizadora (DF-31009). Fuga del 20%.	7.05	5.10	4.10	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	3.78	Nota	Nota
DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 100%.	66.16	48.18	40.21	Nota	Nota	Nota	49.37	31.27	19.12	67.6	14922	1892.2
DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 20%.	10.99	8.76	7.16	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.84	2183.4	327.24
DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001 A/B que comprime Gas Humedo. Fuga del 100%.	22.39	17.41	14.86	Nota	Nota	Nota	23.39	17.23	13.10	18.7	828.72	324.53
DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001B que comprime Gas	8.90	6.9	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.13	717.9	232.24



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV 10 ppm	IDLH 100 ppm
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0 psi			
Humedo. Fuga del 20%												

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno. PH.

Tabla II. 112 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)			
16	Válvula de línea de 10"	DB-PH-1 (A)	1 (A): Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001 (fuga del 100%).
		DB-PH-1 (B)	1 (B): Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001 (fuga del 20%).
23	Válvula de línea de 10"	DB-PH-2 (A)	2 (A): Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002 (fuga del 100%).
		DB-PH-2(B)	2 (B): Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002 (fuga del 20%).
24	Válvula de línea de 16"	DB-PH-3 (A)	3 (A): Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 100%).
		DB-PH-3 (B)	3 (B): Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 20%).
28	Válvula de línea de 18"	DB-PH-4 (A)	4 (A): Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 100%).
		DB-PH-4 (B)	4 (B): Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 113 Datos de entrada Escenario DB-PH-1 (A) y DB-PH-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 17. U-73000 Planta Productora de Hidrógeno (PH)		
Clave del escenario: DB-PH-1A/1B		
Nombre del escenario: Ruptura/Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador		
Descripción del escenario de riesgo:		
Ruptura/Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> _, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Corriente del Hidrogenador DC-73001		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ :2.90, N ₂ : 9.71; O ₂ :0.45; CO ₂ :2.39; CH ₄ :77.68; Etano: 8.24; Propano: 0.73.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	1136 (Ruptura) / 45 (Fuga)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> _, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: <u>X</u> _, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	350	
Presión (psi)	34.2 kg/cm ²	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1" (Ruptura) y 0.2" (Fuga)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.89309 kg/seg para 100% y 0.0757238 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 114 Datos de entrada Escenario DB-PH-2 (A) y DB-PH-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 17. U-73000 Planta Productora de Hidrógeno (PH)		
Clave del escenario: DB-PH-2A/2B		
Nombre del escenario: Ruptura/Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador		
Descripción del escenario de riesgo: Ruptura/Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Corriente de salida del desulfurador		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ : 2.01 , H ₂ O: 0.90, N ₂ : 9.76; CO ₂ : 0.29; CH ₄ :78.03; Etano: 8.28 , Propano:0.73		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	1071 (Ruptura) / 43 (Fuga)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: <u>X</u> , Esférico:___, Otro: ___	
Temperatura (°C)	380.8	
Presión (psi)	33.5 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1" (Ruptura) y 0.2" (Fuga)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.78547 kg/seg para 100% y 0.0714187 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 115 Datos de entrada Escenario DB-PH-3 (A) y DB-PH-3 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 17. U-73000 Planta Productora de Hidrógeno (PH)		
Clave del escenario: DB-PH-3A/3B		
Nombre del escenario: Ruptura/Fuga en bridas de 16"		
Descripción del escenario de riesgo: Ruptura/Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Corriente zdel Reformador de Vapor de Metano		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ : 52.28, H ₂ O: 26.17, N ₂ :1.97, CO ₂ :16.55; CH ₄ :3.03.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	561 (Ruptura) / 22 (Fuga)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___X___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	890	
Presión (psi)	26.4 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1" (Ruptura) y 0.2" (Fuga)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.934673 kg/seg para 100% y 0.0373869 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 116 Datos de entrada Escenario DB-PH-4 (A) y DB-PH-4 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 17. U-73000 Planta Productora de Hidrógeno (PH)		
Clave del escenario: DB-PH-4A/4B		
Nombre del escenario: Ruptura/Fuga en válvula de línea de 18".		
Descripción del escenario de riesgo: Ruptura/Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: ☒ , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Corriente de salida del Reactor DC-73004		
Componentes y % mol de la mezcla: H ₂ : 62.30, H ₂ O: 16.15, N ₂ :1.97; CO ₂ :16.55; CH ₄ :3.03.		
Fase	Vapor	
Inventario (Kg)	724 (Ruptura) / 29 (Fuga)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: ☒ , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: ☒ , Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	314.4	
Presión (psi)	25.3 kg/cm²	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1" (Ruptura) y 0.2" (Fuga)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.20688 kg/seg para 100% y 0.0482751 kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PH-1 (A). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001 del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 486.44 psig y una temperatura de 350°C durante la operación del Hidrogenador DC-73001, con una masa liberada de 1,136 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 1.89309 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 22.59 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 18.13 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 13.50 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 20.85 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 15.86 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software.. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PH-1 (B). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 486.44 psig y una temperatura de 350°C durante la operación del Hidrogenador DC-73001, con una masa liberada de 45 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0757238 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 3.30 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no alcanzo el piso Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 2.56 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 4.49 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 3.58 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software.. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-PH-1 (A). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 476 psig y una temperatura de 381 °C durante la operación del Desulfurador DC-73002, con una masa liberada de 1,071 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 1.78547 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 21.85 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 17.56 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 13.32 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 20.74 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 15.81 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software.. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PH-2 (A). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 476 psig y una temperatura de 381 °C durante la operación del Desulfurador DC-73002, con una masa liberada de 43 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.0714187 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 3.15 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no alcanza el piso. Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 2.53m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 4.47 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 3.56 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software.. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PH-3 (A). Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano



REH-73001. (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 376 psig y una temperatura de 890 °C durante la operación del Reformador de Vapor de Metano REH-73001, con una masa liberada de 561 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (mezcla de hidrógeno) que se liberaría a la atmósfera es de 0.163331 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 11.43 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 9.63 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 5.90 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 9.06 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 7.57 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PH-3 (B). Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 376 psig y una temperatura de 890 °C durante la operación del Reformador de Vapor de Metano REH-73001, con una masa liberada de 22 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (mezcla de hidrógeno) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0373869 kg/s aproximadamente. Para este evento no se presentan efectos de jet fire. Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 1.54 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 1.86 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 1.70 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-PH-4 (A). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004.. (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 360 psig y una temperatura de 314 °C durante la operación del Reactor DC-73004., con una masa liberada de 724 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.20688 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 14.75 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 12.45 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 11.21 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 16.22 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 13.36 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PH-4 (B). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004.. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 360 psig y una temperatura de 314 °C durante la operación del Reactor DC-73004., con una masa liberada de 29 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material se liberaría a la atmósfera es de 0.0482751 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 11.43 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 9.63 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 2.21 m. Para este evento no se presentan efectos de jet fire. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 3.26 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 2.77 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 117 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)												
DB-PH-1 (A). Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 100%).	22.59	18.13	16	Nota	Nota	Nota	20.85	15.86	12.51	13.50	NP	NP
DB-PH-1 (B) Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 20%).	3.30	NA	NA	Nota	Nota	Nota	4.49	3.58	2.96	2.56	NP	NP
DB- PH-2 (A). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 100%).	21.85	17.56	15.53	Nota	Nota	Nota	20.74	15.81	12.49	13.32	NP	NP
DB-PH-2 (B). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 20%).	3.15	NA	NA	Nota	Nota	Nota	4.47	3.56	2.95	2.53	NP	NP
DB-PH-3 (A). Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 100%).	11.43	9.63	NA	Nota	Nota	Nota	9.06	7.57	6.56	5.90	NP	NP
DB-PH-3 (B). Fuga en bridas de 16" en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001(fuga	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	1.86	1.70	1.58	1.54	NP	NP



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)												
del 20%).												
DB-PH-4 (A). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004. (fuga del 100%).	14.75	12.45	10.61	Nota	Nota	Nota	16.22	13.36	11.44	11.21	NP	NP
DB-PH-4 (B). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004. (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	3.26	2.77	2.45	2.21	NP	NP

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



Infraestructura de Servicios.

18. U-01000 Planta de Cogeneración.

Tabla II. 118 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
18 U-0100 Planta de Cogeneración.			
Ninguna	Ninguno	No aplica	No se identificaron escenarios



19. U-02000 Planta de Suministro de Agua.

Tabla II. 119 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
19 U-02000 Planta de Suministro de agua.			
Ninguna	Ninguno	No aplica	No se identificaron escenarios



20. U-03000 Planta de Pretratamiento de agua.

Tabla II. 120 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
20 U-03000 Planta de Pretratamiento de agua.			
Ninguna	Ninguno	No aplica	No se identificaron escenarios



21. U-04000 Planta Desmineralizadora de agua.

Tabla II. 121 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
21 U-04000 Plnata Desmineralizadora de agua.			
Ninguna	Ninguno	No aplica	No se identificaron escenarios



22. U-00500 Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.

Tabla II. 122 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
22. U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural			
16	Línea de 6" de salida del evaporador EA-10001	DB-SSGCGN-1 (A)	Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001 (Fuga del 100%)
		DB-SSGCGN-1 (B)	Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001 (Fuga del 20%)
21	Línea de 24" de salida del Acumulador de Combustible FA-10001	DB-SSGCGN-2 (A)	Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA-10001 (Fuga del 100%)
		DB-SSGCGN-2 (B)	Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA-10001 (Fuga del 20%)
34	Línea de 16" de distribución de gas natural a Plantas	DB-SSGCGN-3 (A)	Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (Fuga del 100%)
		DB-SSGCGN-3 (B)	Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (Fuga del 20%)



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 123 Datos de entrada Escenario DB-SSGCGN-1

Tabla N. 125 Datos de Entrada Escenario DB-SSGCGN-1		
Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 22 U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural		
Clave del escenario: DB-SSGCGN-1		
Nombre del escenario: Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga de gas licuado a presión en la válvula de purga de ¾" en la salida del evaporador de LPG EA-10001 debido a sobrepresión y falla de prensaestopas de válvula.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:__, Urbana:__, Industrial: __X__, Marina:__, Otra: __	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: LPG		
Componentes y % mol de la mezcla: C3H8: 0.600 C4H10: 0.400		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	253.15 (fuga del 100%) 0.421931	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:__, Tierra húmeda:__, Concreto: __X__, Otra: __	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:__, Horizontal:__, Esférico:__, Otro: __	
Temperatura (°C)	38°C	
Presión (psi)	5.0 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	19.05 mm (Fuga del 100%) 3.81 mm (Fuga del 20%).	
Dirección de la fuga	Vertical:__, Horizontal: __, Hacia abajo: __, Golpea contra: suelo__	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.421931 kg/seg para 100% y 0.0168772 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 124 Datos de entrada Escenario DB-SSGCGN-2

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 22 U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural		
Clave del escenario: DB-SSGCGN-2		
Nombre del escenario: Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾ de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001.		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾" en la línea de 24" de salida del Acumulador de Gas Combustible FA-10001 ocasionada por sobrepresión debido a falla del Controlador de Presión PIC-10021.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas combustible		
Componentes y % mol de la mezcla: CH4: 35.940; C2H6: 17.730; C2H4: 16.740; N2: 14.150; H2: 10.450; CO2: 2.30; C3H6: 1.090; CO: 0.580; H2O: 0.440; H2S: 0.300; C3H8: 0.280;		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	148.41 (fuga del 100%) 5.90 (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	34°C	
Presión (psi)	4.5kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	19.05 mm (Fuga del 100%) 3.81 mm (Fuga del 20%).	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra: suelo_	
Elevación de la fuga (m)	1.5	

Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.247353 kg/seg para 100% y 0.009894 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 125 Datos de entrada Escenario DB-SSGCGN-3

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 22 U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural		
Clave del escenario: DB-SSGCGN-3		
Nombre del escenario: Fuga de gas natural en válvula de purga de ¾" de la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas		
Descripción del escenario de riesgo: Fuga de gas natural en la línea de purga de distribución de gas natural a plantas ocasionada por represión y falla de empaque de válvula de purga.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gas Natural		
Componentes y % mol de la mezcla: CH4: 95.00; C3H6: 5.00		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	988.05 (fuga del 100%) 39.52 (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (°C)	30°C	
Presión (psi)	36 kg/cm²g	
Altura hidráulica (m)	0	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	19.05 mm (Fuga del 100%) 3.81 mm (Fuga del 20%).	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra: suelo	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (1.64675 kg/seg para 100% y 0.0658698 kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios

DB-SSGCGN-1 (A). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" salida del evaporador de LPG EA-10001 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 5.0 kg/cm² psig y una temperatura de 38°C en la salida de LPG, con una masa liberada de 253.15 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.421931 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 32.78 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 8.68 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 4.38 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 65.47 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi a una distancia de 49.14 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-SSGCGN-1 (B). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" salida del evaporador de LPG EA-10001 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 5.0 kg/cm² psig y una temperatura de 38°C en la salida de LPG, con una masa liberada de 10.12 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0168772 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 8.22 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-SSGCGN-2 (A). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10021ª en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA-10001 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 4.5 kg/cm² psig y una temperatura de 34°C en la línea de salida de gas combustible, con una masa liberada de 148.41 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.247353 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 38.34 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 4.32 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 1.52 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 57.01 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi a una distancia de 44.57 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-SSGCGN-2 (B). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10021A en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA-10001 (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 4.5 kg/cm² psig y una temperatura de 34°C en la línea de salida de gas combustible, con una masa liberada de 5.90 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.009894 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 8.54 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² tampoco se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-SSGCGN-3 (A). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 de la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 36.0 kg/cm² psig y una temperatura de 30°C en la línea de distribución de gas natural a plantas, con una masa liberada de 988.05



kg simulado en un tiempo de 1 minuto para evaluar una fuga continúa de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.64675 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 101.0 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 18.12 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 9.63 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 166.96 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi a una distancia de 136.14 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-SSGCGN-3 (B). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 de la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 36.0 kg/cm² psig y una temperatura de 30°C en la línea de distribución de gas natural a plantas, con una masa liberada de 39.52 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continúa de gas. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0658698 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) una distancia de 21.96 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 1.31 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no se alcanza (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 34.95 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi a una distancia de 28.06 m. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 126 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	12.5 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
22 U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural												
DB-SSGCCN-1 (A). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001. (fuga del 100%).	8.68	4.38	2.81	Nota	Nota	Nota	65.47	49.14	38.15	32.78	Nota	Nota
DB-SSGCCN-1 (B). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001. (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.22	Nota	Nota
DB-SSGCCN-2 (A). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾ de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001. (fuga del 100%).	4.32	1.52	NA	Nota	Nota	Nota	57.01	44.57	36.21	38.34	Nota	Nota
DB-SSGCCN-2 (B). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾ de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001. (fuga del 20%).	NA	NA	NA	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	8.54	Nota	Nota
DB-SSGCCN-3 (A). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas	18.12	9.63	6.15	Nota	Nota	Nota	166.96	136.14	115.39	101	Nota	Nota



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
natural a plantas (fuga del 100%).												
DB-SSCGN-1 (B). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 20%).	1.31	NA	NA	Nota	Nota	Nota	34.95	28.06	23.43	21.96	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



23. U-95000 Mezclado en Línea.

Tabla II. 127 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
23. U-95000 Mezclado en Línea			
16/17/25	GA-95004A	DB-ML-1 (A)	1. (A) Fuga de 0.25"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223 (fuga del 100%).
		DB-ML-1 (B)	1 (B): Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 128 Datos de entrada Escenario DB-ML-1 (A) y DB-ML-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 23. U-95000 Mezclado en Línea		
Clave del escenario: DB-ML-1 A/B		
Nombre del escenario: Fuga en sellos de bombas de Gasolinas FCC del TV-90222/90223.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: ☒ , Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gasolinas FCC		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	283.2426 (Ruptura) y 11.32968 (Fuga)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: ☒ , Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: ☒ , Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (°C)	20-38	
Presión (psi)	56.89 (4 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)	-	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.25" (Ruptura) y 0.05" (Fugas)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.472071 kg/seg para el 100% de ruptura y 0.0188828kg/seg para 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-ML-1 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223 (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 56.89 psig y una temperatura de 20 - 38°C durante la operación de la bomba de gasolinas GA-95004A, con una masa liberada de 283.2426 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.472071 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 27.56 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 19.34 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 48.85 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 31.27 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 19.04 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 28.22 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 19.85 m. Para este escenario no se obtienen resultados de afectación para el caso de nube tóxica., ya que no se tiene un compuesto tóxico dentro de la composición a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ML-1 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).

Se **consideró** una presión manométrica de 56.89 psig y una temperatura de 20 - 38°C durante la operación de la bomba de gasolinas GA-95004A, con una masa liberada de 11.32968 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.0188828 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.18 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 4.24 m (estabilidad 1.5/F). Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 14.09 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 9.95 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de destello (flash fire) Para este evento se



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 7.18 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 5.31 m. Para este escenario no se obtienen resultados de afectación para el caso de nube tóxica., ya que no se tiene un compuesto tóxico dentro de la composición a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 129 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
23. U-95000 Mezclado en Línea												
DB-ML-1 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223 (fuga del 100%).	27.56	19.34	15.57	48.85	31.27	21.57	28.22	19.85	14.22	19.04	Nota	Nota
DB-ML-1 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).	6.18	4.24	3.22	14.09	9.95	8.03	7.18	5.31	4.05	NA	Nota	Nota

Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

24. U-90000 Casas de Bombas.

Tabla II. 130 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Evento		
24. U-90000 Casa de Bombas			
16, 25	GA-90203 A/B/C	DB-CB-1 A	1. (A) Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 100%).
		DB-CB-1 B	1 (B).Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).
17, 25	GA-90304 A/B	DB-CB-2 A	2. (A) Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 100%).
		DB-CB-2B	2 (B): Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 131 Datos de entrada Escenario DB-CB-1 (A) y DB-CB-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 24. U-90000 Casa de Bombas		
Clave del escenario: DB-CB-1 A/B		
Nombre del escenario: Ruptura/Fuga en sellos de bombas de Gasolinas Terminadas.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: <u>X</u> _, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gasolinas terminadas		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Isomero: 8.70; Reformado: 35.30; Alquilado: 12.60; Gasolina de FCC: 35.50; Butano: 1; MTBE: 6.90.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	Ruptura (434.13); Fuga (17.36)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: <u>X</u> _, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: <u>X</u> _, Esférico:___, Otro: <u> </u>	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	133.70 (9.4 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05 para fugas y 0.25 para ruptura	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.723546 kg/seg para 100% y 0.0289419 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 132 Datos de entrada Escenario DB-CB-2 (A) y DB-CB-2 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 24. U-90000 Casa de Bombas		
Clave del escenario: DB-CB-2 A/B		
Nombre del escenario: Ruptura/ Fuga en sellos de bombas de LPG-PROPANO		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial:___X___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: LPG-PROPANO		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Etano: 0.03; Propano: 96.60; Propeno: 1.38 ; Butileno: 0.24; I-butano 1.01; N-Butano: 0.17; ; I-Buteno: 0.23 ; 1,3 Butadieno: 0.0018 ; T2 Buteno: 0.17 C2 Buteno: 0.17.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	Ruptura (461.46); Fuga (18.46)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___X___, Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	226.15 (15.90 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)	-	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	0.05 para fugas y 0.25 para ruptura	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___45°___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.769103 kg/seg para 100% y 0.0307641kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-CB-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 100%). (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 133.70 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas., con una masa liberada de 434.13 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continúa de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.723546 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 32.14m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 22.54 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 44.32 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 70.16 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 56.30 m.. Para este escenario no se obtienen resultados de afectación para el caso de nube tóxica., ya que no se tiene un compuesto tóxico dentro de la composición a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CB-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 133.70 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas., con una masa liberada de 17.36 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continúa de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.0289419 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 7.21 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.01 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) a una distancia máxima de 3.83 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 8.67 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 6.43 m Para este escenario no se obtienen resultados de afectación para el caso de nube tóxica., ya que no se tiene un compuesto tóxico dentro de la composición a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de



simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CB-2 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 226.15 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO, con una masa liberada de 461.46 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.769103 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 27.73 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 20.34 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 18.34 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 24.53 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 17.86 m. Para este escenario no se obtienen resultados de afectación para el caso de nube tóxica, ya que no se tiene un compuesto tóxico dentro de la composición a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-CB-2 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 226.15 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO, con una masa liberada de 18.46 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 0.0307641 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.03 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 4.36 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de destello (flash fire) Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 3.11 m. Para el evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 6.08 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 4.71 m. Para este escenario no se obtienen resultados de afectación para el caso de nube tóxica, ya que no se tiene un compuesto tóxico dentro de la composición a simular, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 133 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
24. U-90000 Casa de Bombas												
DB-CB-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas.. (fuga del 100%).	32.14	22.54	18.22	NA	NA	NA	70.16	56.30	46.99	44.32	NP	NP
DB-CB-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).	7.21	5.01	3.93	NA	NA	NA	8.67	6.43	4.93	3.83	NP	NP
DB-CB-2 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 100%).	27.73	20.34	17.01	NA	NA	NA	24.53	17.86	13.37	18.34	NP	NP
DB-CB-2 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 20%).	6.03	4.36	3.41	NA	NA	NA	6.08	4.71	3.79	3.11	NP	NP

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



25. Tanques de Almacenamiento.

Tabla II. 134 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
25. Tanques de Almacenamiento			
33,38,55, 56	TV-90201	DB-TALM-01	1 Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya TV-90201.
	TV-90237	DB-TALM-02	2 Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM TV-90237.
	TV-90245	DB-TALM-03	3 Incendio en tanque de almacenamiento de Diésel Ultra bajo en Azufre. TV-90245.
48	TE-90218/90219/90220/90221.	DB-TALM-4 (A)	4 (A) Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 100%).
		DB-TALM-4(B)	4 (B) Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 20%).
	TE-90210/90211/90212.	DB-TALM-5(A)	5 (A) Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 100%).
		DB-TALM-5(B)	5 (B) Fuga en línea de 8" e en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 20%).
	TE-90216	DB-TALM-6(A)	6 (A) Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 100%).
		DB-TALM-6(B)	6 (B) Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 135 Datos de entrada Escenario DB-TALM-01.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 25. Tanques de Almacenamiento		
Clave del escenario: DB-TALM-01		
Nombre del escenario: Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya		
Descripción del escenario de riesgo:		
Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya TV-90201.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X_, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Crudo Maya		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Fase	Líquida	
Inventario (bbl)	79,500 m3 (500,000 bbl)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X_, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: X_, Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (°C)	70 (diseño)	
Presión (psi)	1.99 (0.14 kg/cm²)diseño	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Dimensiones del Tanque: 3,360 (85,344 mm de Ø) 575.98 (14,630 mm de altura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: 45°, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 136 Datos de entrada Escenario DB-TALM-02.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 25. Tanques de Almacenamiento		
Clave del escenario: DB-TALM-02		
Nombre del escenario: Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM.		
Descripción del escenario de riesgo: Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM TV-90237.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X_, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM.		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Fase	Líquida	
Inventario (bbl)	31,800 m3 (200,000 bbl)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X_, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: X_, Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	35.56 (2.5 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Dimensiones del Tanque: 2,160 (54,864 mm de Ø) 575.98 (14,630 mm de altura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: 45°, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 137 Datos de entrada Escenario DB-TALM-03.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 25. Tanques de Almacenamiento		
Clave del escenario: DB-TALM-03		
Nombre del escenario: Incendio en tanque de almacenamiento de Diesel Ultra bajo en Azufre.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Incendio en tanque de almacenamiento de Diesel Ultra bajo en Azufre. TV-90245.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X_, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Diesel Ultra bajo en Azufre.		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Diesel: 100%		
Fase	Líquida	
Inventario (bbl)	31,800 m3 (200,000 bbl)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X_, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: X_, Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (°C)	55	
Presión (psi)	35.56 (2.5 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	Dimensiones del Tanque: 2,160 (54,864 mm de Ø) 575.98 (14,630 mm de altura)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> , Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 138 Datos de entrada Escenario DB-ALM-4A y DB-ALM-4B.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 25. Tanques de Almacenamiento		
Clave del escenario: DB-ALM-4 A/B		
Nombre del escenario: Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga/Ruptura en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Propano-Propileno		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Propano: 8; Propileno, 92		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)+	644.592 por 100% de ruptura, 25.78368 por el 20% del área anular.	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: X	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	432.39 (30.4 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: 45°, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0429728 kg/seg para 20% de fuga y 1.07432 kg/seg para el 100% de ruptura).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 139 Datos de entrada Escenario DB-ALM-5A y DB-ALM-5B.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 25. Tanques de Almacenamiento		
Clave del escenario: DB-ALM-5 A/B		
Nombre del escenario: Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga/Ruptura en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: LPG		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)+	409.3692 por 100% de ruptura, 16.37478 por el 20% del área anular.	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: X	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	177.79 (12.5 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: 45°, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0272913 kg/seg para 20% de fuga y 0.682282 kg/seg para el 100% de ruptura).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 140 Datos de entrada Escenario DB-ALM-6A y DB-ALM-6B.

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 25. Tanques de Almacenamiento		
Clave del escenario: DB-ALM-6 A/B		
Nombre del escenario: Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano.		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga/Ruptura en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano TE-90216.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre:Butano		
Componentes y % mol de la mezcla:		
Butano 100%		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)+	382.4388 por 100% de ruptura, 15.29754 por el 20% del área anular.	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: __, Esférico:___, Otro: X	
Temperatura (°C)	38	
Presión (psi)	135.12 (9.5 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1/4 pulg es el 100% para ruptura; 1/20 pulg es el 20% del área anular.	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: 45°, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.0254959 kg/seg para 20% de fuga y 0.637398 kg/seg para el 100% de ruptura).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-TALM-01. Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya TV-90201.

Se consideró una presión manométrica de 1.99 psig y una temperatura de 70°C durante la operación del tanque de almacenamiento de crudo maya TV-90201, con una masa liberada de 500,000 bbl simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de crudo maya. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (crudo maya) de quemado total es de 256.165 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 140.32 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² no se alcanza. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-TALM-02. Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM TV-90237.

Se consideró una presión manométrica de 35.56 psig y una temperatura de 38 °C durante la operación del tanque de almacenamiento de gasolina regular zona metropolitana TV-90201, con una masa liberada de 200,000 bbl simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de gasolina regular zona metropolitana. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (gasolina regular zona metropolitana) de quemado total de 203.338 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 111.42 m (estabilidad 1.5/F). y para 5 KW/m² no se alcanza. Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-TALM-03. Incendio en tanque de almacenamiento de Diésel Ultra bajo en Azufre. TV-90245.

Se consideró una presión manométrica de 35.56 psig y una temperatura de 55°C durante la operación del tanque de almacenamiento de diésel ultra bajo en azufre TV-



90201, con una masa liberada de 200,000 bbl simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de diésel ultra bajo en azufre. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (diésel ultra bajo en azufre) de quemado total de 105.864 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de Pool fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 96.97 m (estabilidad 1.5/F) Para el caso de sobrepresión de 0.5 psi y de 1.0 psi, no se obtienen resultados. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALM-4A. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 100%)

Se consideró una presión manométrica de 432.39 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la línea de alimentación a las Esferas de almacenamiento de mezcla de Propano-Propileno, con una masa liberada de 644.592 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continúa de mezcla de Propano-Propileno. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido (mezcla de propano-propileno) que se liberaría a la atmósfera es de 1.07432 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 31.73 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 23.33 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una altura máxima del fuego de 1.79 m y una distancia máxima de 20.71 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 37.16 m y de 1.0 psi se obtiene a 29.28 m. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALM-4B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 432.39 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la línea de alimentación a las Esferas de almacenamiento de mezcla de Propano-Propileno, con una masa liberada de 25.78368 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continúa de mezcla de Propano-Propileno. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material líquido (mezcla de propano-propileno) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0429728 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.95 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 5.07 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 7.11 m y de 1.0 psi se obtiene a 5.49 m. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALM-5A. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 177.79 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la línea de alimentación a las Esferas de almacenamiento de LPG, con una masa liberada de 409.3692 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de LPG. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (LPG) que se liberaría a la atmósfera es de 0.682282 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 26.27 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 19.28 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 23.78 m y de 1.0 psi se obtiene a 17.45 m. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALM-5B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 177.79 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la línea de alimentación a las Esferas de almacenamiento de LPG, con una masa liberada de 16.37478 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de LPG. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (LPG) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0272913 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 5.7 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 4.11 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 5.74 m y de 1.0 psi se obtiene a 4.43 m. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un



compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALM-6A. Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 135.12 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la línea de alimentación a las Esferas de almacenamiento de butano, con una masa liberada de 382.4388 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de butano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (butano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.637398 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 29.35 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 21.15 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 38.68 m y de 1.0 psi se obtiene a 30.10 m. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-ALM-6B. Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano TE-90216 (fuga del 20%)

Se consideró una presión manométrica de 135.12 psig y una temperatura de 38°C durante la operación de la línea de alimentación a las Esferas de almacenamiento de butano, con una masa liberada de 15.29754 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de butano. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material (butano) que se liberaría a la atmósfera es de 0.0254959 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 6.47 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 4.62 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión, para un nivel de 0.5 psi se tiene a 6.80 m y de 1.0 psi se obtiene a 5.05 m. En este escenario no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 141 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flas h Fire (m) Frac. LFL	Toxicida d (m)		
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH	
	1.4 kW/ m²	5 kW/ m²	12.5 kW/ m²	1.4 kW/m²	5 kW/ m²	12.5 kW/ m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0ps i				
25. Tanques de Almacenamiento													
DB-TALM-01. Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya TV-90201.	NA	NA	NA	140.23	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	Nota	Nota	
DB-TALM-02. Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM TV-90237.	NA	NA	NA	111.42	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	Nota	Nota	
DB-TALM-03. Incendio en tanque de almacenamiento de Diésel Ultra bajo en Azufre. TV-90245.	NA	NA	NA	96.97	Nota	Nota	NA	NA	NA	NA	Nota	Nota	
DB-ALM-4A. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 100%).	31.73	23.33	19.54	Nota	Nota	Nota	37.16	29.28	23.98	20.71	Nota	Nota	
DB-ALM-4B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 20%).	6.95	5.07	4.09	Nota	Nota	Nota	7.11	5.49	4.41	Nota	Nota	Nota	
DB-ALM-5A. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 100%).	26.27	19.28	16.13	Nota	Nota	Nota	23.78	17.45	13.19	Nota	Nota	Nota	
DB-ALM-5B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de	5.70	4.11	3.13	Nota	Nota	Nota	5.74	4.43	3.56	Nota	Nota	Nota	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Radiación						Explosión			Flas h Fire (m) Frac. LFL	Toxicida d (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 kW/ m²	5 kW/ m²	12.5 kW/ m²	1.4 kW/m²	5 kW/ m²	12.5 kW/ m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0ps i			
25. Tanques de Almacenamiento												
almacenamiento de LPG TE- 90210/90211/90212. (fuga del 20%).												
DB-ALM-6A. Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 100%).	29.3 5	21.15	17.4 7	Nota	Not a	Not a	38.6 8	30.1 0	24.3 3	27.9 4	Not a	Not a
DB-ALM-6B. Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esfera de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 20%).	6.47	4.62	3.64	Nota	Not a	Not a	6.80	5.05	3.88	Not a	Not a	Not a

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



26. Trampas de Diablos.

Tabla II. 142 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
26. Trampas de Diablos			
16, 17	Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201	DB-PM-01 (A)	1 (A): Fuga en línea de 12 “del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 100%).
		DB-PM-01 (B)	1 (B): Fuga en línea de 12 “del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 143 Datos de entrada Escenario DB-PM-1 (A) y DB-PM-1 (B).

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 26. Trampas de Diablos Patín de Medición Propano/LPG		
Clave del escenario: DB-PM-1 A/B		
Nombre del escenario: Ruptura/Fuga en línea de 12 " del Patín de Medición Propano/LPG		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201.		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (°C)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___, Industrial: X_, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Propano/LPG		
Componentes y % mol de la mezcla: Etano: 0.03; Propano: 96.60; Propeno 1.38 ; Butileno: 0.24; i-butano 1.01; n-butano 0.17; ; i-buteno 0.23 ; 1,3 butadieno 0.0018 ; T2 buteno.0.17 C2 buteno 0.17.		
Fase	Líquida	
Inventario (Kg)	Ruptura (7383); Fuga (295)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto: X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga		
Tipo de recipiente	Vertical:___, Horizontal: X_, Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (°C)	70	
Presión (psi)	441 (31 kg/cm²)	
Altura hidráulica (m)		
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	1" (Ruptura) y 0.2" (Fuga)	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal: <u>45°</u> _, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	1.0	

+ Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (12.3056 kg/seg para 100% y 0.492226 kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-PM-1 (A). Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 441 psig y una temperatura de 70°C durante la operación del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201., con una masa liberada de 7,383 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material líquido que se liberaría a la atmósfera es de 12.3056 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 99.5781 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 71.5669 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 110.612 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 182.677 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 149.282 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software.. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-PM-1 (B). Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 441 psig y una temperatura de 70°C durante la operación del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201., con una masa liberada de 295 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.492226 kg/s aproximadamente. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 22.5496 m (estabilidad 1.5/F) y para 5 KW/m² a una distancia de 16.5942 m (estabilidad 1.5/F). Para este evento se obtienen resultados de destello (flash fire) con una distancia máxima de 13.4344 m. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 21.6922 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 16.3195 m. En el caso no existe nube tóxica ya que no se encuentra un compuesto tóxico en la composición de la corriente a simular, como se manifiestan en los reportes de software.. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios



de afectación graficados.

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 144 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0psi			
26. Trampas de diablos												
DB-PM-1 (A). Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201 .(fuga del 100%).	99.58	71.57	59.49	N/A	N/A	N/A	182.7	149.3	126.8	110.6	NP	NP
DB-PM-1 (B) Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).	22.55	16.59	13.89	N/A	N/A	N/A	21.69	16.32	12.71	13.4	NP	NP

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso.

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



27. U-80000 Desfogues.

Tabla II. 145 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
27 U-80000 Desfogues			
10	Evaluar la válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B, como representativa del desgaste en materiales.	DB-UD-01 (A)	1 (A): Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B. (fuga del 100%).
		DB-UD-01 (B)	1 (A): Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B. (fuga del 20%).
48	Evaluar el quemador QE-80101 A/B (Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos) en el caso extraordinario de apagado de quemador, como representativo del escenario más crítico.	DB-UD-02 (A)	2 (A): Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).
		DB-UD-02 (B)	2 (B): Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).
53	Evaluar el quemador QE-80301 A/B (Desfogue de gas ácido) en el caso extraordinario de apagado de quemador, como representativo del escenario más crítico.	DB-UD-03 (A)	3 (A): Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).
		DB-UD-03 (B)	3 (B): Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Datos de entrada para las simulaciones con el software PHAST.

Tabla II. 146 Datos de entrada Escenario DB-UD-01

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 27. U-80000 Desfogues		
Clave del escenario: DB-UD-01		
Nombre del escenario: Fuga en el Tanque separador del sistema de desfogue FA-80701 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (OC)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___X___, Industrial:___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Corrientes ligeras de HC		
Componentes y % mol de la mezcla: C1 80%, C2 10%, C3 5% y C4 5%		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	164* (100%); 7* (fuga del 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___X___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga (toxicidad-sobrepresión)		
Tipo de recipiente	Vertical:___X___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (OC)	35	
Presión (psi)	5.0 kg/cm ² = 71.1 psig	
Altura hidráulica (m)	NA	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	3/4 pulg es el 100% para ruptura, 0.15 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___, Horizontal:___X___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	4.0	

* Corresponde a la cantidad liberada en 10 minutos tomando como base el flujo que sale por el orificio de acuerdo a la simulación en PHAST (0.273023 kg/seg para 100% y 0.0109209 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 147 Datos de entrada Escenario DB-UD-02

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 27. U-80000 Desfogues		
Clave del escenario: DB-UD-02		
Nombre del escenario: Desfogue corrientes de proceso al quemador elevado QE-80101		
Descripción del escenario de riesgo:		
Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (OC)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm ²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:___ X ___, Industrial:___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Corrientes ligeras de HC		
Componentes y % mol de la mezcla: C1 80%, C2 10%, C3 5% y C4 5%		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	1,869* (fuga 100%); 75* (fuga 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m ²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:___ X ___, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga (jetfire)		
Tipo de recipiente	Vertical:___ X ___, Horizontal:___, Esférico:___, Otro:___	
Temperatura (OC)	35	
Presión (psi)	5.0	
Altura hidráulica (m)	NA	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	20 pulg es para el 100% de fuga, 4 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:___90°___, Horizontal:___, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	100	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base el flujo que sale por el diámetro considerado de acuerdo a la simulación en PHAST (31.146 kg/seg para 100% y 1.24584 kg/seg para el 20% de fuga).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 148 Datos de entrada Escenario DB-UD-03

Organismo/Centro de trabajo/Planta o área de trabajo: 27. U-80000 Desfogues		
Clave del escenario: DB-UD-03		
Nombre del escenario: Desfogue corrientes de proceso al quemador elevado QE-80301 A/B		
Descripción del escenario de riesgo:		
Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama		
Condiciones atmosféricas y zona de localización de la instalación		
Condición	1	2
Temperatura ambiente (OC)	27	27
Humedad relativa (%)	77	77
Presión atmosférica (Kg/cm²)	1.033	1.033
Zona Tipo	Rural:___, Urbana:_ X __, Industrial:___, Marina:___, Otra:___	
Condiciones meteorológicas al momento de la fuga de la sustancia peligrosa		
Condición	1	2
Velocidad del viento (m/s)	1.5	5.5
Estabilidad Pasquill	F	D
Sustancia peligrosa bajo estudio		
Nombre: Corrientes ligeras de HC amargos		
Componentes y % mol de la mezcla: C1 80%, C2 10%, C3 3% y H2S 7%		
Fase	Gas	
Inventario (Kg)	1,808.5 (fuga 100%); 72.5* (fuga 20%)	
Características del sitio en el que se encuentra el recipiente		
Área del Dique (m²)	No aplica	
Tipo de Superficie	Tierra seca:___, Tierra húmeda:___, Concreto:_X __, Otra:___	
Datos del recipiente y características de la fuga (jetfire)		
Tipo de recipiente	Vertical:_X, Horizontal:___, Esférico:___, Otro: _	
Temperatura (OC)	35	
Presión (psi)	5.0	
Altura hidráulica (m)	NA	
Diámetro (fuga o ruptura) (pulgadas)	20 pulg es para el 100% de fuga, 4 pulg es el 20% para fuga	
Dirección de la fuga	Vertical:_90°, Horizontal:_ __, Hacia abajo:___, Golpea contra:___	
Elevación de la fuga (m)	100	

* Corresponde a la cantidad liberada en 1 minuto tomando como base el flujo que sale por el diámetro considerado de acuerdo a la simulación en PHAST (30.1392 kg/seg para 100% y 1.20557 kg/seg para el 20% de fuga).



Resultados del Análisis de Consecuencias.

Escenarios.

DB-UD-01 (A). Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 71.1 psig y una temperatura de 35°C durante la operación del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701 A/B, con una masa liberada de 164 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.273023 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 7.57 m con respecto al punto de emisión. Los efectos por un evento de jet fire para un nivel de radiación térmica de 1.4 KW/m² se tienen a una distancia de 7.82 m (estabilidad 1.5/F) y no se alcanza una radiación para 5 KW/m² (estabilidad 1.5/F). Para este evento no se obtienen resultados de efectos por sobrepresión y toxicidad, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-UD-01 (B). Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 71.1 psig y una temperatura de 35°C durante la operación del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701 A/B, con una masa liberada de 7 kg simulado en un tiempo de 10 minutos para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 0.0109209 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 1.65 m con respecto al punto de emisión. Para este evento no se obtienen resultados de efectos por radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-UD-02 (A). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 5.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación del quemador elevado QE-80101, con una masa liberada de 1869 kg simulado en un tiempo de un minuto para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:



La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 31.146 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 272.601 m con respecto al punto de emisión. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 63.48 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 36.61 m. Para este evento no se obtienen resultados de efectos por radiación térmica y toxicidad, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-UD-02 (B). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 5.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación del quemador elevado QE-80101, con una masa liberada de 75 kg simulado en un tiempo de un minuto para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.24584 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 58.19 m con respecto al punto de emisión. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 30.86 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 18.98 m. Para este evento no se obtienen resultados de efectos por radiación térmica y toxicidad, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.

DB-UD-03 (A). Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).

Se consideró una presión manométrica de 5.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación del quemador elevado QE-80301 A/B, con una masa liberada de 1808.5 kg simulado en un tiempo de un minuto para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 30.1392 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 256.93 m con respecto al punto de emisión. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 60.78 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 35.15 m. Para este evento no se obtienen resultados de efectos por radiación térmica y toxicidad, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



DB-UD-03 (B). Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).

Se consideró una presión manométrica de 5.0 psig y una temperatura de 35°C durante la operación del quemador elevado QE-80301 A/B, con una masa liberada de 72.5 kg simulado en un tiempo de un minuto para evaluar una fuga continua de carga fresca. El evento planteado es el siguiente:

La tasa de material que se liberaría a la atmósfera es de 1.20557 kg/s aproximadamente, formando una nube que presenta su fracción del límite inferior de inflamabilidad (LFL) hasta una distancia de 56.57 m con respecto al punto de emisión. Para este evento se obtienen resultados de sobrepresión de 0.5 psi a una distancia de 29.65 m, en tanto que para una sobrepresión de 1.0 psi se tiene a una distancia de 18.32 m. Para este evento no se obtienen resultados de efectos por radiación térmica y toxicidad, como se manifiestan en los reportes de software. Para mayores detalles de la corrida de simulación y de los respectivos radios de afectación graficados respectivamente.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Resumen de resultados de Radios Potenciales de Afectación.

Tabla II. 149 Resultados de estimación de consecuencias con el software PHAST
(Radios de Afectación. 1.5/F)

Escenario	Radiación						Explosión			Flash Fire (m) Frac. LFL	Toxicidad (m)	
	Jet Fire (m)			Pool Fire (m)			Sobrepresión (m)				TLV	IDLH
	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	1.4 KW/m²	5 KW/m²	125 KW/m²	0.5 psi	1.0 psi	3.0 psi			
27. U-80000 Desfogues												
DB-UD-01 (A). Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B (fuga del 100%).	7.82	N/A	N/A	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	7.57	Nota	Nota
DB-UD-01 (B). Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B (fuga del 20%).	N/A	N/A	N/A	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	Nota	1.65	Nota	Nota
DB-UD-02 (A). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).	N/A	N/A	N/A	Nota	Nota	Nota	63.48	36.61	18.55	272.60	Nota	Nota
DB-UD-02 (B). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).	N/A	N/A	N/A	Nota	Nota	Nota	30.86	18.98	10.99	58.19	Nota	Nota
DB-UD-03 (A). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).	N/A	N/A	N/A	Nota	Nota	Nota	60.78	35.15	17.92	256.93	Nota	Nota
DB-UD-03 (B). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).	N/A	N/A	N/A	Nota	Nota	Nota	29.65	18.32	10.71	56.57	Nota	Nota

NA.- No alcanzado. NP.- No peligroso. Nota: El simulador PHAST no reporta resultados.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

En los Anexos 8 y 9 se incluyen las memorias de cálculo y las representaciones gráficas de los escenarios de riesgos planteados, mostrando las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo para los parámetros de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, según aplica, para cada uno de los escenarios considerados.

Resulta importante tener en cuenta que el conjunto de eventos simulados en el presente estudio aunque reflejan distancias de afectación significativas, se han modelado bajo las peores condiciones y sin considerar las medidas preventivas y mitigantes señaladas a lo largo del estudio. Con la activación / actuación de estas medidas, se reducirá el nivel de riesgo de estos escenarios de manera significativa.



28. U-0100 Sistema Contraincendio.

Tabla II. 150 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
28 U-0100 Sistema Contraincendio			
8	Lineas y recipientes de manejo de agua	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Filtros de solidos	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
21	Sistema de bombeo de agua	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias

Resultados del Análisis de Consecuencias.

No se presentan resultados de Analisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.



29. U-00600 Aire de Instrumentos y de plantas.

Tabla II. 151 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
29 U-00600 Aire de instrumentos y plantas			
8	Lineas y recipientes de manejo de aire	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Filtros de solidos	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
21	Sistema de compresión de aire	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias

Resultados del Análisis de Consecuencias.

No se presentan resultados de Analisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.



30. U-00200 Torres de agua de enfriamiento.

Tabla II. 152 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
30 U-00200 Torres de Agua de Enfriamiento			
8	Lineas y recipientes de manejo de agua	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Filtros de solidos	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
21	Sistema de bombeo de agua	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias

Resultados del Análisis de Consecuencias.

No se presentan resultados de Analisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.



31. U-07000 Recuperación y Tratamiento de Condensados.

Tabla II. 153 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
31 U-07000 Recuperación y tratamiento de condensados			
2	Separador FA-07002, Fuga	No aplica	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
21	Separador FA-07002, Cambio de presión	No aplica	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
32	Paquete de Arranque Caldera	No aplica	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias

Resultados del Análisis de Consecuencias.

No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

32. U-09000 Almacenamiento y Recibo de Ácido sulfúrico y sosa cáustica.

Tabla II. 154 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
32 U-09000 Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica			
16	TV-85101 Ac sulfurico	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
16	TV-85201 Sosa cáustica	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Bomba GA-85101 A/B Recibo Ác sulfúrico	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Bomba GA-85102 A/B, Dist. Ác. sulfúrico	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Bomba GA-85201 A/B, Recibo Sosa cáustica	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Bomba GA-85202 A/B, GA- 85203 A/B, Dist.Sosa cáustica	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
21	Área de distribución	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
29, 30, 31	Área tanques de ácido sulfúrico	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias
45	Área tanques de ácido sulfúrico	No aplica	Riesgo Tolerable Tipo D No se realiza Estimación de Consecuencias

Resultados del Análisis de Consecuencias.

No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Tolerable, Tipo D.



33. U-86000 Tratamiento de efluentes.

Tabla II. 155 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
33 U-86000 Planta Tratamiento de Efluentes			
8	Lineas y recipientes de manejo de agua	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
16	Filtros de solidos	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias
21	Sistema de bombeo de agua	--	Riesgo Aceptable con Controles Tipo C No se realiza Estimación de Consecuencias

Resultados del Análisis de Consecuencias.

No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.



34. Edificaciones.

Tabla II. 156 Escenarios para estimación de consecuencias con el software PHAST

Trazabilidad con Lista de Verificación		Identificación	Escenario propuesto
Pregunta	Equipo		
34. Edificaciones			
Ninguna	Ninguno	--	No se identifican escenarios



II.2 Interacciones de riesgo.

Con base en los resultados de la simulación de los escenarios dados en el punto II.1, se describen las posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones en estudio con respecto a la zona de alto riesgo, para esto se tomaron en cuenta los escenarios planteados para estimación de consecuencias. Ver tabla II.XX de resultados de estimación de consecuencias.

Para el Análisis y Evaluación de Posibles Interacciones de riesgo dentro y fuera de la instalación en la zona de alto riesgo se utilizan para radiación 5 KW/m^2 y para sobrepresión 1.0 psi.



Plantas de Proceso.

1 U-11000 Planta de Destilación Combinada. (UDC).

DB-COMB-1-1 (A). Fuga de crudo en en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría con los siguientes equipos: aerofriadores EC-11003, EC-11004 A/B y EC-11005 A-G; los tanques separadores FA-11001, FA-11002, FA-11003, FA-11004, FA-11015, FA-11016, FA-11018, FA-11019, FA-11020, FA-11022 y FA-11023; las bombas GA-11001 A/B/C, GA-11002 A/B, GA-11003 A/B, GA-11004 A, GA-11023 A/B, GA-11024 A/B, GA-11029 A/B y GA-11034 A/B; el paquete SPE-11004; equipo diverso LN-11001; sala de control; plataforma de PSV's; así como los intercambiadores de calor EA-11006 A/B/C/D, EA-11007 A/B, EA-11008 A/B/C/D, EA-11009 A/B, EA-11010 A/B/C, EA-11011 A/B, EA-11012, EA-11013, EA-11014 A/B, EA-11015 A/B, EA-11039 A/B, 11040 A/B y EA-11041 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-COMB-1-1 (B). Fuga de crudo en en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría con los siguientes equipos: aerofriadores EC-11003, EC-11004 A/B y EC-11005 A-G; los tanques separadores FA-11001, FA-11002, FA-11003, FA-11004, FA-11015, FA-11016, FA-11019, FA-11020, FA-11022 y FA-11023; las bombas GA-11001 A/B/C, GA-11002 A/B, GA-11003 A/B, GA-11004 A, GA-11023 A/B, GA-11024 A/B, GA-11029 A/B y GA-11034 A/B; así como los intercambiadores de calor, EA-11011 A/B, EA-11012, EA-11013, EA-11039 A/B y EA-11040 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-COMB-1-2 (A). Fuga de nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería. (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría con los siguientes equipos: la torre DF-11004, el separador FA-11008 así como las bombas GA-11009 A/B, GA-11014 A/B, GA-11027 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².



DB-COMB-1-2 (B). Fuga de nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al límite de batería. (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 20% ocurre, Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría la misma bomba afectada GA-11027 A/B y las bombas aledañas GA-11014 A, y GA-11009-A. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-COMB-1-3 (A). Fuga de nafta ligera atmosférica reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre. (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría con los siguientes equipos: la torre DF-11004, el separador FA-11008 así como las bombas GA-11009 A/B, GA-11014 A/B, GA-11027 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-COMB-1-3 (B). Fuga de nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre. (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría la misma bomba afectada GA-11009 A/B y las bombas aledañas GA-11010 B, y GA-11027-A. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-COMB-2 (A). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 100 %).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría con los siguientes equipos: aerofriador EC-11006; Al tanque separador FA-11013 así como el intercambiador de calor EA-11006 A/B/C/D, EA-11007 A/B, EA-11008 A/B/C/D, EA-11009 A/B, EA-11033. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².



DB-COMB-2 (B). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 20 %).

Para este escenario planteado lo existen afectaciones ya sea por radiación térmica o por efectos de sobrepresión.

DB-COMB-3-1. Explosión en el hogar del Calentador BA-11001 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica.

Si la falla catastrófica ocurre, no habría afectaciones por radiación, pero si efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría con los siguientes equipos aereoenfriadores EC-11001 A-P, EC-11002 A-P y EC-11005 A-G; Calentadores de a fuego directo BA-11001 A/B, BA-11002 A/B los tanques separadores FA-11006, FA-11007; FA-11011, FA-11013 los filtros FG-11001 A/B, FG-11002 A/B, FG-11003 A/B, FG-11004 A/B, FG-11005 A/B, FG-11006 A/B, FG-11007 A/B, las bombas GA-11005 A/B; GA-11006 A/B, GA-11007 A/B, GA-11008 A/B, GA-11009 A/B, GA-11010 A/B, GA-11011 A/B, GA-11012 A/B, GA-11013 A/B, GA-11014 A/B, GA-11015 A/B/C, GA-11016 A/B, GA-11017 A/B, GA-11018 A/B/C, GA-11019 A/B, GA-11020 A/B, GA-11021 A/B, GA-11022 A/B, GA-11027 A/B, GA-11035 A/B, el paquete SPE-11005; SPE-11006, el compresor GB-11001, equipo diverso LN-11002; Subestación eléctrica, Las torres; DF-11001, DF-11002, DF-11003, DF-11004, plataforma de PSV´s así como los intercambiadores de calor EA-11033,EA-11038 A/B/C/D, EA-11043 A/B/C. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-COMB-3-2. Explosión en el hogar del Calentador BA-11002 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica.

Si la falla catastrófica ocurre, no habría afectaciones por radiación, pero si efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría con los siguientes equipos, aereoenfriadores EC-11001 A-P, EC-11002 A-P y EC-11005 A-G; Calentadores de afuego directo BA-11001 A/B, BA-11002 A/B los tanques separadores FA-11006, FA-11007; FA-11011, FA-11013 los filtros FG-11001 A/B, FG-11002 A/B, FG-11003 A/B, FG-11004 A/B, FG-11005 A/B, FG-11006 A/B, FG-11007 A/B, las bombas GA-11005 A/B; GA-11006 A/B, GA-11007 A/B, GA-11008 A/B, GA-11009 A/B, GA-11010 A/B, GA-11011 A/B, GA-11012 A/B, GA-11013 A/B, GA-11014 A/B, GA-11015 A/B/C, GA-11016 A/B, GA-11017 A/B, GA-11018 A/B/C, GA-11019 A/B, GA-11020 A/B, GA-11021 A/B, GA-11022 A/B, GA-11026 A/B, GA-11027 A/B, GA-11035 A/B, los paquetes SPE-11002, SPE-11003,SPE-11005; SPE-11006, el compresor GB-11001, equipo diverso LN-11002; Subestación eléctrica, Las torres; DF-11001, DF-11002, DF-11003, DF-11004, DF-11005, plataforma de PSV´s así como los intercambiadores de calor EA-11033,EA-11038 A/B/C/D, EA-11043 A/B/C. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.



Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.157 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 157 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).					
DB-COMB-1-1 (A). Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 100%).	104.4 m	10.59	Bomba GA-11001 A/B/C	Aeroenfriadores EC-11003, EC-11004 A/B EC-11005 A-C tanques separadores FA-11001 FA-11002 FA-11003 FA-11004 FA-11015 FA-11016 FA-11018 FA-11019 FA-11020 FA-11022 FA-11023 Las bombas GA-11001 A/B/C GA-11002 A/B GA-11003 A/B GA-11004 A GA-11023 A/B GA-11024 A/B GA-11029 A/B GA-11034 A/B El paquete SPE-11004 Equipo diverso LN-11001 Sala de control Plataforma de PSV's Los intercambiadores de calor EA-11006 A/B/C/D EA-11007 A/B EA-11008 A/B/C/D EA-11009 A/B, EA-11010 A/B/C EA-11011 A/B EA-11012 EA-11013 EA-11014 A/B EA-11015 A/B EA-11039 A/B, EA-11040 A/B EA-11041 A/B	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-COMB-1-1 (B). Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de	72.74	--	GA-11001 A/B/C	Aeroenfriadores EC-11003, EC-11004 A/B y EC-11005 A-C;	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).					
alimentación de carga (fuga del 20%).				los tanques separadores FA- 11001 FA-11002 FA-11003 FA-11004 FA-11015 FA-11016 FA-11019 FA-11020 FA-11022 FA-11023 las bombas GA- 11001 A/B/C GA-11002 A/B GA-11003 A/B GA-11004 A GA-11023 A/B GA-11024 A/B GA-11029 A/B GA-11034 A/B Los intercambiadores de calor EA-11011 A/B EA-11012 EA-11013 EA-11039 A/B EA-11040 A/B	de bloqueo correspondientes.
DB-COMB-1-2 (A). Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA- 11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería (fuga del 100%).	12.63	14.71	GA-11027 A/B	La torre DF-11004 El separdor FA-11008 Las bombas GA-11009 A/B GA-11014 A/B GA-11027 A/B	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-COMB-1-2 (B). Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA- 11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería (fuga del 20%).	--	--	GA-11027 A/B	N/A	N/A
DB-COMB-1-3 (A). Fuga de Nafta ligera atmosférica Reflujo	11.54	14.60	GA-11009 A/B	La torre DF-11004 El separdor	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).					
en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre (fuga del 100%).				FA-11008 Las bombas GA-11009 A/B GA-11014 A/B GA-11027 A/B.	enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-COMB-1-3 (B). Fuga de Nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre (fuga del 20%).	--	--	GA-11009 A/B	N/A	N/A
DB-COMB-2 (A). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 100 %).	--	--	GB-11001	N/A	N/A
DB-COMB-2 (B). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 20 %).	--	--	GB-11001	N/A	N/A
DB-COMB-3-1. Explosión en el hogar del Calentador BA-11001 A/B (gas combustible) de calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica	--	87.48	BA-11001 A/B	Los Filtros FG-11006 A/B Aeroenfriadores EC-11002 A-P FG-11007 A/B La torre DF-11001 Las bombas GA-11006 A/B GA-11007 A/B GA-11008 A/B GA-11015 A/B/C El paquete SPE-11005 SPE-11006	Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al SIS para realizar el paro del Sistema de Gas Combustible al BA-11001 A/B.
DB-COMB-3-2. Explosión en el hogar del Calentador BA-11002 A/B (gas combustible) de calentador de alimentación a la	--	87.48	BA-11002 A/B	Aeroenfriadores EC-11002 A-P Filtros FG-11001 A/B FG-11003 A/B FG-11005 A/B FG-11007 A/B	Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al SIS para realizar el paro del Sistema de Gas



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).					
torre de destilación a vacío.				Torre DF-11005 Bombas GA-11016 B GA-11019 A/B/C GA-11021 A/B/C GA-11020 A/B GA-11035 A/B	Combustible al BA-11002 A/B.

NA: No alcanzado.



2 U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No.1. (HDN).

DB-HDN01-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los aeroenfriadores EC-61001, EC-61003 y EC-61004; los tanques separadores FA-61001, FA-61002, FA-61003 y FA-61007; las bombas GA-61002 A/B, GA-61004 B, GA-61010 A/B y BD-61002 A/B; así como los Intercambiadores de calor EA-61001 A/B, EA-61002, EA-61003 A/B, EA-61004 y EA-61016. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente con excepción de las bombas GA-61004 B y GA-61010 A/B; así como el intercambiador de calor EA-61016. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDN01-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría el tanque separador FA-61001. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-HDN01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión abarcaría los equipos siguientes: las bombas GA-61002 A/B, GA-61004 A/B, GA-61005 A, GA-61007 A/B, GA-61008 A/B y BD-61002 A/B; los tanques separadores FA-61003, FA-61005 y el tanque de gas combustible; los intercambiadores de calor EA-61007 A/B y EA-61010 A/B; el aeroenfriador EC-61001 y EC-61004; las torres DS-61001 y DA-61001; así como las turbinas MV-61001. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDN01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclaje GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría parte del área del paquete de enfriamiento. Los daños al personal serían



quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría el compresor BC-61001 B, el tanque separador FA-61004 y el intercambiador de calor EA-61014 B. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDN01-4. Explosión en el hogar del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión, abarcaría toda la Unidad 61000, además de otras plantas aledañas a la misma. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.158 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 158 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
2. U.61000 Planta Hidrotatadora de Naftas No.1 (HDN)					
DB-HDN01-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).	17.97m	15.39m	Bomba GA-61001 A/B	- Aeroenfria-dores EC-61001, EC-61003 y EC-61004 - Bombas GA-61004 A/B, GA-61008 B, GA-61010 A/B y BD-61002 A/B - Intercambia-dores de calor EA-61001 A/B, EA-61002, EA-61003 A/B, EA-61004, EA-61016 - Tanques FA-61001, FA-61002, FA-61003 y FA-61007	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDN01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (100% del área).	--	41.27 m	Tanque FA-61002/ FA-61010	- Aeroenfriadores EC-61001, EC-61003 y EC-61004 - Bombas GA-61001 A/B, GA-61002 A/B, GA-61003 A/B, GA-61004 A/B, GA-61005 A/B, GA-61007 A/B, GA-61008 A/B, GA-61009 A/B y BD-61002 A/B. - Intercambiadores de calor EA-61007 A/B y EA-61010 A/B. - Tanques FA-61002, FA-61003, FA-61004, FA-61005, FA-61006, FA-61007, FA-61009 y Tanque de gas combustible. - Torres DS-61001 y DA-61001 - Turbinas MV-61001	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDN01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	--	14.35 m	GB-61001	- Turbina MV-61001 - Sistema de lubricación por niebla. - Paquete de enfriamiento.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDN01-4. Explosión en el hogar del Calentador BA-	--	87.48 m	BA-61003	Aeroenfriadores EC-61001, EC-61002, EC-61003 y EC-61004.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
2. U.61000 Planta Hidrotatadora de Naftas No.1 (HDN)					
61003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama				- Bombas GA-61001 A/B, GA-61004 A/B, GA-61005 A/B, GA-61006 A/B, GA-61008 A/B, GA-61009 A/B, GA-61010 A/B. - Intercambia-dores de calor EA-61001 A/B, EA-61002, EA-61003 A/B, EA-61004, EA-61007 A/B, EA-61010 A/B, EA-61011, EA-61013, EA-61016. - Tanques FA-61001, FA-61005, FA-61006. - Torres DS-61001, DS-61002. - Turbina MV-61002, MV-61003. - Calentadores BA-61001, BA-61002. - Reactores DC-61001, DC-61002 A/B. - DC-61003 y DC-61004.	una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



2 U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2. (HDN).

DB-HDN02-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los siguientes equipos: aerofriadores EC-62001, EC-62003 y EC-62004; los tanques separadores FA-62001, FA-62002, FA-62003 y FA-62007; las bombas GA-62002 A/B, GA-62004 B, GA-62010 A/B y BD-62002 A/B; así como los intercambiadores de calor EA-62001 A/B, EA-62002, EA-62003 A/B, EA-62004 y EA-62016. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente con excepción de las bombas GA-62004 B y GA-62010 A/B; así como el intercambiador de calor EA-62016. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDN02-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría el tanque separador FA-62001. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-HDN02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión abarcaría los equipos siguientes: las bombas GA-62002 A/B, GA-62004 A/B, GA-62005 A, GA-62007 A/B, GA-62008 A/B y BD-62002 A/B; los tanques separadores FA-62003, FA-62005 y el tanque de gas combustible; los intercambiadores de calor EA-62007 A/B y EA-62010 A/B; el aerofriador EC-62001 y EC-62004; las torres DS-62001 y DA-62001; así como la turbina MV-62001. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.



DB-HDN02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría parte del área del paquete de enfriamiento. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría el compresor BC-62001 B, el tanque separador FA-62004 y el intercambiador de calor EA-62014 B. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDN02-4. Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión, abarcaría toda la Unidad 62000, además de otras plantas aledañas a la misma. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en Tabla II.159 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 159 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
2. U.62000 Planta Hidrotatadora de Naftas No. 2 (HDN)					
DB-HDN02-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).	17.97m	15.39m	Bomba GA-62001 A/B	• Aeroenfriadores EC-62001, EC-62003 y EC-62004 • Bombas GA-62002 B y BD-62002 A/B. • Intercambiadores de calor EA-62001 A/B, EA-62002 y EA-62003 A/B. • Tanques FA-62001, FA-62002 y FA-62007	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDN02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (100% del área).	--	41.27 m	Tanque FA-62002/ FA-62010	• Aeroenfriadores EC-62001, EC-62003 y EC-62004 • Bombas GA-62001 A/B, GA-62002 A/B, GA-62003 A/B, GA-62004 A/B, GA-62005 A/B, GA-62007 A/B, GA-62008 A/B, GA-62009 A/B y BD-62002 A/B. • Intercambiadores de calor EA-62007 A/B y EA-62010 A/B. • Tanques FA-62002, FA-62003, FA-62004, FA-62005, FA-62006, FA-62007, FA-62009 y Tanque de gas combustible. • Torres DS-62001 y DA-62001 • Turbinas MV-62001	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
2. U.62000 Planta Hidrotatadora de Naftas No. 2 (HDN)					
DB-HDN02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	--	14.35 m	GB-62001	• Turbina MV-62001 • Sistema de lubricación por niebla. • Paquete de enfriamiento.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDN02-4. Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama	--	87.48 m	BA-62003	• Aeroenfriadores EC-62001, EC-62002, EC-62003 y EC-62004. • Bombas GA-62001 A/B, GA-62004 A/B, GA-62005 A/B, GA-62006 A/B, GA-62008 A/B, GA-62009 A/B, GA-62010 A/B. • Intercambiadores de calor EA-62001 A/B, EA-62002, EA-62003 A/B, EA-62004, EA-62007 A/B, EA-62010 A/B, EA-62011, EA-62013, EA-62016. • Tanques FA-62001, FA-62005, FA-62006. • Torres DS-62001, DS-62002. • Turbina MV-62002, MV-62003. • Calentadores BA-62001, BA-62002. • Reactores DC-62001, DC-62002 A/B, DC-62003 y DC-62004.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



3 U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX).

DB-PNX-1 (A). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los tanques separadores FA-72005 y FA-72015; las bombas GA-72005 A/B y GA-72001 B; así como, el condensador EC-72001 y los reactores DC-72001 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-PNX-1 (B). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría las bombas GA-72001 A y B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-PNX-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los tanques separadores FA-72007, FA-72008, FA-72009 y FA-72016; las bombas GA-72002 B, GA-72003 A/B, GA-72004 A/B, GA-72006 B, y BP-72003 A/B; los Intercambiadores de calor EA-72008, EA-72009 y EA-72010; las torres DS-72001 (estabilizador), y depurador de gas neto DT-72001, así como, los condensadores EC-72001 y EC-72003. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-PNX-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría las bombas GA-72002 A y B, GA-72003 A.

DB-PNX-3 (A). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría el tanque separador FA-72001; y el compresor recíprocante BC-72001B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado



para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 kW/m^2 .

DB-PNX-3 (B). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 20% ocurre, la zona de afectación será por radiación térmica de 1.4 kW/m^2 , la cual, no presenta molestias al personal, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en Tabla II.160 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 160 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX)					
DB-PNX-1 (A). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 100%).	12.47 m	--	Bomba GA-72001 A/B	- Tanques FA-72005. - Bombas GA-72001 B; 72005 A/B. - Reactor DC-72001B.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PNX-1 (B). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).	NA	--	--	--	--
DB-PNX-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 100%).	11.73	--	Bomba GA-72002 A/B	- Tanques separadores FA-72007, FA-72016 - Bombas GA-72002 B, GA-72003 A/B, GA-72004 B, y BP-72003 A - Intercambiadores de calor EA-72008, EA-72009 - Torres DS-72001 (estabilizador), y depurador de gas neto DT-72001. - Condensador EC-72003.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PNX-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 20%).	NA	--	--	--	--
DB-PNX-3 (A). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	NA	--	--	--	--
DB-PNX-3 (B). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos	NA	--	--	--	--



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos - Hexanos (PNX)					
mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).					

NA: No alcanzado.



4 U-71000 Planta Reformadora de Naftas. (REF).

DB-CCR-1 (A).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los aerofriadores EC-71001 y EC-71002; los separadores FA-71001, FA-71002, FA-71003, FA-71004 y FA-71008 A/B, las bombas GA-71001 A/B, GA-71002 A/B, GA-71003 A/B y GA-71005 A/B; los Intercambiadores de calor EA-71003, EA-71004, EA-71005 A/B, EA-71008 A/B, EA-71006 A/B/C/D y EA-71010; así como los compresores GB-71001 y GB-71002. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente, excepto los intercambiadores de calor EA-71006 A/B/C/D. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-CCR-1 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 20%).

Si la fuga ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría el aerofriador EC-71001; el separador FA-71001 y las bombas GA-71001 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión.

DB-CCR-2 (A).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 100%).

Si la fuga ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los aerofriadores EC-71001, EC-71002 y EC-71003; los separadores FA-71001, FA-71002, FA-71003 y FA-71004, las bombas GA-71001 A/B, GA-71002 A/B y GA-71005 A/B; el intercambiador de calor EA-71010, los compresores GB-71001 y GB-71002; así como la unidad PSA de compresión. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión.



DB-CCR-2 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 20%).

Si la fuga ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los aerofriadores EC-71001 y EC-71002; los separadores FA-71003 y FA-71004 y las bombas GA-71001 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión.

DB-CCR-3 (A).- Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 100%).

Si la fuga ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los aerofriadores EC-71001, EC-71002, EC-71003 y EC-71004; los separadores FA-71001, FA-71002, FA-71003, FA-71004, FA-71005 A/B, FA-71006, FA-71008 A/B y FA-71013; el debutanizador DF-71001, las bombas GA-71001 A/B, GA-71002 A/B, GA-71003 A/B, GA-71005 A/B, BD-71001, BD-71002 A/B, BD-71003 y BD-71004 A/B; los Intercambiadores de calor EA-71001, EA-71003, EA-71004, EA-71005 A/B, EA-71006 A/B/C/D, EA-71007 y EA-71008, los compresores GB-71001 y GB-71002; las unidades PSA de compresión y SPE-71002; así como también, el área de carga y descarga (mantenimiento). Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente además de la Bomba GA-71004 A/B; el separador FA-71012; así como los intercambiadores de calor EA-71002 y EA-71009 y la sección de regeneración CCR. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-CCR-3 (B).- Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 20%).

Para este escenario no se obtienen resultados de la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, sólo se registra la zona de amortiguamiento. Así como también, no se obtienen resultados de sobrepresión.

DB-CCR-4 (A).- Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 100%).

Si la fuga ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los separadores FA-71002, FA-71003 y FA-71004; la bomba GA-71005 A/B; los compresores GB-71001 y GB-71002 y la unidad PSA de compresión. Los daños al



personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 kW/m^2 .

Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión.

DB-CCR-4 (B).- Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 20%).

Si la fuga ocurre, no se registra la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica únicamente la zona de amortiguamiento; en la cual, se abarcaría el compresor GB-71002, la bomba GA-71005 A/B y el enfriador EA-71010. Los efectos observados a la distancia del nivel de 1.4 kW/m^2 no se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición.

Para este evento no se obtienen resultados de sobrepresión.

DB-CCR-5.- Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama. (Fuga del 100%).

Si la fuga ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por efectos de sobrepresión, abarcaría a todos los equipos de la Planta Reformadora de Naftas CCR: calentadores, recipientes, reactores, intercambiadores, aerofriadores, bombas, compresores y servicios auxiliares; incluyendo la sección de regeneración CCR, con la posibilidad de afectar a plantas aledañas. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para



permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en Tabla II.161 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 161 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)					
DB-CCR-1 (A). - Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 100%).	15.52 m	14.42 m	Bomba GA-71001 A/B	• Aeroenfriadores: EC-71001, EC-71002. • Bombas: GA-71001 A/B, GA-71002 A/B y GA-71003 A/B. • Intercambiadores de calor: EA-71003 A/B y EA-71004. • Separadores: FA-71001 y FA-71002. • Compresores: GB-71001 y GB-71002.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CCR-1 (B). - Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 20%).	2.79 m	--	Bomba GA-71001 A/B	• Bomba: GA-71001 A/B.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CCR-2 (A). - Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 100%).	13.19 m	--	Bomba GA-71002 A/B	• Aeroenfriadores: EC-71001, EC-71002, y EC-71003. • Bomba GA-71002 A/B. • Separadores: FA-71001, FA-71002 y FA-71003. • Compresor GB-71002.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CCR-2 (B). - Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 20%).	4.33	--	Bomba GA-71002 A/B	• Aeroenfriador EC-71002. • Bomba GA-71002 A/B. • Separadores: FA-71003 y FA-71004.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CCR-3 (A). - Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 100%).	NA	43.46	Separador FA-71003	• Aeroenfriadores: EC-71001, EC-71002, EC-71003 y EC-71004. • Bombas: GA-71001 A/B, GA-71002 A/B, GA-71003 A/B y GA-71005 A/B. • Intercambiadores de calor: EA-71003 A/B, EA-71004, EA-71006 A/B/C/D y EA-71008 A/B. • Separadores: FA-71001, FA-71002, FA-71003, FA-	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)					
				71004, FA-71005 A/B, FA-71006 y FA-71008 A/B. • Compresores: GB-71001 y GB-71002. • Unidades PSA de compresión, SPE-71001 y SPE-71002. • Debutanizador DF-71001.	
DB-CCR-3 (B). - Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 20%).	NA	--	Separador FA-71003	--	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CCR-4 (A). - Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 100%).	NA	--	Compresor GB-71002	• Bombas: GA-71005 A/B. • Intercambiadores de calor: EA-71010. • Separadores: FA-71002, FA-71003 y FA-71004. • Compresores: GB-71002. • Unidad PSA de compresión.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CCR-4 (B). - Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 20%).	NA	--	Compresor GB-71002	• Bomba GA-71005 A/B. • Intercambiadores de calor EA-71010. • Compresor GB-71002.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CCR-5. - Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama. (Fuga del 100%).	--	85.54	Calentador BA-71001	• Aeroenfriadores: EC-71001 y EC-71002. • Bombas: GA-71001 A/B, GA-71002 A/B, GA-71003 A/B, GA-71004 A/B, GA-71005 A/B, BD-71001, BD-71002, BD-71003 y BD-71004. • Intercambiadores de calor: EA-71002, EA-71003 A/B, EA-71004, EA-71006 A/B/C/D, EA-71007, EA-71008 A/B y EA-71009.	Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al SIS para realizar el paro del Sistema de Gas Combustible al BA-71001



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)					
				• Separadores: FA-71001, FA-71002, FA-71003, FA-71004, FA-71008 A/B, FA-71009, FA-71010, FA-71011, FA-71012 y FA-71013. • Compresores: GB-71001 y GB-71002. • Reactores DC-71001, DC-71002 y DC-71003. • Debutanizador DF-71001. • Calentadores BA-71001, BA-71002 y BA-71003. • Sección de Regeneración CCR.	



5 U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 1. (HDDI).

DB-HDDI01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los aerofriadores EC-51004 y EC-51005; los tanques separadores FA-51001, FA-51002 y FA-51003, la bomba GA-51006 A/B; así como los Intercambiadores de calor EA-51001 A/B, EA-51002 A/B, EA-51002 C/D, EA-51005 A/B y EA-51003. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente, además de la Bomba GA-51006 A/B y los intercambiadores de calor EA-51001 A/B y EA-51002 C/D. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDDI01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no afectaría a otros equipos.

DB-HDDI01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría el centro de control de motores, cuarto de máquinas, cuarto de baterías, cuarto satélite, el compresor GB-51001; las bombas GA-51001 A/B, GA-51002 A/B, GA-51003 A/B, GA-51004 A/B, GA-51005 ABCD, GA-51006 A/B, GA-51007 A/B, GA-51008 A/B, GA-51014 A/B Y GA-51015 A/B; los tanques separadores FA-51001, FA-51002, FA-51003, FA-51007, FA-51008, FA-51009, FA-51010, FA-51011, FA-51012, FA-51013, FA-51014 y FA-51015; los filtros FG-51002 A/B; los intercambiadores de calor EA-51001 A/B, EA-51002 A/B, EA-51002 C/D, EA-51003, EA-51005 A/B, EA-51006, EA-51007, EA-51008, EA-51011 y EA-51012; las torres DA-51001, DF-51001 y DS-51001; así como los aerofriadores EC-51001, EC-51004, EC-51005, EC-51006 y EC-51008. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría los equipos antes mencionados además del Reactor DC-51001 y el tanque separador FA-51015. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.



DB-HDDI01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (20% del área).

No se reportan áreas de afectación de alto riesgo por radiación térmica o sobrepresión para este escenario.

DB-HDDI01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría las bombas GA-51014 A/B, GA-51015 A/B; los Intercambiadores de calor EA-51011, EA-51012, EA-51010. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría los equipos antes mencionados además del Paquete de enfriamiento. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDDI01-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).

No se reportan áreas de afectación de alto riesgo por radiación térmica o sobrepresión para este escenario.

DB-HDDI01-4 Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama.

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y por sobrepresión, abarcaría todos los equipos que conforman la planta y otras unidades aledañas.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:



1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.162 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 162 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 1 (HDDI).					
DB-HDDI01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 100%).	17.11 m	11.50 m	Bomba GA-51001	- Bombas GA-51006 A/B. - Intercambiadores de calor EA-51001 A/B, EA-51002 C/D. - Tanque FA-51002	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDDI01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (fuga del 100%).	--	43.60 m	FA-51002/ FA-51008	- Cuarto de máquinas. - Cuarto satélite. - Bombas GA-51001 A/B, GA-51003 A/B, GA-51004 A/B), GA-51005 A GA-51006 A/B, GA-51007 A/B, GA-51008 A/B - Tanques separadores FA-51002, FA-51003, FA-51008, FA-51009, FA-51010, FA-51011, FA-51012, FA-51014 y FA-51051 - Filtro FG-51002B - Intercambiadores de calor EA-51001 A/B, EA-51002 C/D, EA-51006, EA-51007 y EA-51008. - Torres DF-51001 y DS-51001 - Aeroenfriadores EC-51001, EC-51004, EC-51005, EC-51006 y EC-51008..	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDDI01-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o	--	14.33 m	GB-51001	- Bombas GA-51014 A/B, GA-51015 A/B - Intercambiadores de calor EA-51011, EA-51012, EA-51010.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.1 (HDDI).					
condiciones de surge (100% del área).				Paquete de enfriamiento.	cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDDI01-4. Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama	--	87.48 m	BA-51001	Toda la planta	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



5 U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2. (HDDI).

DB-HDDI02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los aerofriadores EC-52004 y EC-52005; los tanques separadores FA-52001, FA-52002 y FA-52003, la bomba GA-52006 A/B; así como los Intercambiadores de calor EA-52001 A/B, EA-52002 A/B, EA-52002 C/D, EA-52005 A/B y EA-52003. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente, además de la Bomba GA-52006 A/B y los intercambiadores de calor EA-52001 A/B y EA-52002 C/D. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDDI02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no afectaría a otros equipos.

DB-HDDI02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría el centro de control de motores, cuarto de máquinas, cuarto de baterías, cuarto satélite, el compresor GB-52001; las bombas GA-52001 A/B, GA-52002 A/B, GA-52003 A/B, GA-52004 A/B, GA-52005 ABCD, GA-52006 A/B, GA-52007 A/B, GA-52008 A/B, GA-52014 A/B Y GA-52015 A/B; los tanques separadores FA-52001, FA-52002, FA-52003, FA-52007, FA-52008, FA-52009, FA-52010, FA-52011, FA-520012, FA-52013, FA-52014 y FA-52051; los filtros FG-52002 A/B; los intercambiadores de calor EA-52001 A/B, EA-52002 A/B, EA-52002 C/D, EA-52003, EA-52005 A/B, EA-52006, EA-52007, EA-52008, EA-52011 y EA-52012; las torres DA-52001, DF-52001 y DS-52001; así como los aerofriadores EC-52001, EC-52004, EC-52005, EC-52006 y EC-52008. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría los equipos antes mencionados además del Reactor DC-52001 y el tanque separador FA-52015. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.



DB-HDDI02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (20% del área).

No se reportan áreas de afectación de alto riesgo por radiación térmica o sobrepresión para este escenario.

DB-HDDI02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría las bombas GA-52014 A/B, GA-52015 A/B; los Intercambiadores de calor EA-52011, EA-52012, EA-52010. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría los equipos antes mencionados además del Paquete de enfriamiento. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDDI02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).

No se reportan áreas de afectación de alto riesgo por radiación térmica o sobrepresión para este escenario.

DB-HDDI02-4 Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama.

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y por sobrepresión, abarcaría todos los equipos que conforman la planta y otras unidades aledañas.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:



1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en Tabla II.163 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 163 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI).					
DB-HDDI02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 100%).	17.11 m	11.50 m	Bomba GA-52001	- Bombas GA-52006 A/B. - Intercambiadores de calor EA-52001 A/B, EA-52002 C/D. - Tanque FA-52002	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDDI02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (fuga del 100%).	--	43.60 m	FA-52002/ FA-52008	- Cuarto de máquinas. - Cuarto satélite. - Bombas GA-51001 A/B, GA-51003 A/B, GA-51004 A/B, GA-51005 A GA-51006 A/B, GA-51007 A/B, GA-51008 A/B - Tanques separadores FA-51002, FA-51003, FA-51008, FA-51009, FA-51010, FA-51011, FA-51012, FA-51014 y FA-51051 - Filtro FG-51002B - Intercambiadores de calor EA-51001 A/B, EA-51002 C/D, EA-51006, EA-51007 y EA-51008. - Torres DF-51001 y DS-51001 - Aeroenfriadores EC-51001, EC-51004, EC-51005, EC-51006 y EC-51008..	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDDI02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o	--	14.33 m	GB-52001	- Bombas GA-52014 A/B, GA-52015 A/B - Intercambiadores de calor EA-52011, EA-	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI).					
condiciones de surge (100% del área).				52012, EA-52010. • Paquete de enfriamiento.	cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDDI02-4. Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama	--	87.48 m	BA-52001	• Toda la planta	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



6 U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos Tren 1. HDTGO.

DB-HDTGO01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los tanques separadores FA-40003 y FA-41001, la bomba GA-42001 A/B; así como el aerofriador EC-42001 1-8. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-HDTGO01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no afectaría a otros equipos.

DB-HDTGO01-2 (A). Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría el tanque separador FA-40057; las bombas GA-40003 A/B y GA-40006 A/B; así como los aerofriadores EC-40001 1-2 y EC-40003 1-2 y los intercambiadores de calor EA-40002 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-HDTGO01-3 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría parte del rack de tuberías, los reactores DC-41001 y DC-42001; torre DA-41001, los tanques separadores FA-40003, FA-41001, FA-41002, FA-41003, FA-41004, FA-41006, FA-41007, FA-42001, FA-42002, FA-42003, FA-42006 y FA-42007; las bombas GA-41001 A/B y GA-42001 A/B; los Intercambiadores de calor EA-41001 A/B y EA-41001 C/D, EA-41002 A/B, EA-41003, EA-42001 A/B, EA-42001 C/D, EA-42002 A/B y EA-42003; así como los aerofriadores EC-41001 1-8, EC-41002, EC-42001 1-8 y EC-42002 y los filtros FG-40051 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría además de los equipos mencionados anteriormente el cuarto de control satélite, subestación eléctrica, los compresores GB-41001 y GB-42001, la torre DA-42001, los tanques separadores FA-41005, FA-42005, FA-42004, FA-40054, FA-40002, FA-40004, FA-



40052, FA-40053, FA-40055, FA-40056 y FA-40001; las bombas GA-40001 A/B y GA-40002 A/B, los Intercambiadores de calor EA-40051, EA-40003 A/B/C/D/E/F, EA-40004, EA-40008 y EA-40009 A/B, los filtros FG-41001 y FG-42001, los calentadores BA-41001 y BA-42001; así como los aerofriadores EC-40002 1-6, EC-40004 1-6, EC-40001 1-2 y EC-40003 1-2. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDTGO01-3 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área)..

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión abarcaría los tanques separadores FA-41002, FA-41003, FA-41006 y FA-41007; los Intercambiadores de calor EA-41002 A/B y EA-41003; así como los aerofriadores EC-41002 y EC-42002. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDTGO01-4 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría el compresor GB-42001 y el tanque separador FA-41005. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría una pequeña parte del rack de tuberías, el compresor GB-42001 y los tanques separadores FA-41005, FA-42005 y FA-40007 A. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDTGO-5. Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama.

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión abarcaría el lindero sur de la planta hidrotratadora de gasóleos así como una pequeña parte de la U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel (HDDI), la Planta de Regeneración de Amina con CO₂/ sin CO₂ (URA), la Planta de tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas /no fenólicas (PAA) y la Planta de Destilación Combinada (UDC). El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.



Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.164 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 164 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1. (HDTGO).					
DB-HDTGO01-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 100%).	15.24 m	--	Bomba GA-41001 A/B	• Aeroenfria-dor EC-42001 1-8. • Tanques FA-41001 y FA-40003.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDTGO01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%).	3.49m	--	Bomba GA-41001 A/B	• Ninguno	
DB-HDTGO01-3 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (100% del área).	44.84m	84.38 m	FA-41002/ FA-41006	• Cuarto de control satélite. • Rack de tuberías • Reactores DC-41001 y DC-42001. • TorreS DA-41001 y DA-42001. • Tanques separadores FA-40001, FA-40003, FA-40052, FA-40053, FA-41001, FA-41002, FA-41003, FA-41004, FA-41005, FA-41006, FA-41007, FA-42001, FA-42002, FA-42003, FA-42004, FA-42006 y FA-42007. • Bombas GA-40053 A, GA-41001 A/B y GA-42001 A/B. • Intercambiadores de calor EA-40003 A/B/C/D/E/F, EA-40004, EA-40008, EA-40009 A/B, EA-41001 A/B y EA-	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1. (HDTGO).					
				41001 C/D, EA-41002 A/B, EA-41003, EA-42001 A/B, EA-42001 C/D, EA-42002 A/B y EA-42003 • Aeroenfriadores EC-41001 1-8, EC-41002, EC-42001 1-8 y EC-42002. • Calentadores BA-41001 y BA-42001. • Filtros FG-40051 A/B, FG-41001 y FG-42001.	
DB-HDTGO01-3 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área).	--	12.94m	FA-41002/ FA-41006	• Tanques separadores FA-41002, FA-41003, FA-41006 y FA-41007 • Intercambiadores de calor EA-41002 A/B y EA-41003. • Aeroenfriadores EC-41001 1-6, EC-41002 y EC-42002.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDTGO01-4 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	--	15.59 m	GB-41001	• Compresor GB-42001. • Tanque FA-41005.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDTGO-5. Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama.	--	87.48	BA-40001	• Calentador BA-42001. • Reactor DC-42001. • Torres DF-40001, DS-40001. • Bombas GA-40001 A, GA-40005 A/B, GA-40007 A/B, GA-40008 ^a /B, GA 40009 A/B. • Tanque FA-40001.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1. (HDTGO).					
				• Intercambia- dores EA- 42001 A/B, EA- 42001 C/D, EA- 40003 A/B/C, EA-40003 D/E/F, EA- 40004, EA- 40005, EA- 40006, EA- 40008, EA- 40009 AB. • Aeroenfria- dores EC- 40002 1-6, EC- 40004 1-6. • Filtros FG- 40050 AB.	

NA: No alcanzado.



6 U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2. (HDTGO).

DB-HDTGO02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los tanques separadores FA-40003, FA-41003, FA-41004, FA-41005, FA-42001, FA-42003, FA-42007; las bombas GA-41001 A/B; las torres DA-41001 y DA-42001; así como el aerofriador EC-42001 1-8. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-HDTGO02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no afectaría a otros equipos.

DB-HDTGO02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría parte del rack de tuberías, los reactores DC-41001 y DC-42001; torres DA-41001 y DA-42001, los tanques separadores FA-40001, FA-40003, FA-40052, FA-40053, FA-41001, FA-41002, FA-41003, FA-41004, FA-41006, FA-41007, FA-41008 A, FA-41009 A, FA-41010 A, FA-42001, FA-42002, FA-42003, FA-42004, FA-42006 y FA-42007; las bombas GA-40001 A/B, GA-41001 A/B y GA-42001 A/B; los Intercambiadores de calor EA-40003 A/B/C/D/E/F, EA-40004, EA-40008, EA-40009 A/B, EA-40051, EA-41001 A/B y EA-41001 C/D, EA-41002 A/B, EA-41003, EA-42001 A/B, EA-42001 C/D, EA-42002 A/B y EA-42003; así como los aerofriadores EC-41001 1-8, EC-41002, EC-41003 A, EC-41004 A, EC-42001 1-8 y EC-42002 y los filtros FG-40051 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría además de los equipos mencionados anteriormente el cuarto de control satélite, los compresores GB-41001 y GB-42001, torres DS-40001 y DF-40001; los tanques separadores FA-40057, FA-41005, FA-42005, FA-40054, FA-40002, FA-40004, FA-40055, FA-40056 y FA-40001; sistema de enfriamiento BC-41001 A, las bombas GA-40002 A/B, GA-40003 A/B, GA-40004 A/B, GA-40005 A/B, GA-40006 A/B, GA-40007 A/B, GA-40008 A/B, GA-40009 A/B y GA-40054 A/B, los filtros FG-41001 y FG-42001, intercambiadores de calor EA-40002 A/B EA-40005, EA-40006, EA-40007, los



calentadores BA-41001 y BA-42001 y el sistema de precalentamiento de aire; así como los aerofriadores EC-40002 1-6, EC-40004 1-6, EC-40001 1-2 y EC-40003 1-2. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDTGO02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área)..

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión abarcaría los tanques separadores FA-42002, FA-42003 y FA-42007; los Intercambiadores de calor EA-42002 A/B y EA-42003; así como los aerofriadores EC-41001 1-8, EC-41002 y EC-42002. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-HDTGO02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría el compresor GB-41001; los tanques separadores FA-40054, FA-41005 y FA-42005; así como a los aerofriadores EC 41003 A y EC-41004 A. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría una pequeña parte del rack de tuberías, el compresor GB-41001; los tanques separadores FA-40007 A, FA-40054, FA-41005 y FA-42005; así como a los aerofriadores EC 41003 ABy EC-41004 AB. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:



1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.165 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 165 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos. No. 2 (HDTGO).					
DB-HDTGO02-1 (A). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 100%).	15.24 m	--	Bomba GA-42001 A/B	• Aeroenfria-dor EC-420011-8. • Tanque FA-41004. • Torre DA-41001.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDTGO02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%).	3.49m	--	Bomba GA-42001 A/B	• Ninguno	
DB-HDTGO02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (100% del área).	44.84m	84.38 m	FA-42002/ FA-42006	• Rack de tuberías • Reactores DC-41001 y DC-42001. • TorreS DA-41001 y DA-42001. • Tanques separadores FA-40001, FA-40003, FA-40052, FA-40053, FA-41001, FA-41002, FA-41003, FA-41004, FA-41005, FA-41006, FA-41007, FA-42001, FA-42002, FA-42003, FA-42004, FA-42006 y FA-42007. • Bombas GA-40005 A/B, GA-40053 A, GA-41001 A/B y GA-42001 A/B. • Intercambiadores de calor EA-40003 A/B/C/D/E/F, EA-40004, EA-40008, EA-40009 A/B, EA-41001 A/B y EA-	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos. No. 2 (HDTGO).					
				41001 C/D, EA-41002 A/B, EA-41003, EA-42001 A/B, EA-42001 C/D, EA-42002 A/B y EA-42003 • Aeroenfriadores EC-40001 1-2, EC-40002 1-6, EC-40003 1-2, EC-40004 1-6, EC-41001 1-8, EC-41002, EC-42001 1-8 y EC-42002. • Calentador BA-42001. • Filtros FG-40051 A/B, FG-41001 y FG-42001. • Compresores GB-41001 y GB-42001.	
DB-HDTGO02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).	--	12.94m	FA-42002/ FA-42006	• Tanques separadores FA-42002, FA-42003 y FA-42007. • Intercambiadores de calor EA-42002 A/B y EA-42003. • Aeroenfriadores EC-41001 1-8, EC-41002 y EC-42002.	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-HDTGO02-3 (A). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	--	15.59 m	GB-42001	• Compresor GB-41001. • Tanques FA-42005 y FA-40054..	Ante la confirmación de una fuga o fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



7 U-21000 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.

DB-FCC-1A. Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C₃ (Propano). (fuga del 100%).

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría al Aeroenfriador EC-21401, al Intercambiador de calor EA-21407, a la Columna DF-21403 y a la guarda de COS DT-21403. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-FCC-1A. Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C₃ (Propano). (fuga del 20%).

Para este caso no hay interacciones con otros equipos.

DB-FCC-1B. Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C₃ (Propileno). (fuga del 100%).

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría al Aeroenfriador EC-21401, a los Intercambiadores de calor EA-21407 y EA-21408, a la Columna DT-21404 y al tanque de succión de compresor FA-21403. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente además de las Bombas GA-61004 A, GA-61005 B, GA-61007 A/B y GA-61009 A/B; los tanques FA-61005 y FA-61009; los intercambiadores de calor EA-61007 A/B y EA-61010 A/B; el aeroenfriador EC-61002, los reactores DC-61001 y DC-61004; las torres DS-61001 y DA-61001, así como el área de químicos (PA-61001, PA-61002 y PA-61003). El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-FCC-1B. Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C₃ (Propileno). (fuga del 20%).

Para este caso no hay interacciones con otros equipos.

DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo. (fuga del 100%).

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría al Aeroenfriador EC-21401, a los Intercambiadores de calor EA-



21201A/B y EA-21202 A/B, a la Columna DT-21401 y al tanque de succión inter etapa de compresor FA-21202 y Tanque de agua FA-21203. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente, es decir, al Aeroenfriador EC-21401, a los Intercambiadores de calor EA-21201A/B y EA-21202 A/B, a la Columna DT-21401 y al tanque de succión inter etapa de compresor FA-21202 y Tanque de agua FA-21203. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo. (fuga del 20%).

Si la fuga en sellos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría al tanque de succión inter etapa de compresor FA-21202 y Tanque de agua FA-21203. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-FCC-3. Explosión en el en el Separador electrostático SPE-21013 por cierre no hermético de la válvula lateral de catalizador con coque.

Si la pérdida de flama se presenta y no se detecta y corrige a tiempo, la zona de alto riesgo abarcaría al siguiente equipo: los equipos principales que se ven afectados son: DC-21001 Reactor, DC-21002 Regenerador, DF-21101 Columna principal, FA-21007 Separador de tercera etapa, FA-21002B Hopper de catalizador en equilibrio, FA-21002A Hopper de catalizador en equilibrio, SPE-21013 Precipitador electrostático, SPE-21012 generador de vapor, FA-21101 Tanque de balance, FA-21102 acumulador de reflujo de Columna principal. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.



Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior y revisando los resultados señalados en la Tabla II.166 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 166 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).					
DB-FCC-1A Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C3 (Propano). 100% fuga.	10.43m	NA	Bomba GA-21403 A/B	• Aeroenfriador EC-21401. • Intercambiador de calor EA-21407. • Columna DF-21403.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-FCC-1B: Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C3 (Propileno). 100% fuga.	11.46m	NA	Bomba GA-21404 A/B	• Aeroenfriador EC-21401. • Intercambiadores de calor EA-21407 y EA-21408. • Columna DT-21401. • Tanque de succión de compresor, FA-21403	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo. 100% fuga.	15.46m	12.89m	GB-21201	• Intercambiador de calor EA-21201 A/B. • Columna DT-21401. • Tanque de succión inter etapa FA-21202 y tanque de agua FA-21203.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-FCC-3. Explosión en el en el Separador electrostático SPE-21013 por cierre no hermético de la válvula lateral de catalizador con coque.	NA	114.64m	SPE-21013	• Los equipos principales que se ven afectados son: DC-21001 Reactor, DC-21002 Regenerador, DF-21101 Columna principal, FA-21007 Separador de tercera etapa, FA-21002B Hopper de catalizador en equilibrio, FA-21002A Hopper de catalizador en equilibrio, SPE-21013 Precipitador electrostático, SPE-21012 generador de vapor, FA-21101 Tanque de balance, FA-21102 acumulador de reflujo de Columna principal.	La válvula lateral SPE-21002 debe inspeccionarse y mantenerse de acuerdo a las especificaciones del Licenciador del Proceso FCC.



8 U-81000 Planta de Recuperación de Azufre. PARA.

DB-PARA-1 (A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría los siguientes equipos: El quemador QE-81001; la cámara de combustión QE-81002; la Caldereta de Calor de Desecho CB-81001; y el calentador de gas ácido EA-81001. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Los efectos de alto riesgo por toxicidad abarcaría una distancia de 444.94 m afectando al personal ubicado en la Planta de Recuperación de Azufre U-81000 y la Planta de Recuperación de Azufre U-82000 y personal de las plantas Planta Fraccionadora de Cracking Catalítico FCC; Planta de Coquización Retardada; Pila de Coque; Unidad Potabilizadora de Agua; Planta de Tratamiento de Sosas Gastadas y Unidad Desmineralizadora de Agua. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H₂S

DB-PARA-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

Los efectos de alto riesgo debido por toxicidad; abarcaría una distancia de 84.26 m afectando al personal ubicado en las plantas Recuperadora de Azufre U-81000 y la Planta de Recuperación de Azufre U-82000. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H₂S.

DB-PARA-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

Los efectos de alto riesgo debido por toxicidad; abarcaría una distancia de 168.2 m afectando al personal ubicado en las plantas Recuperadora de Azufre U-81000 y la Planta de Recuperación de Azufre U-82000; así como la planta de Coque y una zona de la planta de Coquización Retardada. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H₂S.



DB-PARA-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 20%)

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

Los efectos de alto riesgo debido por toxicidad; abarcaría una distancia de 20.1 m afectando al personal ubicado en las Planta de Recuperación de Azufre U-81000. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H_2S .

DB-PARA-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador del oxidador térmico HI-81001 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, de acuerdo a los datos de simulación no se alcanzaría zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y tampoco se alcanza una zona de alto riesgo debido a efectos de sobrepresión.

DB-PARA-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador del oxidador térmico HI-81001 (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, de acuerdo a los datos de simulación no se alcanzaría zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y tampoco se alcanza una zona de alto riesgo debido a efectos de sobrepresión.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.167 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 167 Posible efecto dominó en U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)					
DB-PARA-1(A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 100 %).	NA	11.89 m	Alimentación de gas ácido al quemador QE-81001	El efecto de sobrepresión afectaría a los siguientes equipos: El quemador QE-81001; la cámara de combustión QE-81002; la caldereta de calor de desecho CB-81001, Y el calentador de gas ácido EA-81001	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes
DB-PARA-1(B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 20 %).	NA	NA	Alimentación de gas ácido al quemador QE-81001	Ninguna	.
DB-PARA-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 100%).	NA	NA	EA-81003	ninguna	
DB-PARA-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 20%).	NA	N.A.	EA-81003	Ninguna	
D DB-PARA-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del	N.A.	N.A.	HI-81001	Ninguna	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)					
Oxidador Térmico (fuga del 100%).					
DB-PARA-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador QE-81001 del Oxidador Térmico (fuga del 20%).	N.A.	N.A.	HI-81001	Ninguna	

N.A. No alcanzado



8 U-82000 Planta de Recuperación de Azufre PARA.

DB-PARA2-1 (A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 100%).

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría los siguientes equipos: El quemador QE-82001; la cámara de combustión QE-82002; la Caldereta de Calor de Desecho CB-82001; y el calentador de gas ácido EA-82001. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Los efectos de alto riesgo por toxicidad abarcaría una distancia de 444.94 m afectando al personal ubicado en la Planta de Recuperación de Azufre U-81000 y la Planta de Recuperación de Azufre U-82000 y personal de las plantas Planta Fraccionadora de Cracking Catalítico FCC; Planta de Coquización Retardada; Pila de Coque; Planta de Tratamiento de Sosas Gastadas; Unidad Desmineralizadora de Agua; Planta Hidrotratadora de Naftas Tren 1; Planta Regeneradora de Amina; Planta de Tratamiento de Aguas Amargas. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H₂S

DB-PARA2-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

Los efectos de alto riesgo debido por toxicidad; abarcaría una distancia de 84.26 m afectando al personal ubicado en las plantas Recuperadora de Azufre U-81000 y la Planta de Recuperación de Azufre U-82000. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H₂S.

DB-PARA2-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

Los efectos de alto riesgo debido por toxicidad; abarcaría una distancia de 168.2 m afectando al personal ubicado en las plantas Recuperadora de Azufre U-81000 y la Planta de Recuperación de Azufre U-82000; una zona de la planta de Coquización Retardada. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H₂S.



DB-PARA2-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (fuga del 20%)

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

Los efectos de alto riesgo debido por toxicidad; abarcaría una distancia de 20.1 m afectando al personal ubicado en la Planta de Recuperación de Azufre U-82000. Este radio corresponde a un IDLH de 100ppm de H_2S .

DB-PARA2-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador del oxidador térmico HI-82001 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, de acuerdo a los datos de simulación no se alcanzaría zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y tampoco se alcanza una zona de alto riesgo debido a efectos de sobrepresión.

DB-PARA2-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador del oxidador térmico HI-82001 (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, de acuerdo a los datos de simulación no se alcanzaría zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y tampoco se alcanza una zona de alto riesgo debido a efectos de sobrepresión.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó



como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.168 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 168 Posible Efecto dominó en U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)					
DB-PARA2-1(A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 100 %).	NA	11.89 m	Alimentación de gas ácido al quemador QE-81001	El efecto de sobrepresión afectaría a los siguientes equipos: El quemador QE-81001; la cámara de combustión QE-81002; la caldereta de calor de desecho CB-81001, Y el calentador de gas ácido EA-81001	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes
DB-PARA2-1(B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 20 %).	NA	NA	Alimentación de gas ácido al quemador QE-82001	Ninguna	.
DB-PARA2-2 (A). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (fuga del 100%).	NA	NA	EA-81003	Ninguna	
DB-PARA2-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (fuga del 20%).	NA	N.A.	EA-82003	Ninguna	
D DB-PARA-3 (A). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del	N.A.	N.A.	HI-82001	Ninguna	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)					
Oxidador Térmico (fuga del 100%).					
DB-PARA-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador QE-82001 del Oxidador Térmico (fuga del 20%).	N.A.	N.A.	HI-82001	Ninguna	

N.A. No alcanzado



9 U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. PAA.

DB-PAA-1 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 20%).

Para **este** escenario, si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV₈) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 10.52 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran los equipos FA-87102, EC-87101A/B/C/D, FB-87505, FS-85505, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

DB-PAA-1 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 100%).

Para este escenario, si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV₈) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 90.50 m, quedando fuera de la planta afectando vías de acceso, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran los equipos EC-87101 A/B/C/D, EC-87201 A/B/C/D, GA-87101 A/B, GA-87201 A/B, GA-87301 A/B, GA-87401 A/B, GA-87104 A/B, EA-87102 A/B, EA-87101 A/B, EA-87103 A/B, FB-87503/504, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

DB-PAA-1 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%)

Si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión, ya que solo se formaría un charco de fuego que abarcaría la zona de bombas GA-87502 A/B/C, sin afectar a otros equipos cercanos.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV₈) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 148.8 m, teniendo afectaciones fuera de los límites de la planta como las



vías de acceso y la planta de amina; el 80% de la planta de aguas amargas queda cubierta, a esta distancia se cuenta con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 25.83 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H_2S) se alcanzan distancias donde se encuentran los equipos FB-87504, GA-87502 A/B/C, GA-87506 A/B/C y GA-87507 A/B, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de riesgo donde los efectos inmediatos a la salud y a la vida no son reversibles a 30 minutos de exposición y donde los Trabajadores deben implementar las acciones evasivas inmediatas en caso de existir un evento no deseado.

DB-PAA-1 (D): Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión, ya que solo se formaría un charco de fuego que abarcaría la zona de bombas GA-87502 A/B/C, GA-87506 A/B/C y GA-87507 A/B.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV8) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 773.5 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H_2S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando: el área de tanques de residuo de vacío, planta de destilación combinada, planta hidrotratadora de gasóleos, planta de recuperación de azufre, planta de coquización retardada, planta hidrotratadora de naftas tren 1, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 120.2 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H_2S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectada la planta de agua amarga en un 80% y la planta de aminas, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de riesgo donde los efectos inmediatos a la salud y a la vida no son reversibles a 30



minutos de exposición y donde los Trabajadores deben implementar las acciones evasivas inmediatas en caso de existir un evento no deseado,

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.169 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 169 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. PAA					
DB-PAA-1 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 20%).	--	--	Bomba GA-87103 A/B	--	No se tiene posible efecto dominó.
DB-PAA-1 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 100%).	--	--	Bomba GA-87103 A/B	--	No se tiene posible efecto dominó.
DB-PAA-1 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%).	--	--	Bomba GA-87502 A/B	--	No se tiene posible efecto dominó.
DB-PAA-1 (D). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 100%).	--	--	Bomba GA-87502 A/B	--	No se tiene posible efecto dominó.

NA: No alcanzado.



10 U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. PAA.

DB-PAA-2 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 20%).

Para este escenario, si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV₈) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 26.71 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S), se alcanzan distancias donde se encuentran los equipos GA-87303, GA-87304 A/B, EC-87301 A/B, EC-87303 A/B, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

DB-PAA-2 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 100%).

Para este escenario, si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV₈) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 149.8 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando las vías de acceso, la planta de amina y la planta de aguas amargas no fenolicas queda cubierta en un 80%, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 39.68 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran los equipos GA-87303, GA-87304 A/B, EC-87301 A/B, EC-87303 A/B y FB-87502, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de riesgo donde los efectos inmediatos a la salud y a la vida no son reversibles a 30 minutos de exposición y donde los Trabajadores deben implementar las acciones



evasivas inmediatas en caso de existir un evento no deseado,

DB-PAA-2 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 20%).

Para este escenario, si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV₈) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 35.77 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran los equipos B-87504, GA-87502 A/B/C, GA-87506 A/B/C, FS-87505 y GA-87101A, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

DB-PAA-2 (D). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 100%).

Para este escenario, si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV₈) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 193.9 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando la planta de Amina, vías de acceso y área de residuos de vacío, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 54.64 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran los equipos FB-87504, GA-87502 A/B/C, GA-87506 A/B/C, FS-87505, GA-87101A, EC-87301 A/B, EC-87303 A/B, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de riesgo donde los efectos inmediatos a la salud y a la vida no son reversibles a 30 minutos de exposición y donde los Trabajadores deben



implementar las acciones evasivas inmediatas en caso de existir un evento no deseado.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.170 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 170 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. (PAA)					
DB-PAA-2 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 20%).	--	--	GA-87303 A/B	--	No se tiene posible efecto dominó.
DB-PAA-2 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 100%).	--	--	GA-87303 A/B	--	No se tiene posible efecto dominó.
DB-PAA-2 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 20%).	--	--	GA-87506 A/B/C	--	No se tiene posible efecto dominó.
DB-PAA-2 (D). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 100%).	--	--	GA-87506 A/B/C	--	No se tiene posible efecto dominó.

NA: No alcanzado.



11 U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO₂. URA.

DB-URA-1 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (No. 1 y 2) (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica dentro de la planta abarcando los equipos GA-88101 AB, GA-88102 A/B, Tren de valvulas, FA-88101, GA-88102, DB-88101 (Jet Fire). Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV8) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 327.52 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersion tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando: planta hidrotatadora de gasóleos, planta hidrotatadora de diesel tren 1, planta hidrotatadora de naftas, planta de destilación combinada, planta de tratamiento de aguas amargas, vías de acceso, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 75.60 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersion tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando los siguientes equipos: GA-88101 AB, GA-88102 A/B, tren de válvulas, FA-88101, GA-88102, DB-88101, GA -88103B, cuarto de control satélite y área de transformadores, ga-83201 a/b, planta de aguas amargas (límite de batería), con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de riesgo donde los efectos inmediatos a la salud y a la vida no son reversibles a 30 minutos de exposición y donde los Trabajadores deben implementar las acciones evasivas inmediatas en caso de existir un evento no deseado.

DB-URA-1 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2) (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica dentro de la planta abarcando el equipo GA-88101 A/B (Jet Fire). Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².



En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV8) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 53.05 m, quedando dentro de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H_2S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando: caseta de estancia de operadores, tren de válvulas (2), ga-88103 a/b, área de mantenimiento, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 12.85 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H_2S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando los siguientes equipos: GA-88101 A/B, DB-88101, tren de válvulas, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de riesgo donde los efectos inmediatos a la salud y a la vida no son reversibles a 30 minutos de exposición y donde los Trabajadores deben implementar las acciones evasivas inmediatas en caso de existir un evento no deseado.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.171 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 171 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
II. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO₂(URA)					
DB-URA 1 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 100%).	12.92	NA	Bomba GA-88101 A/B		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-URA 1(B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 20%).	NA	NA	Bomba GA-88101		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



12 U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO₂. URA.

DB-URA-2 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los equipos GA-88301 A/B, FA-88301, tren de valvulas, GA-88302 A/B, DB-88301 (Jet Fire). Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV8) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 201.75 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersion tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando: Toda la planta 12 de Regeneración de amina con CO₂, Planta de aguas amargas y la planta hidrotrotadora de naftas tren 1, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 58.95 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersion tóxica (H₂S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando los siguientes equipos: GA-88301 A/B, FA88-301, tren de valvulas, GA-88302 A/B, DB-88301, GA-88303 A/B, con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de riesgo donde los efectos inmediatos a la salud y a la vida no son reversibles a 30 minutos de exposición y donde los Trabajadores deben implementar las acciones evasivas inmediatas en caso de existir un evento no deseado.

DB-URA-2 (B). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los equipos GA-88301 A/B, FA-88301, tren de valvulas, GA-88302 A/B, DB-88301, GA-88303 A, FA-88301 (Jet Fire). Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV8) a una



estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, alcanzan una distancia de 37.93 m, quedando fuera de los límites de la planta, durante el desarrollo de la dispersión tóxica (H_2S) se alcanzan distancias donde se encuentran afectando: toda la planta y fuera de la instalación, planta hidrotratadora de naftas, planta de tratamiento de aguas amargas, planta de recuperación de azufre (torre de enfriamiento), con presencia de personal operativo mismo que puede sufrir afectaciones; tomando en cuenta que es una zona de amortiguamiento donde los efectos adversos se presentan derivado de la exposición prolongada mayor a una jornada de trabajo.

En este escenario los efectos por toxicidad a una concentración de 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, no alcanzan el nivel de piso, por lo que no existe afectaciones.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación **número 1**. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.172 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 172 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO₂(URA)					
DB-URA-2 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 100%).	13.48	NA	Bomba GA-88301 A/B		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-URA-2 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 20%).	NA	NA	Bomba GA-88301 A/B		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



13 U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos. I-C4.

DB-I-C4-1 (A). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría las bombas GA-23001 A/B, GA-23003 A/B, GA-23004 A/B, BP-23003 A/B, los tanques FA-23003, FA-23004, FA-23007, FA-23011, FA-23015, los intercambiadores EA-23002, EA-23008, y depurador de gas neto DT-23001. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-I-C4-1 (B). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría las bombas GA-23001 A y B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-I-C4-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 100%).

Si la fuga en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría las bombas GA-23002 A/B, GA-23003 A, GA-23004 A/B, GA-23005 A/B y BP-23002; los tanques FA-23006, y FA-23008; el condensador del estabilizador EC-23001; las torres estabilizador DS-23001 y el Depurador de gas neto DT-23001, así como los intercambiadores EA-23006 A/B, EA-23007, EA-23008 y EA-23014. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-I-C4-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 20%).

Si la fuga en sellos mecánicos al 20% ocurre, la zona de afectación será por radiación térmica de 1.4 KW/m^2 , la cual, no presenta molestias al personal, aunque durante largos periodos de exposición equivale a la intensidad del sol de verano a medio día.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un



segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.173 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 173 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)					
DB-I-C4-1 (A). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 100%).	11.60 m	NA	Bomba GA-23001 A/B	- Bombas GA-23001 A/B, GA-23003 A/B, GA-23004 A/B; - Bombas BP-23003 A/B; - Tanques FA-23003, FA-23004, FA-23007, FA-23011, FA-23015; - Intercambiadores EA-23002, EA-23008; y - Depurador de gas neto DT-23001.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-I-C4-1 (B). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).	NA	--	--	--	--
DB-I-C4-2 (A). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 100%).	NA	--	--	--	--
DB-I-C4-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 20%).	NA	--	--	--	--

NA: No alcanzado.



14 U-22000 Planta de Alquilación. ALKY.

DB-ALKY-1A. Fuga sellos de GA-22120 A/B (BUTANO) de fondos de columna tratadora con KOH. Fuga del 100%.

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría a la tratadora de alumina FA-22117 A/B, a la tratadora de butano KOH FA-22119 A/B, a la tratador de aluimina FA-22122 A/B, al separador del intercambiador de propano FA-22127, al intercambiador del separador de propano EA-22129, intercambiador de propano EA-22130, a la bomba de butano GA-22120 A/B y el Racks de tuberías. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-ALKY-1B. Fuga en sellos de GA-22102 A/B de Alquilado con HF proveniente asentador de ácido FA-22104. Fuga del 100%.

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría al tanque de transferencia rápida de Acido FA-22107, al lavador caustico de ASAS FA-22111, al enfriador de reactor de alquilación EA-222104 A/B, al enfriador de reactor de alquilación EA-22104 C/D, al enfriador de retorno de fondos EA-22109, al enfriador caustico de ASAS EA-22111, al calentador caustico de ASAS EA-22110, a la columna de acido DS-22101, a la bomba fraccionaria GA-22102 A/B, a la bomba de acido GA-22103 A/B, a la bomba de transferencia de KOH GA-22110 A/B, a la bomba de circulación de KOH GA-22109 A/B, a la bomba de circulación de agua de lavador de ASAS GA-22107 A/B, al aerofriador del acumulador EC-22101 y el rack de tubería. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-ALKY-2. Fuga en descarga del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B. Fuga del 100%.

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría al rehervidor de fraccionaria principal BA-22101, a la bomba de rehervidor de fraccionadora principal GA-22114 A, al separador del intercambiador de propano FA-22127, a la tratadora de propano KOH FA-22123 A/B, al calentador de tratadora de propano EA-22130, al Intercambiador de tratadora de Propano EA-22129, al aerofriador de tratadora de Propano EA-22131, al aerofriador EC-23003, a la bomba GA-23007 A/B, al calentador/enfriador EA-23010 B, al calentador/enfriador EA-23012, al calentador/enfriador EA-23011 A/B, al tanque FA-23009, al tanque FA-23014, al sistema de preparación de gas combustible, al rack de tubería y los caminos. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².



Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-ALKY-3. Explosión hogar de Calentador de aire BA-22101 por perdida de Flama. Fuga del 100%.

Si la pérdida de flama se presenta y no se detecta y corrige a tiempo, la zona de alto riesgo abarcaría a la planta de alquilación U-22000, a la unidad de isomerizadora U-23000, a la planta de recuperación y tratamiento de gases U-79100/U-79200, a la planta de desintegración catalítica FCC U-2100, a la almacenamiento y distribución de nitrógeno, al sistema de aire de instrumentos, a la vías de tren, al rack de tuberías y los caminos. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

para efecto dominó.

Con base en lo anterior y revisando los resultados señalados en la Tabla II.174 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 174 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)					
DB-ALKY-1A. Fuga en sellos de GA-22120 A/B (BUTANO) de fondos de columna tratadora con KOH. Fuga del 100%.	10.92 m	NA	Bomba GA-22120 A/B	• Tratadora de alumina FA-22117 A/B • Tratadora de butano KOH FA-22119 A/B • Tratador de alumina FA-22122 A/B. • Separador del intercambiador de propano FA-22127. • Intercambiador del separador de propano EA-22129. • Intercambiador de propano EA-22130. • Bomba de butano GA-22120 A/B. • Racks de tuberías	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-ALKY-1B. Fuga en sellos de GA-22102 A/B de Alquilado con HF proveniente asentador de ácido FA-22104. Fuga del 100%.	12.69 m	NA	Bomba GA-22102 A/B	• Tanque de transferencia rápida de ácido FA-22107. • Lavador caustico de ASAS FA-22111 • Enfriador de reactor de alquilación EA-222104 A/B. • Enfriador de reactor de alquilación EA-22104 C/D • Enfriador de retorno de fondos EA-22109. • Enfriador caustico EA-22111. • Calentador caustico de ASAS EA-22110. • Columna de gas ácido DS-22101. • Bomba de fraccionadora GA-22102 A/B. • Bomba de ácido GA-22103 A/B. • Bomba de transferencia de KOH GA-22110 A/B. • Bomba de circulación de KOH GA-22109 A/B. • Bomba de circulación de agua de lavador de ASAS GA-22107 A/B. • Aeroenfriador del acumulador EC-22101. • Rack de tubería.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalación origen	Instalación receptora	Recomendación
DB-ALKY-2. Fuga en descarga del compresor de reposición de Hidrógeno BC- 22001 A/B. Fuga del 100%.	6.92 m	13.94 m	BC-22001 A/B	• Rehervidor de fraccionaria principal BA-22101. • Bomba de rehervidor de fraccionadora principal GA-22114 A. • Separador del intercambiador de Propano FA-22127. • Tratadora de propano KOH FA-22123 A/B. • Calentador de tratadora de propano EA-22130. • Intercambiador de tratadora de Propano EA-22129. • Aeroenfriador de tratadora de Propano EA-22131. • Aeroenfriador EC-23003, a la Bomba GA-23007 A/B. • Calentador/Enfriador EA-23010 B. • Calentador/Enfriador EA-23012. • Calentador/Enfriador EA-23011 A/B. • Tanque FA-23009. • Tanque FA-23014. • Sistema de preparación de Gas Combustible. • Rack de tubería. • Caminos	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-ALKY-3. Explosión de hogar de Calentador de aire BA-22101 por pérdida de Flama. Fuga del 100%.	NA	114.57 m	BA-22001	• U-22000. Planta de Alquilación (ALKY). • Unidad de Isomerizadora De Butano (ISOC4) U-23000. • Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases U-79100/U-79200. • Planta de Desintegración catalítica (FCC) U-21000. • Almacenamiento y Distribución de Nitrógeno. • Sistema de Aire de Instrumentos. • Vías de tren. • Rack de tuberías.	Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al SIS para realizar el paro del Sistema de Gas Combustible al BA-22001.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
				• Caminos.	



15 U-30000 Planta Coquizadora Retardada. (PCR).

DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001). Fuga del 100%.

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría la fraccionadora de coque DF-31001, la bomba de HCGO FG-3102B y los filtros de bombas de FZGO FG-31001B, FG-31001C y FG-31001D. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001). Fuga del 20%.

En este caso no se tienen interacciones con otros equipos.

DB-PCR-2. Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-31002 de coque. Fuga del 100%.

Si la pérdida de flama se presenta y no se detecta y corrige a tiempo, la zona de alto riesgo abarcaría toda la planta y los siguientes alrededores: Pila de coque, Planta recuperadora de azufre, Planta regeneradora de aminas, Planta de tratamiento de aguas amargas, el Area de tanques de almacenamiento de residuo de vacío y el Area de tanques de flushing y slop. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para



permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior y revisando los resultados señalados en la Tabla II.175 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 175 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
15. U-30000, Planta de Coquización Retardada (PCR).					
DB-PCR-4. Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-31002 de coque. Fuga del 100%.	NA	87.95 m	BA-31002	• Planta recuperadora de azufre. • Planta regeneradora de aminas. • Planta de tratamiento de aguas amargas. • Area de tanques de almacenamiento de residuo de vacío. • Area de tanques de flushing y slop • Pila de coque.	Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al SIS para realizar el paro del Sistema de Gas Combustible hacia el BA-31002.



16 . Unidad 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).

DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la debutanizadora (DF-31009). Fuga del 100%.

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría a los aerofriadores EC-31110 A/B, EC-31107 A/B, EC-31109, a los Intercambiadores de enfriamiento EA-31018 A/B, EA-31014, EA-31023, EA-31021 y rehervidor C₃/C₄ EA-31020, a la Columna Debutanizador DF-31009, a la contactora de amina DT-31010, a la contactora de gas amargo – amina DT- 31013, al tanque OK de gas amargo FA-31022, al separador de C₃/C₈ DF-31011, al tanque de alimentación de residuo de vacío FA-31033, al tanque flash de amina rica FA-31018, al tanque de condensados de rehervidor de butano FA-31015, tanque KO de quemador y bombas, al paquete de tratamiento caustico TQ-31010. Además, la afectación abarcaría también a las bombas de alimentación de residuo de vacío GA-31044 A/B, a las bombas de transferencia de amina rica GA-3103 A/B, a las bombas de la debutanizadora GA-31026 A/B, a las bombas de reflujo de debutanizadora GA-31028 A/B, a las bombas booster de condensado frío BD-31040 A/B, a las bombas de circulación de agua GA-31029 A/B, a las bombas de reflujo de C₃/C₄ GA-31031 A/B y a las bombas booster de amina pobre GA-31032 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la debutanizadora (DF-31009). Fuga del 20%.

Si la fuga en sellos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría a los aerofriadores la afectación abarcaría a las bombas de alimentación de residuo de vacío GA-31044 A/B, a las bombas de transferencia de amina rica GA-3103 A/B, a las bombas de la debutanizadora GA-31026 A/B, a las bombas de reflujo de debutanizadora GA-31028 A/B, a las bombas booster de condensado frío BD-31040 A/B, a las bombas de circulación de agua GA-31029 A/B, a las bombas de reflujo de C₃/C₄ GA-31031 A/B y a las bombas booster de amina pobre GA-31032 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión no se tienen interacciones.



DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 100%.

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría todos los equipos mencionados anteriormente en **DB-PCR-1B**; además a los generadores de vapor CB-31027 A/B y CB-31001 A/B, a los intercambiadores de HCGO/agua EA-31008 A/B, a los intercambiadores de bombas de producto HCGO EA-31036, a los filtros de bombas de FZGO FG-31001 A/B/C/D, al filtro de producto HCGO FG-31109, a la torre agotadora de LCGO y HCGO DS-31002 y DS-31003 y a la fraccionadora de coque DF-31001. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 20%.

Si la fuga en sellos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría a al tanque de alimentación de residuo de vacío FA-31033, al tanque flash de amina rica FA-31018, al tanque de condensados de rehervidor de butano FA-31015. Además, la afectación abarcaría también a las bombas de alimentación de residuo de vacío GA-31044 A/B y a las bombas de transferencia de amina rica GA-3103 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001B que comprime Gas Humedo. Fuga del 100%.

Si la fuga en sellos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría la torre absorbidora DA-31007, a la torre fraccionadora DS-31008, al tanque presaturador de agua FA-31021, al absorbedor esponja DA-31012, al tanque presaturador FA-31028, al tanque producto de fraccionadora FA-31025, al tanque KO entrada del compresor FA-31010, a los aerofriadores EC-31106 A/B, EC-31112 A/B, EC-31113 A/B, EC-31101 A/B, EC-31102 A/B, EC-31104 A/B/C/D/E/F/G/H/I/J, a los intercambiadores de enfriamiento esponja EA-31013, EA-31025, EA-31033, EA-31016 A/B, a las bombas de alimentación de separador GA-31025 A/B, a las bombas de nafta-agua GA-31020 A/B, GA-31021 A/B, a las bombas de presaturador de aceite pobre GA-31033



A/B, a las bombas de fondo de separador DS-31008 GA-31027 A/B, a las bombas de LCGO GA-31005 A/B, GA-31006 A/B y a las bombas de HCGO GA-31002 A/B, GA-31004 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría de igual manera los equipos mencionados anteriormente. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001B que comprime Gas Humedo. Fuga del 20%.

Si la fuga en sellos al 20% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría al intercambiador de enfriamiento esponja EA-31013. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior y revisando los resultados señalados en la Tabla II.176 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 176 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
16. Unidad 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).					
DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la deutanizadora (DF-31009). Fuga del 100%.	19.44 m	14.12 m	Bomba GA-31028 A/B	• Aeroenfriadores: EC-31110 A/B, EC-31107 A/B, EC-31109. • Intercambiadores de enfiamiento: EA-31018 A/B, EA-31014, EA-31023, EA-31021. • Rehervidor: EA-31020 de C3/C4. Columna Debutanizador: DF-31009. • Contactora de amina: DT-31010. • Contactora de gas amargo – amina: DT- 31013. • Tanque OK de gas amargo: FA-31022. • Separador de C3/C8: DF-31011 • Tanque de alimentación de Residuo de Vacío: FA-31033. • Tanque flash de amina rica: FA-31018. • Tanque de condensados de rehervidor de butano: FA-31015. • Paquete de trtamiento caustico: TQ-31010. • Bombas: GA-31044 A/B, GA-3103 A/B, GA-31026 A/B, GA-31028 A/B, BD-31040 A/B GA-31029 A/B, GA-31031 A/B y GA-31032 A/B. • Tanque KO de quemador y bombas.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la deutanizadora	4.10 m	--	Bomba GA-31028 A/B	• Bomba: GA-31026 B	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
16. Unidad 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).					
(DF-31009). Fuga del 20%.					de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 100%.	40.21 m	19.12 m	DT-31013	- Los Equipos mencionados en escenario DB-PTRG-1. - Generadores de vapor: CB-31027 A/B y CB-31001 A/B. - Intercambiadores EA-31008 A/B, EA-31036. - Filtros: FG-31001, FG-31109. - Torre agotadora de LCGO: DS-31002. - Torre agotadora de HCGO: DS-31003. - Faccionadora de coque: DF-31001.	Ante un alarma de bajo nivel en la torre contactora DT-31013 o una alarma de alta presión en el tanque flash de amina FA-31018, enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 20%.	7.16 m	--	DT-31013	Tanque de alimentación de Residuo de Vacío: FA-31033.	Ante un alarma de bajo nivel en la torre contactora DT-31013 o una alarma de alta presión en el tanque flash de amina FA-31018, enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001 A/B que comprime Gas Humedo. Fuga del 100%.	14.86 m	13.10 m	GB-31001 A/B	- Torre absorbedora: DA-31007. - Torre fraccionadora: DS-31008. - Tanque presaturador de agua: FA-31021 - Absorbedor esponja: DA-31012. - Tanque presaturador: FA-31028. - Tanque producto de fraccionadora: FA-31025. - Tanque KO entrada del compresor: FA-31010. - Aeroenfriadores:	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
16. Unidad 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).					
				EC-31106 A/B, EC-31112 A/B, EC-31113 A/B, EC-31101 A/B, EC-31102 A/B, EC-31104 A/B/C/D/E/F/G/H/I/J. • Intercambiadores de enfriamiento esponja: EA-31013, EA-31025, EA-31033, EA-31016 A/B. • Bombas: GA-31025 A/B, GA-31020 A/B, GA-31021 A/B GA-31033 A/B, a GA-31027 A/B, GA-31005 A/B, GA-31006 A/, GA_31002 A/B, GA-31004 A/B.	



17 U-73000 Planta Productora de Hidrogeno. PH.

DB-PH-1 (A). Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los siguientes equipos: al Desulfurizador de la alimentación DC-73002 A/B y al Reactor de Cambio de Temperatura Media (MTS) DC-73004, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión, abarcaría al siguiente equipo: al Desulfurizador de la alimentación DC-73002 A/B. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-PH-1 (B) Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión solo abarcaría afectaciones dentro de la misma planta.

DB- PH-2 (A). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los siguientes equipos: al Desulfurizador de la alimentación DC-73002 A/B y al Reactor de Cambio de Temperatura Media (MTS) DC-73004, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión, abarcaría a los mismos equipos: ya mencionados. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-PH-2 (B). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión solo abarcaría afectaciones dentro de la misma planta.

DB-PH-3 (A). Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los siguientes equipos: a la Reformadora de Vapor de Metano REH-73001, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión abarcaría al mismo equipo: ya mencionado. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².



DB-PH-3 (B). Fuga en bridas de 16" en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001(fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión abarcaría al siguiente equipo: a la Reformadora de Vapor de Metano REH-73001.

DB-PH-4 (A). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004. (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría los siguientes equipos: al Desulfurizador de la alimentación DC-73002 A/B, al Separador de Desfogue MTS FA-73002 y al Aeroenfriador de Alimentación PSA EC-73001 A; la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión, abarcaría a los equipos ya mencionados y además al Pre-Calentador de la Alimentación EA-73001. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-PH-4 (B). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004. (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión solo abarcaría afectaciones dentro de la misma planta.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

"La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto".

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó



como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.177 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 177 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)					
DB-PH-1 (A). Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 100%).	16 m	12.51 m	Hidrogenador DC-73001.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PH-1 (B) Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 20%).	NA	2.96 m	Hidrogenador DC-73001.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB- PH-2 (A). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 100%).	15.53 m	12.49 m	Desulfurador DC-73002.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PH-2 (B). Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 20%).	NA	2.95 m	Desulfurador DC-73002.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PH-3 (A). Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 100%).	NA	6.56 m	Reformador de Vapor de Metano REH-73001		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PH-3 (B). Fuga en bridas de 16" en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001(fuga del 20%).	NA	1.58 m	Reformador de Vapor de Metano REH-73001		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PH-4 (A). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004. (fuga del 100%).	10.61 m	11.44 m	Reactor DC-73004.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)					
					de bloqueo correspondientes.
DB-PH-4 (B). Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004. (fuga del 20%).	NA	2.45 m	Reactor DC-73004.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



Infraestructura de Servicios.

18 U-01000 Planta de Cogeneración.

No se identifican escenarios, por lo que no existen posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones.

Efecto Dominó.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que no existen interacciones de riesgo dentro y fuera de las instalaciones..



19 U-02000 Planta de Suministro de Agua.

No se identifican escenarios, por lo que no existen posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones.

Efecto Dominó.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que no existen interacciones de riesgo dentro y fuera de las instalaciones..

!



20U-03000 Planta de Pretratamiento de agua.

No se identifican escenarios, por lo que no existen posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones.

Efecto Dominó.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que no existen interacciones de riesgo dentro y fuera de las instalaciones..



21 U-04000 Planta Desmineralizadora de agua.

No se identifican escenarios, por lo que no existen posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones.

Efecto Dominó.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que no existen interacciones de riesgo dentro y fuera de las instalaciones..



22 U-00500 Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.

DB-SSGCGN-1 (A). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV10015 en la línea de 6" salida del evaporador de LPG EA-10001 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría los siguientes equipos: Bombas de condensado GA-10001 A y GA-10001 B y las líneas de succión y descarga de las bombas; las líneas de alimentación y salida del Evaporador de LPG EA-10001. Así como la estructura de soporte de los mismos.

Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5kw/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría las bombas GA-10001 A y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías.

El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-SSGCGN-1 (B). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV10015 en la línea de 6" salida del evaporador de LPG EA-10001 (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

DB-SSGCGN-2 (A). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10021^a en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA-10001 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría los siguientes equipos: El arreglo de tubería y la válvula de control automático PV-10021 A y PV-10021 B.

Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5kw/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría las bombas GA-10001 A y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías.

El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían



con heridas por proyectiles.

DB-SSGCGN-2 (B). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10021A en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA-10001 (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica no se alcanza N.A.; y no se presentan efectos de sobrepresión.

DB-SSGCGN-3 (A). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 de la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica abarcaría los siguientes equipos: El arreglo de tubería y la válvula de control automatico PV-10032 A y PV-10021 B, el paquete de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tubería del Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.

Los daños al personal serian quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5kw/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría las bombas GA-10001 A y y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías. La casa de bombas y la casa de bombas de destilados ligeros, medios y pesados; asi como la barda perimetral del tanque 90262.

El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-SSGCGN-3 (B). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 de la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, no se presentaria afectación de alto riesgo por radiación térmica.

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo abarcaría las bombas GA-10001 A y y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías.

El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.



El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.178 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 178 Posible Efecto dominó en el Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
22 U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural					
DB-SSGCCN-1(A). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001. (fuga del 100%).	2.81	38.15 m	Línea de 6" de salida del evaporador EA-10001	El efecto de radiación afectaría a la PV-10015 y su arreglo de válvulas y la infraestructura soporte de FA-10002 y EA-10001. El efecto de sobrepresión afectaría a los siguientes equipos: Las bombas GA-10001 A y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-SSGCCN 1(B). Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001. (fuga del 20%).	NA	NA	Línea de 6" de salida del evaporador EA-10001	Ninguna	.
DB-SSGCCN-2 (A). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾ de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible	NA	36.21	Línea de 24" de salida del Acumulador de Gas Combustible	El efecto de sobrepresión afectaría a los siguientes equipos: Las bombas GA-10001 A y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
22 U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural					
FA10001. (fuga del 100%)				evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías.	
DB-SSGCCN-2 (B). Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾ de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001. (fuga del 20%).	NA	N.A.	Línea de 24" salida del Acumulador de Gas Combustible	Ninguna	
DB-SSGCCN-3 (A). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 100%).	6.15	115.39.	Línea de 16" de distribución de gas natural a Plantas	El efecto de radiación afectaría a los siguientes equipos: válvulas PV-10032 A y PV-10021 B, el paquete de medición de gas natural SPE-10001. El efecto de Sobrepresión afectaría a: Las bombas GA-10001 A y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
22 U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural					
DB-SSGCGN-3 (B). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de 3/4" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 20%).	N.A.	23.43	Línea de 16" de distribución de gas natural a Plantas	El efecto de sobrepresión afectaría a los siguientes equipos: Las bombas GA-10001 A y GA-10001 B; el acumulador de condensados FA-10002 y el evaporador de LPG EA-10001, el acumulador de gas combustible FA-10001; el sistema de medición de gas natural SPE-10001 y el Rac de tuberías.	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



23 U-95000 Mezclado en Línea.

DB-ML-1 (A). Fuga de 0.25"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223 (fuga del 100%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica ocurre dentro de la planta dañando a los equipos siguientes: bombas GA-95001 A/B, GA-95002 A/B, GA-95003 A/B, GA-95004A, GA-95005 A/B, GA-95006 A/B, las cuales se encuentran dentro del paquete de mezcla de gasolina SPE-95001; así como las llegadas y salidas de mezcla en líneas cercanas. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo ocurre dentro de la planta dañando a los equipos siguientes: las bombas GA-95003 A/B, GA-95004A, GA-95005 A/B, así como parte del interior del paquete de mezcla de gasolina SPE-95001. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

DB-ML-1 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).

Si la falla catastrófica ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica ocurre dentro de la planta dañando a los equipos siguientes: bombas GA-95003 A/B, GA-95004 A/B, GA-95005 A/B, así como parte del interior del paquete de mezcla de gasolina SPE-95001. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

Para los efectos de sobrepresión, el radio de la zona de alto riesgo ocurre dentro de la planta dañando a los equipos siguientes: las bombas GA-95003 A/B, GA-95004A, GA-95005 A/B. El evento provocaría daños a las estructuras y si hubiera personas cercanas resultarían con heridas por proyectiles.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo



respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.179 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 179 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
23. U-95000 Mezclado en Línea					
DB-ML-1 (A) Fuga de 0.25"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223 (fuga del 100%).	15.57	14.22	GA-95004A	Casa de bombas	No se espera posible efecto dominó, ya que los efectos de radiación térmica y de soprespresión no sobrepasa el área del Sistema de Mezclado en Línea.
DB-ML-1 (B) Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).	3.22	4.05	GA-95004A	Casa de bombas	No se espera posible efecto dominó, ya que los efectos de radiación térmica y de soprespresión no sobrepasa el área del Sistema de Mezclado en Línea.

NA: No alcanzado.



24 U-90000 Casas de Bombas.

DB-CB-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, se tendría afectaciones fuera de la instalación pero dentro de los límites del área de casa de bombas y daño a equipo aledaño a la fuga, la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión, se tendría afectaciones fuera de la instalación y vías de acceso al área de casa de bombas y daño a equipo aledaño a la fuga 0.5 psi en casa de bombas de destilados ligeros. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-CB-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y sobrepresión, se tendría afectaciones solamente al equipo aledaño a la fuga,

DB-CB-2 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, se tendría afectaciones fuera de la casa de bombas de GLP con afectación al límite de batería a 1.4 KW/m², la zona de afectación de alto riesgo por sobrepresión, se tendría afectaciones fuera de la casa de bombas de GLP con afectación al límite de batería a 0.5 psi.

DB-CB-2 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica y sobrepresión, no existen afectaciones fuera de la casa de bombas daño a equipo aledaño a la fuga.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.



Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.180 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 180 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalación origen	Instalación receptora	Recomendación
24. U-90000 Casa de Bombas					
DB-CB-1 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 100%).	18.22	46.99	GA-90203 A/B/C	-	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CB-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).	3.93	4.93	GA-90203 A/B/C	-	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CB-2 (A). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 100%).	17.01	13.37	GA-90304 A/B	-	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-CB-2 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 20%).	3.41	3.79	GA-90304 A/B	-	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



25 Tanques de Almacenamiento.

DB-TALM-01. Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya TV-90201.

Si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

DB-TALM-02. Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM TV-90237.

Si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

DB-TALM-03. Incendio en tanque de almacenamiento de Diésel Ultra bajo en Azufre. TV-90245.

Si la falla catastrófica ocurre, no se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, ni para los efectos de sobrepresión.

DB-ALM-4A. Ruptura en línea de 8" en la alimentación a la Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221.

Si la falla catastrófica ocurre, se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica a límites de batería de las esferas TE-90218, TE-90220 (Jet Fire) y para los efectos de sobrepresión, se tiene zona de afectación de alto riesgo afectando a las esferas TE-90218, TE-90219, TE-90220 y vías de acceso. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-ALM-4B. Fuga en línea de 8" en la alimentación a la Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221.

Si la falla catastrófica ocurre, se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica a límites de batería de la esfera TE-90219 (Jet Fire) y para los efectos de sobrepresión, se tiene zona de afectación de alto riesgo afectando a la esfera TE-90219. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m².

DB-ALM-5A. Ruptura en línea de 8" en la alimentación a las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212.

Si la falla catastrófica ocurre, se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica a límites de batería de la esfera TE-90211 (Jet Fire) y para los efectos de sobrepresión, se tiene zona de afectación de alto riesgo afectando a las esferas TE-90219



Y TE-90212 Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-ALM-5B. Fuga en línea de 8" en la alimentación a las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212.

Si la falla catastrófica ocurre, se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica a límites de batería de la esfera TE-90211 (Jet Fire) y para los efectos de sobrepresión, se tiene zona de afectación de alto riesgo afectando a la esfera TE-90211. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-ALM-6A. Ruptura en línea de 12" en la alimentación a las Esferas de almacenamiento de Butano TE-90216.

Si la falla catastrófica ocurre, se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica a límites de batería de las esferas TE-90201 Y TE-90216 (Jet Fire) y para los efectos de sobrepresión, se tiene zona de afectación de alto riesgo afectando a las esferas TE-90216/TE-90201. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

DB-ALM-6B. Fuga en línea de 12" en la alimentación a las Esferas de almacenamiento de Butano TE-90216.

Si la falla catastrófica ocurre, se tiene zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica a límites de batería de la esfera TE-90216 (Jet Fire) y para los efectos de sobrepresión, se tiene zona de afectación de alto riesgo afectando a la esfera TE-90216. Los daños al personal serían quemaduras de segundo grado para quienes se encuentren expuestos a la radiación térmica de 5 KW/m^2 .

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

"La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto".

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:



1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.181 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 181 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalación origen	Instalación receptora	Recomendación
25. Tanques de Almacenamiento					
DB-TALM-01. Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya TV-90201.	--	--	Tanque TV-90201	•	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-TALM-02. Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM TV-90237.	--	--	Tanque TV-90237		--
DB-TALM-03. Incendio en tanque de almacenamiento de Diésel Ultra bajo en Azufre. TV-90245.	--	--	Tanque TV-90245	•	Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-ALM-4A. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 100%).	19.54	23.98	Esfera TE-90218/90219/90220/90221	--	--
DB-ALM-4B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 20%).	4.09	4.41	Esfera TE-90218/90219/90220/90221	--	--
DB-ALM-5A. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de	16.13	13.19	Esfera TE-90210/90211/90212.	--	--



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m²)	Sobre- presión (3psi)	Instalación origen	Instalación receptora	Recomendación
25. Tanques de Almacenamiento					
LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 100%).					
DB-ALM-5B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 20%).	3.13	3.56	Esfera TE-90210/90211/90212.		
DB-ALM-6A. Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 100%).	17.47	24.33	Esfera TE-90216		
DB-ALM-6B. Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 20%).	3.64	3.88	Esfera TE-90216		

NA: No alcanzado.



26 Trampas de Diablos.

DB-PM-1 (A). Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201 .(fuga del 100%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, la zona de afectación de alto riesgo por radiación térmica, abarcaría equipo dentro de la instalación, vías de acceso y límites de batería de almacenamiento de gasolina catalítica y por sobrepresión sólo se tendría afectaciones a la casa de bombas de LPG.

Este escenario no cuenta con efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV8) ni 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, por lo que no existe afectaciones.

DB-PM-1 (B). Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).

Si la falla en sellos mecánicos al 100% ocurre, no se tienen afectaciones por alta presión ni por radiación térmica.

Este escenario no cuenta con efectos por toxicidad a una concentración de 10 ppm (TLV8) ni 100 ppm (IDLH) a una estabilidad atmosférica clase F y a una velocidad de viento de 1.5 m/s, por lo que no existe afectaciones.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

"La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto".

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó



como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.182 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 182 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacion origen	Instalación receptora	Recomendación
26. Trampas de diablos					
DB-PM-1 (A). Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 100%).	59.486	126.837	Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
DB-PM-1 (B) Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).	13.8909	12.7088	Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201.		Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.

NA: No alcanzado.



27 U-80000 Desfogues.

Para los escenarios evaluados en este sistema no existen zonas de afectación de alto riesgo por radiación térmica, sobrepresión y toxicidad.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

Para los casos en que el nivel de riesgo es tipo “C” o “D”, no se considera la existencia de efecto dominó debido a que el Nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C., por lo tanto no se realizó en Análisis de Consecuencias.

Normalmente se considera el efecto dominó cuando el escalamiento es significativo respecto de las consecuencias del evento original.

Las dos aproximaciones para analizar el efecto dominó son:

1. Incrementar las consecuencias de un evento dado a frecuencia fija, para permitir un aumento en las consecuencias debido a efecto dominó, es decir, se modifica el resultado final de un evento dentro del contexto de un árbol de eventos.
2. Incrementar la frecuencia de falla de un evento dado a consecuencias fijas, para permitir la contribución del efecto dominó, para ello se adiciona el efecto dominó como un evento externo dentro del contexto de un árbol de fallas.

Para efectos del presente informe, se adopta la aproximación número 1. Tomando en cuenta que la Intensidad de energía mínima requerida para fundición de conductos de plástico de acuerdo al Banco Mundial, es para una radiación térmica de 12.5 kW/m^2 ; se toma como criterio este nivel de radiación para un posible efecto dominó con otras instalaciones. En el caso de eventos de explosión se considera que a un nivel de sobrepresión de 3 psi se presentan daños a edificios con estructura metálica y el equipo pesado sufre poco daño, por lo cual se toma como criterio este nivel de sobrepresión para efecto dominó.

Con base en lo anterior, en la Tabla II.183 se muestra los posibles efectos dominó para las instalaciones que integran el proyecto en estudio.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla II. 183 Posible Efecto dominó en Instalaciones

Escenario	Provoca efecto dominó en:				
	Radiación (12.5KW/m ²)	Sobre- presión (3psi)	Instalacionn origen	Instalación receptora	Recomendación
27. U-80000 Desfogues					
DB-UD-01 (A). Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B (fuga del 100%).	NA	--	--	--	--
DB-UD-01 (B). Fuga de hidrocarburos ligeros en válvula de muestreo del tanque separador del sistema de desfogue FA-80701-A/B (fuga del 20%).	NA	--	--	--	--
DB-UD-02 (A). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).	NA	--	--	--	--
DB-UD-02 (B). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).	NA	--	--	--	--
DB-UD-03 (A). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 100%).	NA	--	--	--	--
DB-UD-03 (B). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).	NA	--	--	--	--

NA: No alcanzado.



28 U-0100 Sistema Contraincendio.

No se presentan resultados de posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que el Nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C., por lo tanto no se realizó en Análisis de Consecuencias.



29 U-00600 Aire de Instrumentos y de plantas.

No se presentan resultados de posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que el Nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C., por lo tanto no se realizó en Análisis de Consecuencias.



30 U-00200 Torres de agua de enfriamiento.

No se presentan resultados de posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que el Nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C., por lo tanto no se realizó en Análisis de Consecuencias.



31 U-07000 Recuperación y Tratamiento de Condensados.

No se presentan resultados de posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que el Nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C., por lo tanto no se realizó en Análisis de Consecuencias.



32 U-09000 Almacenamiento y Recibo de Ácido sulfúrico y sosa cáustica.

No se presentan resultados de posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones debido a que el nivel de Riesgo es Tolerable, Tipo D.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que el Nivel de Riesgo es Tolerable, Tipo D., por lo tanto no se realizó en Análisis de Consecuencias.



33 U-86000 Tratamiento de efluentes.

No se presentan resultados de posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.

Efecto Dominó.

El concepto que se manejará de Efecto Dominó es el siguiente:

“La ocurrencia de eventos secundarios (como una liberación de material tóxico o un segundo evento de fuego) dado un primer evento, tal como un fuego o una explosión, de tal forma que el resultado es un incremento en las consecuencias finales o un aumento en la zona de efecto”.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que el Nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C., por lo tanto no se realizó en Análisis de Consecuencias.



34 Edificaciones.

No se identifican escenarios, por lo que no existen posibles interacciones de riesgos dentro y fuera de las instalaciones.

Efecto Dominó.

No se considera la existencia de efecto dominó debido a que no existen interacciones de riesgo dentro y fuera de las instalaciones..



II.3 Efectos sobre el sistema ambiental.

Los efectos que podría generar la Refinería Dos Bocas durante su operación sobre el sistema ambiental circundante, estarán en función de la magnitud de los posibles escenarios de riesgo propuestos que no consideran medidas de prevención y mitigación, donde algunos de ellos podrían tener afectaciones fuera del área del proyecto, causando posibles afectaciones en los alrededores (flora, fauna, poblaciones aledañas e infraestructura construida), por lo que al implementar las recomendaciones técnicas operativas indicadas en el capítulo III de este estudio, son con el fin de eliminarlas o mitigarlas.

La descripción de los escenarios son simulados para definir las áreas de alto riesgo y amortiguamiento; definidas en la guía para la elaboración del estudio de riesgo ambiental de la SEMARNAT.

Los efectos resultantes de las simulaciones de las Zonas de Alto Riesgo (ZAR) y las Zonas de Amortiguamiento (ZA) requeridos son los siguientes:

Efectos por radiación térmica.

- **Zona de Alto Riesgo**, 5.0 kw/m^2 (1500 BTU/hr/ft^2) radiación suficiente para alcanzar el umbral de dolor en 20 segundos. Puede ocasionar quemaduras de 2º grado en 50 segundos de exposición (API 521). Es la zona restringida donde existe radiación que permite solo al personal con ropa adecuada o especial puede realizar acciones de emergencia por un tiempo determinado.
- **Zona de Amortiguamiento**, 1.4 kw/m^2 (440 BTU/hr/ft^2) radiación térmica que no presentan molestias o incomodidad durante largos periodos de exposición de las personas ni el medio ambiente.

Efectos por sobrepresión.

- **Zona de Alto Riesgo**, 1.0 psi de sobrepresión, demolición parcial de casas con posibilidad de quedar inhabitables ("Loss Prevention" de Frank P. Lees). El asbesto corrugado, acero corrugado y paneles de madera son desplazados y dañados.
- **Zona de Amortiguamiento**, 0.5 psi de sobrepresión, indican que se tendrán ventanas normalmente estrelladas con algún daño ocasional en los marcos de ventanas.

Efectos por toxicidad

- **Zona de Alto Riesgo**, IDLH, Valores inmediatamente peligrosos para la vida o la



salud (National Institute for Occupational Safety and Health, NIOSH), siendo el evento de una exposición accidental a una sustancia química. Este límite representa la concentración abajo de la cual un individuo puede escapar dentro de 30 minutos, sin experimentar dificultades para el escape o efectos irreversibles a su salud.

- **Zona de Amortiguamiento**, la Association Conference Government Industry Higienyc (ACGIH) establece los índices TLV (TWA, STEL), como los valores límite umbral (Threshold Limit Values) para condiciones que corresponden más al campo de la salud ocupacional que de los accidentes y se definen como:
 - “TLV₈-TWA” (Time Weighted Average), concentración media a la cual la mayoría de trabajadores expuestos durante el horario laboral no sufren efectos adversos.
 - “TLV₁₅-STEL” (Short Term Exposure Limit), concentración a la que la mayoría de trabajadores pueden exponerse por hasta 15 min. sin sufrir adormecimiento que les predisponga a accidente o dificulte mecanismos de defensa.

En la Tabla II.184 se hace una descripción de las posibles afectaciones en los alrededores de la Refinería Dos Bocas considerando las distancias del mayor radio de afectación que podrían salirse de los límites de las nuevas instalaciones.

Para cada escenario se consideran los radios de afectación tanto para la zona de alto riesgo cuando así aplique y de la zona de amortiguamiento que son los que resultan de mayor alcance simulados con PHAST conforme a las condiciones meteorológicas de la región, condiciones de operación de los procesos y los criterios técnicos de cumplimiento requeridos por la autoridad ambiental.

Las Plantas que podrían presentar posibles efectos sobre el sistema ambiental circundante son las siguientes:



Tabla II. 184 Efectos sobre el Sistema Ambiental

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).	Esc. DB-COMB-3-1. Explosión en el hogar del calentador por pérdida de flama BA-11001 A/B.	Sobrepresión	ZAR=1 psi	204.10	20	Posibles afectaciones a la vegetación riparia que se ubica al Este y Noreste y que colindan con la barda perimetral.
			ZA=0.5 psi	377.61	210	Posibles afectaciones por sobrepresión que podría alcanzar la vegetación riparia del margen del río Seco hasta la barda perimetral del área de Almacenamiento de la Terminal Marítima Dos Bocas.
	Esc. DB-COMB-3-2. Explosión en el hogar del calentador por pérdida de flama BA-11002 A/B.	Sobrepresión	ZAR=1 psi	204.10	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZA=0.5 psi	377.61	200	Posibles afectaciones por sobrepresión que podría alcanzar la vegetación riparia del margen del río Seco hasta la barda perimetral del área de Almacenamiento de la Terminal Marítima Dos Bocas.
5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.1 (HDDI).	Esc. DB-HDDI01-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (100% del área).	Toxicidad	ZAR=IDLH	108.58	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	2000.26	850	Las concentraciones en el aire la mayoría de las personas expuestas no sufren efectos adversos. Algunas personas pueden experimentar ligeras molestias.
	Esc. B-HDDI01-4. Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama.	Sobrepresión	ZAR=1 psi	204.10	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=0.5 psi	377.61	40	Posibles afectaciones a la Colonia General Lázaro Cárdenas, que colinda con la barda perimetral, lado Sur
5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.2 (HDDI)	Esc. DB-HDDI02-2 (A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (100% del área).	Toxicidad	ZAR=IDLH	108.58	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	2000.26	800	Nor-Noreste: Las concentraciones en el aire la mayoría de la población expuesta no sufren efectos adversos. Solo algunas personas con posibilidad de pueden experimentar ligeras molestias. Lado Sur: Con posibles afectaciones a las Colonias: Lázaro Cárdenas, Fraccionamiento Empleados de confianza de Pemex, El Limoncito, El Límón, El Coquito, Las Vegas, Adalberto Santos Magaña, Puerto Carrizal.
	Esc. B-HDDI02-4. Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama.	Sobrepresión	ZAR=1 psi	204.10	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=0.5 psi	377.61	20	Lado Sur: Posibles afectaciones menores a la Colonia Lázaro Cárdenas por sobrepresión.



Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
6. U-42000/41000/U-40000 Plantas Hidrotratadoras de Gasóleos No.1 y No. 2 (HDTGO)	Esc. DB-HDTGO02-2(A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (100% del área).	Toxicidad	ZAR=IDLH	194.53	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	919.52	600	Este-Noreste: Solo algunas personas pueden experimentar ligeras molestias. Lado Sur: Posibles efectos a la Colonia Lázaro Cárdenas alcanzando hasta 350 metros del lado Este que colinda con la barda perimetral
	Esc. DB-HDTGO01-3(A). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (100% del área).	Toxicidad	ZAR=IDLH	194.53	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	919.52	550	Este-Noreste: Solo algunas personas pueden experimentar ligeras molestias. Lado Sur: Posibles efectos a la Colonia Lázaro Cárdenas alcanzando hasta 300 metros del lado Este que colinda con la barda perimetral
	Esc. DB-HDTGO01-5. Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama.	Sobrepresión	ZAR=1 psi	204.10	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=0.5 psi	377.61	60	Efectos menores por sobrepresión a la Colonia Lázaro Cárdenas, que colinda con la barda perimetral.
8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	Esc. DB-PARA-1(A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea alimentación de 24" hacia el quemador QE-81001 (fuga del 100%).	Toxicidad	ZAR=IDLH	444.9	240	Posibles afectaciones por toxicidad hasta 40 metros por el lado Noreste de la barda perimetral y los márgenes del río Seco.
			ZA=TLV ₈	1009.5	900	Posibles efectos en algunas personas con ligeras molestias ubicadas al Noreste de la barda perimetral en ambos márgenes del río Seco.
	Esc. DB-PARA-2(A). Fuga de gas ácido por incendio en válvula de venteo en la línea de salida del Condensador de Azufre Térmico EA-81003 (fuga del 100%).	Toxicidad	ZAR=IDLH	168.2	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	346.9	40	Posibles efectos menores al personal que pudiera estar presente por el lado Norte de la barda perimetral.
8. U-82000 Planta Recuperadora de Azufre (PARA)	Esc. DB-PARA2-1(A). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea alimentación de 24" hacia el quemador QE-82001 (fuga del 100%).	Toxicidad	ZAR=IDLH	444.9	40	Posibles afectaciones a la vegetación riparia que se ubica al Norte del río Seco.
			ZA=TLV ₈	1009.5	690	Posibles efectos a algunas personas que pueden experimentar ligeras molestias ubicadas al Nor-Noreste de la barda perimetral en ambos márgenes del río Seco.
14. U-22000 Planta de Alquilación (ALKY)	DB-ALK-1 B. Fuga en sellos de GA-22102 A/B (alquilado+HF) de asentador de ácido FA-22104 (100%)	Toxicidad	ZAR=IDLH	42.09	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	717.1	200	Posibles efectos menores al personal que pudiera estar presente por el lado Norte de la barda perimetral.



Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental, sin medidas de mitigación
15. U-31000 Planta de Coquización Retardada (PCR)	DB-PCR-2. Explosión en hogar de Calentador BA-31002 por pérdida de flama. 100%.	Sobrepresión	ZAR=1 psi	200	125	Posibles afectaciones a la vegetación riparia presente en ambos lados de la margen del río Seco colindante con la barda perimetral por el lado Este-Noreste.
			ZA=0.5 psi	380	310	Posibles afectaciones a la vegetación riparia presente en ambos lados de la margen del río Seco colindante con la barda perimetral por el lado Este-Noreste.
16. U-79000 Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG)	DB-PTRG-2. Pérdida de sello líquido en torre contactora de gas amargo DT-31013, que sobrepresiona al tanque flash de amina rica FA-31018. 20%.	Toxicidad	ZAR=IDLH	327.24	--	No alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo con los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	2183.4	900 al Norte 800 al Sur	Posibles efectos menores hasta 450 metros por el lado Norte, desde la barda perimetral, pudiendo afectar al personal del Puerto de Dos Bocas, Terminal Marítima Dos Bocas, sobre los márgenes del río Seco. Posibles efectos por el lado Sur, hasta 800 metros hacia las Colonias Lázaro Cárdenas, Fraccionamiento Empleados de Confianza de Pemex, El Limoncito, El Limón, El Coquito, Las Vegas, Adalberto Santos Magaña, Puerto Carrizal.
	DB-PTRG-2. Pérdida de sello líquido en torre contactora de gas amargo DT-31013, que sobresiona al tanque flash de amina rica FA-31018. 100%.	Toxicidad	ZAR=IDLH	1892.2	300	Posibles efectos menores en las personas con ligeras molestias menores, hasta 300 metros por el lado Suroeste, hacia las Colonias: Lázaro Cárdenas, Fraccionamiento Empleados de Confianza de Pemex, El Limoncito, El Limón, El Coquito, Las Vegas, Adalberto Santos Magaña, Puerto Carrizal.
			ZA=TLV ₈	14922	14000	Posibles efectos a las personas que estén expuestas por más de 8 horas a concentraciones de 10 ppm, desde el punto de la fuga hasta 14 kilómetros.



Una vez analizada la información del entorno ambiental de la Refinería Dos Bocas y los posibles escenarios que podrían causar efectos en el entorno a dichas instalaciones, se deberá dar estricto cumplimiento a las recomendaciones generales, preventivas y técnico-operativas, así como integrar los escenarios de riesgos al Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.



Capítulo III

CONTENIDO

CONTENIDO

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.....	2
III. 1 Recomendaciones Técnico-Operativas.....	2
III. 1. 1 Sistemas de seguridad.....	101
III. 1. 2 Medidas preventivas.....	119

Índice de Figuras

Figura III. 1 Sistema de paro por emergencia.....	102
Figura III. 2. Sistema de detección de gas y fuego.....	102
Figura III. 3. Ejemplo de Capas de Protección en Plantas de Proceso.....	120

Índice de Tablas

Tabla III. 1 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento del sistema de gas y fuego (F&G)	56
Tabla III. 2 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de tanques de agua.....	62
Tabla III. 3 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de bombas de agua contra incendio.....	64
Tabla III. 4 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de la red de agua contra incendio.....	67
Tabla III. 5 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de sistema de diluvio..	69
Tabla III. 6 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de sistema de rociadores.....	71
Tabla III. 7 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento del sistema de espuma	74
Tabla III. 8 Reproducción de tonos y mensajes	114
Tabla III. 9 Colores de las alarmas visibles.....	115



III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

III.1 Recomendaciones Técnico-Operativas.

Recomendaciones generales para las instalaciones.

Las recomendaciones técnico operativas de carácter general para las instalaciones en estudio, tendientes a incrementar la seguridad de las mismas, se indican a continuación.

1.- La operación de las plantas involucran el manejo de sustancias peligrosas (hidrocarburos de la refinación del petróleo) por lo que se requiere la identificación de peligros, así como el análisis de consecuencias de los posibles eventos de riesgo en la etapa de ingeniería detalle.

2.- Por cada evento de riesgo identificado por apertura de válvula se desarrollarán medidas preventivas donde se contemple alcances de protección al personal, al medio ambiente, a las instalaciones y dichas medidas preventivas estarán incluidas dentro de los procedimientos operativos.

3.- Se contará con un plan de respuesta a emergencia (a nivel interno y externo según aplique) en caso de un accidente por una liberación accidental de material.

4.- Se desarrollará un programa para la prevención de accidentes durante la etapa de operación, se capacitará a todo el personal involucrado en los procesos de producción en técnicas y procedimientos para prevenir accidentes e incidentes en el manejo de sustancias químicas dentro del centro de trabajo, cuidado de manos, ojos, pies, uso del equipo de protección personal, uso de equipo especial para manejo de sustancias peligrosas e ingreso a plantas de proceso.

5.- Se incluirá en ingeniería de detalle diques o sardineles en lugares identificados en el estudio de riesgo para el control de derrames.

6.- Durante el desarrollo de la ingeniería de detalle, procura y construcción, se deberá asegurar que se cumplan con los requerimientos, especificaciones, calidad y las pruebas previas al prearranque (pre-startup-safety-review, PSSR) de acuerdo con la normatividad nacional e internacional.

7.- Durante la operación se deberá contar un programa de mantenimiento e inspección de equipo y tuberías.

8.- Asegurar el cumplimiento de los controles y procedimientos de calidad de los



fabricantes de tuberías y equipos de acuerdo con la normatividad nacional e internacional.

9. Durante la operación se contará con un programa de mantenimiento y de inspección para los equipos del sistema contraincendio y sistema de detección de gas y fuego de las instalaciones, para mantenerlos en condiciones de funcionamiento adecuadas.

10. Para la operación de las instalaciones deberá dar cumplimiento estricto a la normatividad nacional e internacional, así como recomendaciones emitidas por los desarrolladores de ingeniería.

11. El proceso de construcción será de acuerdo con la ingeniería as built ya aprobada.

12. El licenciador deberá asegurar que en el desarrollo y/o elaboración del manual de operación de la planta se indiquen o mencionen cuales actividades o trabajos son críticos para la operación segura de la planta y que precauciones hay que seguir para su ejecución

13. Elaborar el estudio de selección de SIL correspondiente y desarrollar los estudios para la implementación de un sistema instrumentado de seguridad (SIS).

14. Contarán con sistema de gas y fuego para una detección oportuna de cualquier fuga o derrame, dicho sistema estará conectado a un controlador electrónico programable diferente de los de proceso y que de acuerdo a la ingeniería detalle podría dar acción inmediata a sistemas de mitigación como son sistemas de aspersión, supresión, apertura de válvulas de diluvio, entre otros.

15. Asegurar que los venteos directos al ambiente que tenga el proceso se encuentren ubicados en zonas seguras, libres de obstáculos cercanos que impacten a su dispersión libre en el ambiente. Elaborar el o los estudios de dispersión correspondientes para asegurar que el sitio o lugares propuestos son adecuados para la dispersión de los materiales enviados directo al ambiente y que tampoco se presentaran zonas donde puedan acumularse o quedarse estancados los materiales venteados.

16. Todos los calentadores deberán contar con dispositivos de seguridad y sensores de gases por pérdida de flama, para evitar acumulación de gases, vapor de apagado o barrido del calentador y procedimientos particulares de monitoreo constante y para arranque y paro del equipo.

17. El licenciador de la planta deberá proporcionar la capacitación correspondiente a los operadores, conforme a sus mejores prácticas operativas y de mantenimiento.



18. Todos los equipos de proceso deberán estar aterrizados para evitar algún evento de riesgo.

19. Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso resistan a las condiciones de operación mínimas, máximas, de diseño y prueba de equipos indicadas por el licenciador.

20. Asegurar el cumplimiento de los controles y procedimientos de calidad de los fabricantes de tuberías y equipos de acuerdo con la normatividad nacional e internacional

21. Se deberán incluirse listas de verificación para aquellas actividades o trabajos indicados como críticos para la operación de la planta que aseguren que los operadores conozcan las actividades a desarrollar antes de ejecutarlas y tengan la disposición de los recursos, materiales o herramientas que requieran para realizar dichos trabajos.

22. En la ingeniería de detalle de esta planta, deberán realizarse estudios de vibración de equipos dinámicos, análisis de flexibilidad de tuberías y accesorios, así como una adecuada soportería de todos los equipos y líneas de proceso y servicios

23. El proceso de construcción será de acuerdo con la ingeniería as built ya aprobada.

24. Durante las labores de mantenimiento preventivo y/o correctivo se deberá contar con un programa de aislamiento de tuberías y equipos de tal forma que no exista producto en el interior de los mismos que puedan ocasionar algún incidente.

25. Proveer de protección pasiva contrafuego a base de materiales ignífugos en los equipos mayores o principales de proceso y elementos estructurales que soporten tuberías o equipos mayores dentro de la planta.

26. En caso de resultar del análisis de riesgo y consecuencias se deberán instalar bunkers o muros contra incendio.

Las recomendaciones particulares técnico-operativas resultantes de la aplicación de la metodología de identificación de peligros (del total de las recomendaciones de cada instalación las cuales se encuentran en cada Lista de Verificación del Anexo 7), así como del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos para cada una de las instalaciones prototipo, son las siguientes.



Plantas de Proceso.

1. U-11000 Planta de Destilación Combinada. (UDC).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El licenciador de la planta combinada, debe indicar en sus diagramas de ingeniería correspondientes, la o las posiciones que normalmente deben tener las válvulas de drenes o venteos como normalmente abiertas (N.A.) o normalmente cerradas (N.C.)
2. En la planta se debe identificar el riesgo mayor y con base a este, diseñar los sistemas de protección contra incendio para cubrir el riesgo mayor, además los drenajes de la planta tendrán que diseñarse para desalojar la mayor demanda de agua que pueda tenerse en la planta por maniobras contra incendio o precipitación pluvial.
3. Dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones, así como documentar los avances de dichas recomendaciones provenientes de los análisis de riesgo que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería detalle.
4. Como resultados de los radios de afectación, se tomarán acciones para el control o disminución de posible efecto dominó y consecuencias de incidentes provenientes de instalaciones cercanas.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.-Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-11001 A/B/C).
- 2.-Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al SCD para que con una FIS ejecute el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia y el disparo remoto de la bomba correspondientes (Caso de Bombas GA-11027 A/B).
- 3.-Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al SCD para que una FIS ejecute el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes (Caso de Bombas GA-1109 A/B).
- 4.-Ante la confirmación de un fuego detectado, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al SCD para que una FIS ejecute el cierre de las válvulas de bloqueo



correspondientes (Caso de Bombas GB-11001 A/B).

5.-Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al sistema de control distribuido y activar la FIS de bloqueo de la alimentación de gas al calentador y a los pilotos por medio de las válvulas de bloqueo de emergencia al BA-11001 A/B.

6.- Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al sistema de control distribuido y activar la FIS de bloqueo de la alimentación de gas al calentador y a los pilotos por medio de las válvulas de bloqueo de emergencia al BA-11002 A/B.



2 U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas. No. 1. (HDN).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El licenciador de la planta hidrotratadora de naftas, debe indicar en sus diagramas de ingeniería correspondientes, la o las posiciones que normalmente deben tener las válvulas de drenes o venteos como normalmente abiertas (N. A.) O normalmente cerradas (N. C.).
2. De acuerdo con la descripción del proceso, se presenta principalmente para la sección de carga las principales corrientes que serán alimentadas al FA-61001 y que deberá tener conocimiento el personal operativo durante el proceso.
3. Para evitar entrada de impurezas o contaminantes al proceso, se deberá dar cumplimiento a la estequiometría del balance de materia tanto de reactivos como de productos.
4. Se deberá dar cumplimiento a la estequiometría de las diversas corrientes de entradas al proceso de tal forma que la reacción y los productos obtenidos sean los adecuados.
5. Los resultados de la lista de verificación identificarán los posibles eventos de riesgo que se puedan presentar en el proceso con eventos tales como explosiones o incendios y con base en los resultados, se definirán las medidas de control y mitigación.
6. Como resultados de los radios de afectación, se tomarán acciones para el control o disminución de posible efecto dominó y consecuencia de incidentes provenientes de instalaciones cercanas.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente.
- 2.-Deberá asegurarse la implementación de una función instrumentada de seguridad por muy bajo nivel de hidrocarburo en el tanque separador FA-61002, para reducir la probabilidad de una pérdida de sello líquido en el mismo, debiendo determinar su nivel de integridad de seguridad a través de un análisis de capas de protección.
- 3.-Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, deberán actualizarse la



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

estimación de consecuencias de los escenarios propuestos en este estudio o bien, algunos otros planteados de una nueva identificación de peligros.



2 U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas. No. 2. (HDN).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El licenciador de la planta hidrotratadora de naftas, debe indicar en sus diagramas de ingeniería correspondientes, la o las posiciones que normalmente deben tener las válvulas de drenes o venteos como normalmente abiertas (N. A.) O normalmente cerradas (N. C.).
2. De acuerdo con la descripción del proceso, se presenta principalmente para la sección de carga las principales corrientes que serán alimentadas al FA-62001 y que deberá tener conocimiento el personal operativo durante el proceso.
3. Para evitar entrada de impurezas o contaminantes al proceso, se deberá dar cumplimiento a la estequiometría del balance de materia tanto de reactivos como de productos.
4. Se deberá dar cumplimiento a la estequiometría de las diversas corrientes de entradas al proceso de tal forma que la reacción y los productos obtenidos sean los adecuados.
5. Los resultados de la lista de verificación identificarán los posibles eventos de riesgo que se puedan presentar en el proceso con eventos tales como explosiones o incendios y con base en los resultados, se definirán las medidas de control y mitigación.
6. Como resultados de los radios de afectación, se tomarán acciones para el control o disminución de posible efecto dominó y consecuencia de incidentes provenientes de instalaciones cercanas.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente.
- 2.-Deberá asegurarse la implementación de una función instrumentada de seguridad por muy bajo nivel de hidrocarburo en el tanque separador FA-62002, para reducir la probabilidad de una pérdida de sello líquido en el mismo, debiendo determinar su nivel de integridad de seguridad a través de un análisis de capas de protección.
- 3.-Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, deberán actualizarse la estimación de consecuencias de los escenarios propuestos en este estudio o bien,



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

algunos otros planteados de una nueva identificación de peligros.



3 U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos (PNX).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El licenciador de la Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos, debe indicar en sus diagramas de ingeniería correspondientes, la o las posiciones que normalmente deben tener las válvulas de drenes o venteos como normalmente abiertas (N. A.) o normalmente cerradas (N. C.).

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.-Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes (Caso de Bombas GA-72001 A/B).
- 2.-Ante la confirmación de un fuego detectado, el Sistema de Detección de Gas y Fuego deberá enviar una señal al Sistema de Paro de Emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes (Caso de Bombas GA-72002 A/B).



4 U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El licenciador de la Planta Reformadora de Naftas CCR, debe indicar en sus diagramas de ingeniería correspondientes, la o las posiciones que normalmente deben tener las válvulas de drenes o venteos como normalmente abiertas (N. A.) o normalmente cerradas (N. C.).

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-71001 A/B).
- 2.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-71002 A/B).
- 3.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente (Caso del Separador FA-71003).
- 4.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro del compresor (Caso del Compresor GB-71002).
- 5.- Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al sistema de control distribuido y activar la FIS de bloqueo de la alimentación de gas al calentador y a los pilotos por medio de las válvulas de bloqueo de emergencia al BA-71001.



5 U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 1 (HDDI).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Por cada evento de riesgo identificado se desarrollarán medidas preventivas donde se contemple alcances de seguridad, protección ambiental y a las instalaciones dentro de uno o varios procedimientos operativos.
2. De acuerdo a la descripción del proceso, se presenta principalmente para la sección de carga las principales corrientes que serán alimentadas al FA-51001 y que deberá tener conocimiento el personal operativo durante el proceso.
3. Para evitar entrada de impurezas o contaminantes al proceso, se deberá dar cumplimiento a la estequiometría del balance de materias tanto de reactivos como de productos.
4. Se deberá dar cumplimiento a la estequiometría de las diversas corrientes de entradas al proceso de tal forma que la reacción y los productos obtenidos sean los adecuados.
5. Como resultados de los radios de afectación, se tomarán acciones para el control o disminución de posible efecto dominó y consecuencias de incidentes provenientes de instalaciones cercanas.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente.
- 2.-Deberá asegurarse la implementación de una función instrumentada de seguridad por muy bajo nivel de hidrocarburo en el tanque separador FA-51002, para reducir la probabilidad de una pérdida de sello líquido en el mismo, debiendo determinar su nivel de integridad de seguridad a través de un análisis de capas de protección.
- 3.-Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, deberá actualizarse la estimación de consecuencias de los escenarios propuestos en este estudio o bien, algunos otros planteados de una nueva identificación de peligros.



5 U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El licenciador de la planta hidrotratadora de iésel, debe indicar en sus diagramas de ingeniería correspondientes, la o las posiciones que normalmente deben tener las válvulas de drenes o venteos como normalmente abiertas (N. A.) O normalmente cerradas (N. C.).
2. De acuerdo a la descripción del proceso, se presenta principalmente para la sección de carga las principales corrientes que serán alimentadas al FA-52001 y que deberá tener conocimiento el personal operativo durante el proceso.
3. Para evitar entrada de impurezas o contaminantes al proceso, se deberá dar cumplimiento a la estequiometría del balance de materias tanto de reactivos como de productos.
4. Se deberá dar cumplimiento a la estequiometría de las diversas corrientes de entradas al proceso de tal forma que la reacción y los productos obtenidos sean los adecuados.
5. Como resultados de los radios de afectación, se tomarán acciones para el control o disminución de posible efecto dominó y consecuencias de incidentes provenientes de instalaciones cercanas.
6. Proveer de protección pasiva contrafuego a base de materiales ignífugos en los equipos mayores o principales de proceso y elementos estructurales que soporten tuberías o equipos mayores dentro de la planta.
7. En caso de resultar del análisis de riesgo y consecuencias se deberán instalar bunkers o muros contra incendio.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente.
- 2.-Deberá asegurarse la implementación de una función instrumentada de seguridad por muy bajo nivel de hidrocarburo en el tanque separador FA-52002, para reducir la probabilidad de una pérdida de sello líquido en el mismo, debiendo determinar su nivel de integridad de seguridad a través de un análisis de capas de protección.
- 3.-Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, deberá actualizarse la estimación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

de consecuencias de los escenarios propuestos en este estudio o bien, algunos otros planteados de una nueva identificación de peligros.



6 U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 (HDTGO).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Por cada evento de riesgo identificado se desarrollarán medidas preventivas donde se contemple alcances de seguridad, protección ambiental y a las instalaciones dentro de uno o varios procedimientos operativos..
2. De acuerdo con la descripción del proceso, se presenta principalmente para la sección de carga las principales corrientes que serán alimentadas al FA-41001 y que deberá tener conocimiento el personal operativo durante el proceso.
3. Como resultados de los radios de afectación, se tomarán acciones para el control o disminución de posible efecto dominó y consecuencia de incidentes provenientes de instalaciones cercanas.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente.
- 2.-Deberá asegurarse la implementación de una función instrumentada de seguridad por muy bajo nivel de hidrocarburo en el tanque separador FA-41002, para reducir la probabilidad de una pérdida de sello líquido en el mismo, debiendo determinar su nivel de integridad de seguridad a través de un análisis de capas de protección.
- 3.-Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, deberán actualizarse la estimación de consecuencias de los escenarios propuestos en este estudio o bien, algunos otros planteados de una nueva identificación de peligros.



6 U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. De acuerdo con la descripción del proceso, se presenta principalmente para la sección de carga las principales corrientes que serán alimentadas al FA-42001 y que deberá tener conocimiento el personal operativo durante el proceso.
2. Para evitar entrada de impurezas o contaminantes al proceso, se deberá dar cumplimiento a la estequiometría del balance de materia tanto de reactivos como de productos.
3. Se deberá dar cumplimiento a la estequiometría de las diversas corrientes de entradas al proceso de tal forma que la reacción y los productos obtenidos sean los adecuados.
4. Los resultados de la lista de verificación identificarán los posibles eventos de riesgo que se puedan presentar en el proceso con eventos tales como explosiones o incendios y con base en los resultados, se definirán las medidas de control y mitigación.
5. Como resultados de los radios de afectación, se tomarán acciones para el control o disminución de posible efecto dominó y consecuencia de incidentes provenientes de instalaciones cercanas.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente.
- 2.-Deberá asegurarse la implementación de una función instrumentada de seguridad por muy bajo nivel de hidrocarburo en el tanque separador FA-42002, para reducir la probabilidad de una pérdida de sello líquido en el mismo, debiendo determinar su nivel de integridad de seguridad a través de un análisis de capas de protección.
- 3.-Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, deberán actualizarse la estimación de consecuencias de los escenarios propuestos en este estudio o bien, algunos otros planteados de una nueva identificación de peligros.
- 4.-Aplicar las recomendaciones generales de este documento.



7 U-21000 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El licenciador de la planta FCC, debe indicar en sus diagramas de ingeniería correspondientes, la o las posiciones que normalmente deben tener las válvulas de drenes o venteos como normalmente abiertas (NA) o normalmente cerradas (NC).
2. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-21403 A/B).
- 2.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-21404 A/B).
- 3.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro del compresor (Caso de Compresor GB-21201).
- 4.-La válvula lateral SPE-21002 debe inspeccionarse y mantenerse de acuerdo a las especificaciones del Licenciador del Proceso FCC.



8 U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-El personal de PEMEX Refinación y en específico el personal de la planta de Recuperación de Azufre deberá conformar, diseñar e implementar un Sistema de Administración de Seguridad Operativa, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente conforme los requerimientos de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con el objetivo de prevenir accidentes.

2.-Como parte del diseño de Ingeniería, desarrollar la clasificación de áreas eléctricas de la planta de Recuperación de Azufre, con el propósito de minimizar posibles fuentes de ignición en la instalación.

3.-Diseñar el sistema de detección de Gas y Fuego de la instalación considerando que el equipo de detección de fugas envíe señal hacia el cuarto de control centralizado y el cuarto de control de campo de los operadores, incluyendo señales ópticas y sonoras que cumplan con los estándares relacionados.

4.-Efectuar un estudio para definir las variables de proceso que requieren SIS y enviar a paro seguro la planta. Por ejemplo falla de agua de alimentación a Calderas, disparo del soplador, etc.

5.-Considerar los escenarios de riesgo identificados y su estimación de consecuencias en el Plan de Emergencias de la Instalación.



8 U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-El personal de PEMEX Refinación y en específico el personal de la planta de Recuperación de Azufre deberá conformar, diseñar e implementar un Sistema de Administración de Seguridad Operativa, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente conforme los requerimientos de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con el objetivo de prevenir accidentes.

2.-Como parte del diseño de Ingeniería, desarrollar la clasificación de áreas eléctricas de la planta de Recuperación de Azufre, con el propósito de minimizar posibles fuentes de ignición en la instalación.

3.-Diseñar el sistema de detección de Gas y Fuego de la instalación considerando que el equipo de detección de fugas envíe señal hacia el cuarto de control centralizado y el cuarto de control de campo de los operadores, incluyendo señales ópticas y sonoras que cumplan con los estándares relacionados.

4.-Efectuar un estudio para definir las variables de proceso que requieren SIS y enviar a paro seguro la planta. Por ejemplo, falla de agua de alimentación a Calderas, disparo del soplador, etc.

5.-Considerar los escenarios de riesgo identificados y su estimación de consecuencias en el Plan de Emergencias de la Instalación.



9 U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (PAA).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas tóxico.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por toxicidad sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren soldaduras o esmerilado.

8.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de bombas.

9.-La selección y diseño de sellos de bombas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

10.-Aplicar programa de mantenimiento preventivo a bombas para asegurar su disponibilidad y confiabilidad.



10 U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas no Fenólicas (PAA).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas y fuego.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por toxicidad sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren soldaduras o esmerilado.

8.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de bombas.

9.-La selección y diseño de sellos de bombas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

10.-Aplicar programa de mantenimiento preventivo a bombas para asegurar su disponibilidad y confiabilidad.



11 U-88100/ U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO₂ (URA).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Realizar y actualizar para el uso en la planta "unidad regeneradora de amina" hojas de datos de seguridad de las sustancias.
2. Realizar las simulaciones correspondientes con software especializado para determinar radios de afectación por toxicidad, inflamabilidad y/o explosión, de acuerdo con las características del material identificado.
3. Elaborar planes de respuesta a emergencia por liberación y/o derrame de sustancias o materiales manejados en la planta "Unidad Regeneradora de Amina"
4. Asegurar que la ingeniería de la planta "Unidad Regeneradora de Amina" cuente con los medios suficientes y apropiados tales como diques, fosas o algún otro medio de contención para contener derrames y evitar el crecimiento del área afectada
5. Los sistemas de protección contra incendio de la planta deben diseñarse para cubrir el riesgo mayor identificado. Los drenajes de la planta deben diseñarse para desalojar la mayor demanda de agua que pueda tenerse en la planta por maniobras de contra incendio y precipitación pluvial.
6. Asegurar que en el desarrollo y/o elaboración del manual de operaciones de la planta, el licenciador debe indicar o mencionar cuales actividades o trabajos son críticos para la operación en general de la planta "unidad regeneradora de amina" y que precauciones hay que seguir para su ejecución.
7. Asegurar que para las actividades o trabajos indicados como críticos, para la operación de la planta "unidad regeneradora de amina", deben realizarse las listas de verificación correspondientes para una revisión adecuada de las unidades que serán operada y tener una visión integral del estado de las unidades, por parte del operador.
8. Asegurar que la planta "unidad regeneradora de amina" cuente con su plan de respuesta a emergencias propio. Este plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.
9. Durante el desarrollo de la ingeniería de detalle se deben realizar las actividades que aseguren el cumplimiento del ciclo de vida de seguridad de la planta "unidad



regeneradora de amina" de acuerdo con la normatividad que apliquen en esta materia.

10. En el diseño de la planta "unidad regeneradora de amina" asegurar la aplicación de la normatividad nacional o internacional de espaciamientos mínimos y criterios para la distribución de instalaciones industriales, asegurando que los venteos directos al ambiente que tenga el proceso, se encuentren ubicados en zonas seguras, libres de obstáculos cercanos que impacten a su dispersión libre en el ambiente. Elaborar el o los estudios de dispersión correspondientes para asegurar que el sitio o lugares propuestos son adecuados para la dispersión de los materiales enviados directo al ambiente y que tampoco se presentaran zonas donde puedan acumularse o quedarse estancados los materiales venteados.

11. Asegurar que desde la etapa de ingeniería de detalle se tenga la caracterización de las sustancias para una adecuada especificación de materiales y a su vez durante la procura y construcción de tuberías y equipos de proceso se tenga la calidad de materiales especificados, cumpliendo con sus respectivas pruebas de calidad.

12. El licenciador de la planta "Unidad Regeneradora de Amina" debe proporcionar la capacitación correspondiente a los operadores, conforme a sus mejores prácticas operativas y de mantenimiento. Así mismo PEMEX debe diseñar y definir un programa de inspección e integridad mecánica para equipos y tubería de proceso con base en el sistema de confiabilidad operacional.

13. En la ingeniería de detalle de esta planta "unidad regeneradora de amina" deben incluirse los análisis de flexibilidad correspondientes para tuberías y equipos de esta planta.

14. Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

15. Asegurar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con la normatividad nacional e internacional.

16. De acuerdo con los resultados de identificación de peligros y valoración del riesgo, identificar los equipos mayores o principales y elementos estructurales que soporten tubería o equipos mayores dentro de la planta "Unidad Regeneradora de Amina" que requieran de protección pasiva contra fuego a base de materiales ignífugos.

17. Realizar estudio de vulnerabilidad y seguridad física (security and vulnerability



analysis, SVA) para todo el proyecto.

18. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistemas de detección y alarma de gas y fuego.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por toxicidad y fuego sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren soldaduras o esmerilado.

8.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de bombas.

9.-La selección y diseño de sellos de bombas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

10.-Aplicar programa de mantenimiento preventivo a bombas para asegurar su disponibilidad y confiabilidad.



12 U-88300/ U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO₂ (URA).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Realizar las simulaciones correspondientes con software especializado para determinar radios de afectación por toxicidad, inflamabilidad y/o explosión, de acuerdo con las características del material identificado.
2. Asegurar que la ingeniería de la planta “Unidad Regeneradora de Amina” cuente con los medios suficientes y apropiados tales como diques, fosas o algún otro medio de contención para contener derrames y evitar el crecimiento del área afectada
3. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas y fuego.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por toxicidad y fuego sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren



soldaduras o esmerilado.

8.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de bombas.

9.-La selección y diseño de sellos de bombas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.

10.-Aplicar programa de mantenimiento preventivo a bombas para asegurar su disponibilidad y confiabilidad.



13 U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-23001 A/B).



14 U-22000 Planta de Alquilación (ALKY).

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.
2. El drenaje pluvial de esta planta tiene que ser con monitoreo de acides e independiente del de la refinería para en caso de evento de fuga de HF el agua contaminada de los sistemas de aspersión sea direccionado al drenaje pluvial de la planta y posterior a una fosa de neutralización para darle disposición final.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-22120 A/B).
- 2.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro de las bombas (Caso de Bombas GA-22102 A/B).
- 3.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondiente y el disparo remoto seguro del compresor (Caso de Compresor BC-22001 A/B).
- 4.- Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al sistema de control distribuido y activar la FIS de bloqueo de la alimentación de gas al calentador y a los pilotos por medio de las válvulas de bloqueo de emergencia al BA-22001.



15 U-30000 Planta de Coquización Retardada (PCR).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.- Ante una señal de pérdida de flama por los sensores del Calentador a Fuego Directo, se debe generar una señal al sistema de control distribuido y activar la FIS de bloqueo de la alimentación de gas al calentador y a los pilotos por medio de las válvulas de bloqueo de emergencia al BA-31002.



16 U-79000 Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. El espaciamiento para maniobras debe ser considerado en la ingeniería de detalle con lo cual se podrían prevenir accidentes a las instalaciones durante la operación y mantenimiento e inclusive a instalaciones aledañas.
2. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.- Ante la confirmación de un fuego, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de emergencia para que en el SCD con una FIS se realice el cierre de las válvulas de bloqueo de emergencia correspondientes.
- 2.- Ante un alarma de bajo nivel en la torre contactora DT-31013 o una alarma de alta presión en el tanque flash de amina FA-31018, enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.
- 3.- Ante la confirmación de un fuego detectado en el área de los compresores GB-31001 A/B, el sistema de Gas y fuego deberá enviar una señal al sistema de paro de emergencia para el cierre de las válvulas de bloqueo correspondientes.



17 U-73000 Planta Productora de Hidrógeno (PH).

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Realizar y actualizar para el uso en la planta "unidad de hidrógeno" hojas de datos de seguridad de las sustancias de acuerdo con la NOM-018-STPS-2015.
2. . Asegurar que en el desarrollo y/o elaboración del manual de operaciones de la planta, el licenciador debe indicar o mencionar cuales actividades o trabajos son críticos para la operación en general de la planta "Unidad de Hidrógeno" y que precauciones hay que seguir para su ejecución.
3. Durante el desarrollo de detalle se deben realizar las actividades que aseguren el cumplimiento del ciclo de vida de seguridad de la planta "Unidad de Hidrógeno" de acuerdo con la IEC-61511, lineamientos y guías que apliquen en esta materia.
4. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.
- 2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.
- 3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas hidrógeno.
- 4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas
- 5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por fuego sean las mínimas.
- 6.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

soldaduras o esmerilado.

7.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de válvulas y bridas.

8.-La selección y diseño de sellos de válvulas y bridas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Infraestructura de Servicios.

18 U-01000 Planta de Cogeneración.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

19 Planta de Suministro de Agua.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

20 U-03000 Planta de Pretratamiento de Agua.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



21 U-04000 Planta Desmineralizadora de Agua.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.
2. El ancho de calles aledañas de la planta y el espaciamiento para maniobras vehiculares debe ser considerado en la ingeniería de detalle con lo cual se podrían prevenir accidentes a las instalaciones de recibo y descarga e inclusive a instalaciones aledañas.
3. El espaciamiento para maniobras para descarga de productos debe ser considerado en la ingeniería de detalle con lo cual se podrían prevenir accidentes a las instalaciones de recibo y descarga e inclusive a instalaciones aledañas.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



22 U-00500 Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Diseñar el sistema de detección de Gas y Fuego de la instalación considerando que el equipo de detección de fugas envíe señal hacia el cuarto de control centralizado y el cuarto de control de campo de los operadores, incluyendo señales ópticas y sonoras que cumplan con los estándares relacionados.

2.-Efectuar clasificación de áreas eléctricas en el Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural, con el propósito de minimizar posibles fuentes de ignición en la instalación.

3.-Considerar los escenarios de riesgo identificados, en el Plan de Respuesta a Emergencias que se elaborara para el Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.

4.-El personal de PEMEX Refinación y en específico el personal que operará el Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural, deberá conformar, diseñar e implementar un Sistema de Administración de Seguridad Operativa, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente conforme los requerimientos de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, con el objetivo de prevenir accidentes.



23 U-95000 Mezclado en Línea.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas y fuego.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por fuego sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren soldaduras o esmerilado.

8.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de bombas.

9.-La selección y diseño de sellos de bombas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

10.-Aplicar programa de mantenimiento preventivo a bombas para asegurar su disponibilidad y confiabilidad.

11.-Tomar en cuenta los diagramas de afectación generados dentro de este estudio para determinar la ubicación idónea de las líneas y cabezales de mezclado, minimizando las afectaciones a otras plantas de la Refinería Dos Bocas.



24 U-90000 Casa de Bombas.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas y fuego.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por fuego sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren soldaduras o esmerilado.

8.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de bombas.

9.-La selección y diseño de sellos de bombas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

10.-Aplicar programa de mantenimiento preventivo a bombas para asegurar su disponibilidad y confiabilidad.

11.-Tomar en cuenta los diagramas de afectación generados dentro de este estudio para determinar la ubicación idónea de la casa de bombas, minimizando las afectaciones a otras plantas de la Refinería Dos Bocas.



25 Tanques de Almacenamiento.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas y fuego.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por fuego sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren soldaduras o esmerilado.

8.-Aplicar procedimientos escritos y actualizados durante la instalación/remplazo de sellos de bombas.

9.-La selección y diseño de sellos de bombas deberá ser en apego a estándares de ingeniería actualizados y acordes con los parámetros de operación.



10.-Aplicar programa de mantenimiento preventivo a bombas para asegurar su disponibilidad y confiabilidad.

11.-Tomar en cuenta los diagramas de afectación por radiación térmica generados para los tanques de almacenamiento tipo techo flotante en el cálculo de requerimiento de agua de enfriamiento.

12.-Los tanques de almacenamiento de techo flotante deberán contar con sistemas de contra fuego tipo espuma.

13.-La instalación deberá contar con sistema de tierras físicas para liberar cargas.

14.-Las esferas de almacenamiento deberán considerar sistemas de enfriamiento y depresurización capaces de evitar que se rebase la presión de diseño debido al incremento de temperatura.



26 Trampas de Diablos.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-Se recomienda realizar integrar los resultados obtenidos en las simulaciones de los escenarios que presentaron los mayores radios de afectación realizados en este estudio en el Plan de Respuesta a Emergencias de la Refinería Dos Bocas.

2.-Debido a que se debe prever que tanto del personal como los equipos o estructuras que estén expuestos a sobrepresiones o radiación térmica a que no se exponga en riesgo su integridad y que no permitan el restablecimiento o la operabilidad del proceso durante dicho evento, se recomienda evaluar mediante los resultados de consecuencias aquí emitidos (bajo escenarios hipotéticos), la factibilidad de contar con estructuras (cuarto de control, talleres, áreas de personal) que soporten las ondas de choque o radiación a las que se pudieran ver expuestas.

3.-Incluir sistema de detección y alarma de gas y fuego.

4.-Realizar pruebas no destructivas para determinar los espesores de líneas y equipos dentro de la Refinería Dos Bocas

5.-Capacitar al personal que labora en la Refinería Dos Bocas para que en caso de un incidente de fuga pueda ubicarse en áreas seguras donde el efecto de las consecuencias por fuego sean las mínimas.

6.-Las rutas de evacuación deben de estar despejadas, sobre todo en las áreas de bombas y donde se realicen trabajos de mantenimiento o modificación de instalaciones.

7.-Para disminuir la probabilidad de que exista la presencia de fuentes de ignición que puedan generar fuego y/o explosión se recomienda: Tomar las medidas de seguridad apropiadas al realizar maniobras para evitar chispas o en trabajos que involucren soldaduras o esmerilado.

8.-Tomar en cuenta los diagramas de afectación generados dentro de este estudio para determinar la ubicación idónea las trampas y ductos, minimizando las afectaciones a otras plantas de la Refinería Dos Bocas.



27 U-80000 Sistema de Desfogues.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1. Aplicar las recomendaciones generales de este documento.
2. Verificar en las diversas fases de ingeniería y de la construcción que no se cumplan las condiciones para la presencia de un golpe de ariete.
3. Verificar con el proveedor de la unidad de desfuegos cuales son los rangos de operación (flujos, temperatura y presión) que pueden ser manejados y evaluar las consecuencias en la integración con las demás unidades de proceso.
4. Verificar las especificaciones del agua de enfriamiento en las secciones más críticas de las unidades de proceso y garantizar que el circuito de control pueda regular el nivel de variación requerido en las otras unidades de proceso.
5. Verificar con el proveedor del paquete de quemadores elevados el diseño de la instrumentación y circuitos de control y determinar el nivel de fluctuación permitido de acuerdo a los materiales de construcción y restricciones en las unidades de proceso.
6. Verificar con el proveedor de la tecnología de control de la unidad de desfuegos las características más sensibles que pueda generar un evento de reacción exotérmica y/o explosión. Que defina las recomendaciones a tomar en cuenta en los manuales de procedimiento de la unidad.
7. Se debe de verificar la instalación de los circuitos de control y la instrumentación necesaria para prevenir la formación de sobrepresiones, asegurar que los procedimientos de operación y de mantenimiento tengan un checklist para verificar el cumplimiento de las etapas.
8. Verificar la instalación de la instrumentación definida en la etapa de diseño de ingeniería así como en la fase de instalación y construcción. Consultar con el proveedor de la unidad para evaluar la posibilidad de que pudiera ocurrir y conocer las principales recomendaciones para proteger la integridad de las instalaciones.
9. Verificar con el proveedor de la unidad las condiciones límite de diseño y establecer recomendaciones para evitar un deterioro acelerado de las instalaciones. Verificar que la instrumentación y sistemas de control se instalen de acuerdo al diseño de ingeniería y establecer en los procedimientos los requerimientos para su control.
10. Verificar que en los procedimientos de operación de la unidad se consideren



fluctuaciones en los insumos que afecten la operación normal. Se definan acciones de baja de carga escalonada y su posible paro controlado para evitar daños mayores en otros procesos.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.-Contar con una comunicación inmediata y efectiva, en caso de disturbios operacionales, efectos de sobrepresión, y posible fuga de gas combustible en línea de alimentación al tanque separador FA-80701-A.
- 2.-Incluir en el plan de respuesta a emergencias los incidentes o accidentes de fugas o derrames donde se incluyan los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata.
- 3.-Asegurar que en la elaboración del manual de operación, se especifique las actividades o trabajos críticos donde se maneja gas combustible o tóxico; y en general la operación de todas las instalaciones, así como la descripción de las medidas preventivas a seguir.
- 4.-Incluir en el plan de respuesta a emergencias de la refinería los simulacros de atención de accidentes de derrames y los procedimientos de atención para su mitigación y control; así como también incluir los medios y vías de comunicación para asegurar la atención inmediata de dicha emergencia.
- 5.-Asegurar que durante el montaje de equipo los dispositivos de paro automático, venteos de tanques, purgas, etc. se instalen conforme a diseño de ingeniería. Así como asegurar que durante la procura y construcción de los equipos y tubería, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales conforme a diseño y las condiciones de operación.
- 6.-Asegurar que los drenajes sean segregados (químico, pluvial y aceitoso) conforme a las características operativas de las áreas y que los venteos al quemador sean canalizados conforme a requerimientos de la propia instalación.
- 7.-Proporcionar capacitación específica a operadores para estas instalaciones conforme a las mejores prácticas operativas y de mantenimiento. Asimismo, el programa de inspección, mantenimiento e integridad mecánica debe estar diseñado de acuerdo a las mejores prácticas para este tipo de instalaciones.
- 8.-Verificar que durante el desarrollo de la ingeniería de detalle los diámetros de las válvulas de control, de seguridad, sus respectivas válvulas de bloqueo y by-pass sean



acorde a los requerimientos de estos sistemas, principalmente los sistemas de alta y media presión y los sistemas de desfogue a flare.

9.-Incluir en el plan de respuesta a emergencias los fenómenos naturales (huracanes, inundaciones, sismos, etc.) y establecer los procedimientos a seguir antes, durante y después de estos fenómenos naturales.

10.-Para el área donde se manejan los quemadores elevados debe de existir inspección visual con cámaras de circuito cerrado y seguimiento a la presión de la corriente de suministro de gas propano.

11.-Proporcionar capacitación al personal para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estas en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias de la Refinería.

12.-Asegurar que durante el montaje de equipo los dispositivos de paro automático, venteos de tanques, purgas, etc. se instalen conforme a diseño de ingeniería. Así como asegurar que durante la procura y construcción de los equipos y tubería, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales conforme a diseño y las condiciones de operación.



28 U-0100 Sistema Contraincendio.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

- 1.- Verificar que en los procedimientos de operación y mantenimiento se indiquen los procedimientos operativos y un checklist, se debe de contar con personal capacitado para su manejo, así como la realización de simulacros.
- 2.- El plan de respuesta a emergencias deberá incluir los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata.
- 3.- Se debe de verificar que el drenaje pluvial pueda conducir adecuadamente los líquidos derramados y purgas, así como los casos de precipitaciones pluviales extremas.
- 4.- Verificar la integridad de los tanques de almacenamiento de agua para prevenir formación de vacío y/o sobrepresiones. Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta área en la etapa de ingeniería de detalle incluir el área en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.
- 5.- La unidad de sistema contra incendio debe contar con su plan de respuesta a emergencias específico. Éste plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.
- 6.-Aplicar las recomendaciones generales de este documento.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



Recomendaciones para el mantenimiento al sistema y equipos contra incendio.

1. Alcance.

El programa de mantenimiento completo de los sistemas, equipos y dispositivos del sistema contra incendio corresponden cuando las instalaciones ya se encuentren en operación.

Para el mantenimiento a los sistemas y equipos contra incendio que se usaran en la Refinería en Dos Bocas, se definen diversas recomendaciones mínimas, considerando los siguientes sistemas:

- Extintores.
- Sistema de Gas y fuego.
- Sistema de Agua Contra Incendio.
- Sistema de Espuma Contra Incendio.

2. Extintores Portátiles.

A efecto de que los extintores se encuentren en condiciones adecuadas para su empleo es necesario que se tenga un programa de inspección, mantenimiento y recarga de los extintores.

2.1 Inspección de extintores portátiles.

Los extintores deben inspeccionarse manualmente al ser puestos inicialmente en servicio.

El Procedimiento de inspección periódica de los extintores deberá incluir al menos los siguientes aspectos:

1. Ubicación en el sitio asignado.
2. No obstrucción del acceso o visibilidad
3. Lectura del manómetro de presión o indicador en el rango o posición de operación
4. Llenado determinado por peso o sopesándolo
5. Condición de las llantas, ruedas, carro, manguera y boquilla para extintores



rodantes

6. Instrucciones de operación en placas de identificación legibles y con vista hacia afuera
7. Sellos de seguridad e indicadores de manipulación no autorizada rotos o faltantes
8. Revisión de daños físicos obvios, corrosión, fugas o boquillas con obstrucciones

Registro de inspecciones.

Los registros de la inspecciones deberán mantenerse en una tarjeta o rotulo fijado al extintor, manteniendo un registro de inspección donde se registre el mes y año de la inspección llevada a cabo y las iniciales de la persona quien lo realizo.

Los registros de las revisiones se conservarán para demostrar que al menos las últimas doce inspecciones mensuales han sido realizadas.

2.2 Mantenimiento de extintores.

Los procedimientos de mantenimiento deberán incluir las rutinas detalladas en el manual de servicios del fabricante y una inspección minuciosa de los elementos del extintor, incluyendo los siguientes puntos:

1. Partes mecánicas.
2. Agente de extinción.
3. Medios expelentes.
4. Condición física.

Durante el mantenimiento, el sello de seguridad se deberá retirar operando el pasador o dispositivo de seguridad. Después de terminar los procedimientos de mantenimiento, se deberá instalar un nuevo sello de seguridad.

Cuando una inspección al extintor revela una deficiencia, deberá tomarse una acción correctiva inmediatamente.

Cada extintor deberá tener una etiqueta o rótulo fijado indicando que mantenimiento le fue realizado. La etiqueta o rótulo, como mínimo identificar lo siguiente:

5. Mes y año en el que el mantenimiento fue realizado.



6. Persona que realizo el trabajo.

7. Nombre de la agencia que realizo el trabajo.

Se deberá realizar una prueba de conductividad a las mangueras de los extintores, las mangueras que fallen deben ser remplazadas.

Se programará el mantenimiento de los extintores de acuerdo a las indicaciones del fabricante, tomando en consideración todas las partes del mismo en el periodo de tiempo recomendado por el fabricante.

2.3 Recarga de extintores.

Todos los extintores de incendio tipo recargable deberán recargarse después de cualquier uso o cuando esa necesidad este indicada por una inspección o servicio.

Cuando la recarga sea realizada, deberá seguirse el manual de servicio del fabricante.

La cantidad de agentes de recarga deberá verificarse por pesaje.

Después de la recarga, deberá realizarse una prueba de fuga en los extintores del tipo presión almacenada y auto expelente.

Los extintores de incendio de agente húmedo de presión almacenada deberán reemplazarse anualmente. El agente premezclado de espuma tipo AFFF, deberá remplazarse al menos un vez cada 3 años.

Solo se usarán agentes especificados en la recarga de los extintores, o los que han demostrado tener igual composición química, características físicas y capacidad de extinción de incendios.

3 Sistema de Gas y Fuego (F&G).

El sistema de gas y fuego (F&G) deberá contar con un programa de inspección, prueba y mantenimiento para que pueda operar como está previsto.

3.1 Descripción.

El sistema de gas y fuego (F&G) consta de los siguientes elementos:

1. Controlador Electrónico Programable (CEP).
2. Detectores de gases tóxicos (GT).



3. Detectores de mezclas explosivas. (GC).
4. Detectores de fuego (F).
5. Estaciones manuales de alarma de fuego (MF).
6. Estaciones manuales de abandono de instalación (MAI).
7. Alarmas audibles (A).
8. Alarmas visibles (V).

El sistema de gas y fuego (F&G) deberá inspeccionarse, probarse y darle mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.1.

Tabla III.1 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento del sistema de gas y fuego (F&G)

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Todos los equipos	Anual	3.1.1
Equipos de control: Sistemas de alarmas de incendio monitoreados para verificar las señales de alarma, de supervisión y de falla:		3.1.2
(1) Fusibles	Anual	
(2) Equipos con interfaces	Anual	
(3) Lámparas y LED	Anual	
(4) Suministro de energía primaria (principal)	Anual	
(5) Señales de falla	Semestral	
Baterías: Níquel cadmio	Semestral	3.1.3
Anunciadores remotos	Semestral	3.1.4
Detección por muestreo de aire	Semestral	3.1.5
Dispositivos electromecánicos de liberación	Semestral	3.1.6
Interruptores del/los sistema/s de extinción o del/los sistema/s de supresión de incendios	Semestral	3.1.7
Estaciones manuales de alarma de incendio	Semestral	3.1.8
Detectores de calor	Semestral	3.1.9
Detectores de incendio y humo por imagen de video	Trimestral	3.1.10
Detectores de humo	Semestral	3.1.11
Aparatos audibles	Semestral	3.1.12
Aparatos visibles	Semestral	3.1.13
Pruebas		
Amplificadores/ generadores de tono	Anualmente	3.1.14
Silencio de la señal de llamada entrante	Anualmente	3.1.15
Aparato telefónico	Anualmente	3.1.16
Desempeño del sistema	Anualmente	3.1.17
Suministro de energía ininterrumpible	Anualmente	3.1.18



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
(UPS)		
Pruebas de baterías De tipo níquel cadmio		3.1.19
Reemplazo de la batería	Anualmente	3.1.20
Prueba del cargador	Anualmente	3.1.21
Prueba de descarga	Anualmente	3.1.22
Prueba de voltaje de carga	Semestralmente	3.1.23
Anunciadores remotos	Anualmente	3.1.24
Dispositivos electromecánicos de liberación de agente	Anualmente	3.1.25
Interruptores del/los sistema/s de extinción o del/los sistema/s de supresión de incendios	Anualmente	3.1.26
Detectores de incendio-gas y otros	Anualmente	3.1.27
Detectores de calor	Anualmente	3.1.28
Estaciones manuales de alarma de incendio	Anualmente	3.1.29
Detectores de incendio de energía radiante	Semestralmente	3.1.30
Detectores de humo	Anualmente	3.1.31
Detección por muestreo de aire	Anualmente	3.1.32
Aparatos audibles	Anualmente	3.1.33
Aparatos de notificación de texto audible (altoparlantes y otros aparatos para transmitir mensajes de voz)	Anualmente	3.1.34
visibles	Anualmente	3.1.35
Conductores metálicos	Anualmente	3.1.36
Mantenimiento		
Equipos		3.1.37

3.1.1 Garantizar que no haya cambios que afecten el desempeño del equipo. Inspeccionar modificaciones en las áreas, cambios de ocupación, cambios en las condiciones ambientales, ubicación de los dispositivos, obstrucciones físicas, orientación de los dispositivos, danos físicos y grado de limpieza.

3.1.2. Verificar condición normal del sistema.

3.1.3 Inspeccionar para verificar la presencia de corrosión o fugas. Verificar la hermeticidad de las conexiones. Verificar la marca del mes/año de fabricación (todos los tipos).

3.1.4 Verificar ubicación y condición

3.1.5 Verificar que los filtros en línea, si hubiera, estén limpios Verificar que las tuberías y accesorios del sistema de muestreo estén instalados de manera adecuada, se observe que sean herméticos al aire y estén fijados de manera permanente. Confirmar que la tubería de muestreo este identificada de manera claramente visible. Verificar que los



puertos o puntos de muestreo no estén obstruidos

3.1.6 Verificar ubicación y condición.

3.1.7 Verificar ubicación y condición.

3.1.8 Verificar ubicación y condición.

3.1.9 Verificar ubicación y condición.

3.1.10 Verificar que ningún punto que requiera detección este obstruido o fuera del campo de visión del detector.

3.1.11 Verificar ubicación y condición

3.1.12 Verificar ubicación y condición

3.1.13 Verificar ubicación y condición. Verificar que la marca de la corriente nominal en unidad de candela coincida con los planos aprobados

3.1.14. Verificar la correcta conmutación y funcionamiento de los equipos de respaldo

3.1.15. Accionar/poner en funcionamiento y verificar recepción de las señales visuales y audibles correctas en la unidad de control.

3.1.16. Activar cada aparato telefónico y verificar su correcto funcionamiento.

3.1.17. Poner en funcionamiento el sistema con un mínimo de cinco terminales simultáneamente. Verificar claridad y calidad de la voz

3.1.18. Si un sistema UPS dedicado al sistema se utiliza como una fuente de energía requerida, el propietario del edificio debe verificar el funcionamiento del sistema UPS, de acuerdo con lo establecido en NFPA 111.

3.1.19. Antes de llevar a cabo cualquiera de las pruebas de las baterías, la persona que efectúe la prueba deberá verificar que todo el software del sistema almacenado en la memoria volátil este protegido contra pérdidas.

3.1.20. Reemplazar las baterías de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del equipo de alarmas o cuando la corriente o el voltaje de la batería recargada caiga por debajo de lo especificado en dichas recomendaciones.

3.1.21. Con las baterías totalmente cargadas y conectadas al cargador, colocar un amperímetro en serie con la batería que está siendo cargada. Verificar que la corriente de carga cumpla con las recomendaciones del fabricante para el tipo de batería



utilizada. En ausencia de información específica, utilizar de 1/30 a 1/25 a de la capacidad nominal de la batería.

3.1.22. Con el cargador de la batería desconectada, probar la carga de las baterías, siguiendo las recomendaciones del fabricante. Verificar que el nivel de voltaje no caiga por debajo de los niveles especificados. La prueba de la carga puede hacerse mediante una carga artificial equivalente a la carga completa para alarmas de incendio conectada a la batería

3.1.23. Con el cargador de la batería desconectada, probar la carga de las baterías, siguiendo las recomendaciones del fabricante. Verificar que el nivel de voltaje no caiga por debajo de los niveles especificados. La prueba de la carga puede hacerse mediante una carga artificial equivalente a la carga completa para alarmas de incendio conectada a la batería. Durante la carga, verificar que el voltaje de flotación para toda la batería sea de 1.42 voltios por celda, nominal. Si fuera posible, medir las celdas individualmente

3.1.24. Verificar el correcto funcionamiento e identificación de los anunciadores. Si se hubiera provisto, verificar el correcto funcionamiento del anunciador en una condición de falla.

3.1.25. Verificar el correcto funcionamiento mediante la remoción del eslabón fusible y el funcionamiento del dispositivo asociado. Lubricar todas las piezas móviles, según sea necesario

3.1.26. Poner en funcionamiento el interruptor mecánicamente o eléctricamente y verificar que la unidad de control de alarmas de incendio reciba la señal.

3.1.27. Probar los detectores de incendio-gas y otros detectores de incendio, de acuerdo con lo establecido por el fabricante y según sea necesario para la aplicación.

3.1.28. Llevar a cabo la prueba de calor con una fuente de calor listada o etiquetada o de acuerdo con lo establecido en las instrucciones publicadas del fabricante. Garantizar que el método de prueba para los equipos instalados no dañe el elemento de temperatura fija no restaurable de un detector combinado de velocidad de aumento/temperatura fija

3.1.29. Poner en funcionamiento las estaciones manuales de alarma de incendio según lo establecido en las instrucciones publicadas del fabricante. Probar tanto las estaciones de señal previa operadas con llave como las estaciones manuales de alarma de incendio.

3.1.30. Probar los detectores de llama y los detectores de chispas/brasas de acuerdo con



las instrucciones publicadas del fabricante para determinar que cada detector funcione correctamente. Determinar la sensibilidad de los detectores de llama y de los detectores de chispas/brasas mediante el uso de cualquiera de los siguientes:

1. Método de prueba calibrado
2. Instrumento calibrado para la prueba de sensibilidad del fabricante
3. Unidad de control listada dispuesta para tal fin
4. Otro método calibrado aprobado para la prueba de sensibilidad que sea directamente proporcional a la señal de entrada proveniente de un incendio, compatible con el listado o la aprobación del detector

Si estuvieran diseñados para ser ajustables en campo, reemplazar los detectores que se encuentren fuera del rango de sensibilidad aprobado o ajustarlos para que puedan incluirse dentro del rango aprobado. No determinar la sensibilidad del detector de llama y del detector de chispas/ brasas mediante el uso de una fuente de luz que administre una cantidad de radiación no medida a una distancia indefinida desde el detector.

3.1.31. Probar los detectores de humo en el lugar para asegurar la entrada del humo en la cámara sensora y una respuesta de la alarma. Utilizar humo o un producto listado y etiquetado aceptable para el fabricante o que cumpla con sus instrucciones publicadas. Pueden usarse otros métodos listados en las instrucciones publicadas del fabricante que aseguren la entrada del humo en la cámara sensora desde el área protegida, a través de las ventilaciones.

3.1.32. Probar con humo o con un producto listado y etiquetado aceptable para el fabricante o que cumpla con sus instrucciones publicadas. Probar desde el extremo final del punto o puerto de muestreo en cada tramo de tubería. Verificar el flujo de aire a través de todos los otros puertos o puntos.

3.1.33. Para las pruebas iniciales y de reaceptación, medir los niveles de presión sonora de las señales con un sonómetro que cumpla con los requisitos establecidos en ANSI S1.4a, Especificaciones para sonómetros, Tipo 2. Medir los niveles de presión sonora en toda el área protegida. Configurar el sonómetro de acuerdo con lo especificado en ANSI S3.41, Norma nacional de los Estados Unidos para señales de evacuación audibles, aplicando la característica de ponderación por tiempo F [FAST (RAPIDO)]. Para las pruebas periódicas, verificar el funcionamiento de los aparatos de notificación.

3.1.34. Para las pruebas iniciales y de reaceptación, medir los niveles de presión sonora de las señales con un sonómetro que cumpla con los requisitos establecidos en ANSI



S1.4a, Especificaciones para sonómetros, Tipo 2. Medir los niveles de presión sonora en toda el área protegida. Configurar el sonómetro de acuerdo con lo especificado en ANSI S3.41, Norma nacional de los Estados Unidos para señales de evacuación audibles, aplicando la característica de ponderación por tiempo F (FAST). Verificar que la información audible sea distinguible y comprensible. Para las pruebas periódicas, verificar el funcionamiento de los aparatos de notificación.

3.1.35. Llevar a cabo las pruebas iniciales y de reaceptación de acuerdo con lo establecido en las instrucciones publicadas del fabricante. Verificar que las ubicaciones de los aparatos coincidan con la disposición aprobada y confirmar que ningún cambio en los planos de plantas afecte la disposición aprobada. Verificar que la marca de la corriente nominal en unidad de candela concuerde con el plano aprobado. Confirmar que cada uno de los aparatos presente una iluminación intermitente. Para las pruebas periódicas, verificar que cada uno de los aparatos presente una iluminación intermitente

3.1.36. Someter a prueba cada circuito de los dispositivos iniciadores, cada circuito de los aparatos de notificación y cada circuito de línea de señalización para obtener la indicación correcta en la unidad de control.

3.1.37. Los equipos del sistema deben ser mantenidos de acuerdo con las instrucciones publicadas del fabricante. La frecuencia de mantenimiento y la frecuencia de limpieza de los equipos del sistema deben depender del tipo de equipo y de las condiciones locales del ambiente.

Los Registros de mantenimiento, inspección y prueba deben ser conservados hasta la siguiente prueba y durante un año a partir de entonces.

Los registros deben conservarse en un medio en el que puedan sobrevivir al periodo de retención. Debe permitirse el uso de papel o de medios electrónicos.

4. Sistema de agua contra incendio.

El sistema de agua contra incendio deberá tener un programa de inspección, prueba y mantenimiento para que pueda operar como está previsto.

4.1 Tanque de agua contra incendio.

Los tanques de almacenamiento de agua contra incendio deberán inspeccionarse, probarse y darles mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.2.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla III. 2 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de tanques de agua

Componente	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Nivel del agua	Trimestral	4.1.1
Tanque exterior	Trimestral	4.1.2
Cimentación	Trimestral	4.1.3
Pasarela y escaleras	Trimestral	4.1.4
Pintura / recubrimientos	Anual	4.1.5
Juntas de expansión	Anual	4.1.6
Interior del Tanque	5 años	4.1.7
Válvulas de control	Mensual	4.1.8
Válvulas de retención	5 años	4.1.9
Pruebas		
Alarmas de nivel de agua	Semestral	4.1.10
Indicador de nivel	5 años	4.1.11
Manómetros	5 años	4.1.12
Estado de las válvulas		4.1.13
Mantenimiento		
Válvulas de control		4.1.14
Válvulas de retención		4.1.15

4.1.1. El nivel de agua en los tanques equipados con alarmas supervisadas de nivel de agua conectadas a un sitio con atención constante se deben inspeccionar trimestralmente. El nivel de agua en los tanques no equipados con alarmas supervisadas de nivel de agua conectados a un sitio con atención permanente debe inspeccionarse mensualmente

4.1.2. El exterior del tanque, estructura de soporte, desfuegos, cimientos, y pasarelas o escaleras, donde las haya, se deberán inspeccionar trimestralmente para buscar señales daño o debilitamiento.

4.1.3. El área al rededor del tanque y la estructura de soporte, si la hay, se deberá inspeccionar trimestralmente para garantizar que se cumplan las siguientes condiciones:

1. Que el área esté libre de almacenamiento de combustible, basura, escombros, maleza, o materiales que pudieran presentar riesgo de exposición al fuego
2. Que el área esté libre de materiales en o cerca de partes que pudieran causar una acelerada corrosión o descomposición
3. Daño físico
4. Que los lados exteriores y el tope del terraplén que soporta el tanque esté libre



de erosión

4.1.4. Las pasarelas y escaleras del tanque deberán de inspeccionarse para verificar que no hay corrosión o daño y debilitamiento.

4.1.5. Las superficies exteriores pintadas, revestidas o aisladas el tanque y la estructura de soporte, donde los haya, deberán inspeccionarse anualmente para buscar señales de degradación.

4.1.6. Las juntas de expansión, donde las hay, se deberán inspeccionar anualmente para detectar filtraciones y grietas.

4.1.7. El interior del tanque deberá inspeccionarse para detectar señales de picaduras, corrosión, desconchado, putrefacción, otras formas de deterioro, material de desecho y escombros, plantas acuáticas, y fallas locales o generales del revestimiento interior.

4.1.8. Cada válvula de control deberá estar identificada y tener un rótulo indicando el sistema o parte del sistema que controla.

4.1.9. Las válvulas de retención se deberán inspeccionar que la válvula esté libre de daño físico, que este en la posición correcta

4.1.10. Las señales de nivel alto y bajo de agua se deberán de probar siguiendo las indicaciones de fabricante del instrumento.

4.1.11. Los indicadores de nivel deberán probarse cada 5 años para verificar su exactitud y libertad de movimiento

4.1.12. Los manómetros deberán probarse con un manómetro calibrado de acuerdo con las instrucciones del fabricante. Los manómetros inexactos dentro del 3 % de la escala deben ser remplazados o recalibrados

4.1.13. Cada válvula de control deberá operarse anualmente en todo su rango y devolverse a su posición normal

4.1.14. Cada válvula de control deberá ser limpiada, verificando el funcionamiento de sus partes internas, señales neumáticas y eléctricas

4.1.15. Las partes internas se deberán de limpiar y reparar cuando sea necesario de acuerdo a instrucciones del fabricante.

4.2 Bombas de agua contra incendio.

Las bombas de agua contra incendio deberán inspeccionarse, probarse y darles



mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.3.

Tabla III. 3 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de bombas de agua contra incendio.

Equipo/Sistema	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Caseta de bombas	Semanal	4.2.1
Sistema de bombas contra incendio	Semanal	4.2.2
Pruebas		
Operación de la bomba sin flujo		
Bomba con motor diésel	Semanal	4.2.3
Bomba con motor eléctrico	Semanal	4.2.4
Condición de flujo	Anual	4.2.5
Señales de alarma de la bomba	Anual	4.2.6
Mantenimiento		
Sistema de bombas	Anual	4.2.7
Transmisión mecánica	Anual	4.2.8
Sistema eléctrico	Variable	4.2.9
Sistema de maquina diésel	Variable	4.2.10

4.2.1 La caseta de las bombas contra incendio deberán tener la ventilación adecuada y temperatura para el buen funcionamiento de las bombas. La caseta se debe encontrar libre de desechos.

4.2.2. Las bombas contra incendio deberán inspeccionarse para que:

4.2.2.1. Condiciones del sistema de bombas:

1. La succión y descarga de las bombas y válvulas de paso están totalmente abiertas.
2. La tubería está libre de filtraciones.
3. La lectura del manómetro de presión en la línea de succión es normal.
4. La lectura del manómetro de presión en la línea del sistema es normal.
5. El depósito de succión tiene el nivel de agua requerido
6. Los filtros de succión no tienen obstrucciones y están en su lugar.
7. Las válvulas de prueba de flujo de agua en posición cerrada.

4.2.2.2 Condiciones del sistema eléctrico:

1. La luz piloto del regulador de encendido («power on») está iluminada.



2. La luz piloto normal del conmutador de transferencia esta iluminada.
3. El desconector está cerrado – fuente de reserva (emergencia).
4. La luz piloto de la fase de alarma está apagada o la luz piloto de la fase normal de rotación está encendida.
5. El nivel de aceite en la ventanilla indicadora del motor vertical dentro del rango aceptable.
6. Los filtros de succión no tienen obstrucciones y están en su lugar.
7. Se provee energía para la bomba de mantenimiento de presión.

4.2.2.3 Condiciones del sistema de maquina diésel.

1. Tanque de combustible lleno por lo menos a dos tercios.
2. Selector del regulador en posición auto.
3. Lecturas de voltaje de las baterías dentro de un rango aceptable.
4. Lecturas de carga de corriente de las baterías dentro de un rango aceptable.
5. Luces pilotos de las baterías encendidas o las luces piloto de falla de las baterías apagadas.
6. Todas las luces pilotos de alarma apagadas.
7. Se provee energía para la bomba de mantenimiento de presión.
8. Totalizador de tiempo de funcionamiento de las máquinas dando lectura.
9. Nivel de aceite en el mando por engranaje de ángulo recto están dentro del rango aceptable.
10. Nivel de aceite en el cárter dentro del rango aceptable
11. Nivel de agua de enfriamiento dentro del rango aceptable
12. Nivel de electrolitos en baterías dentro del rango aceptable
13. Terminales de baterías libres de corrosión

4.2.3. Se deberá llevar a cabo una prueba sin flujo para las bombas de incendio impulsadas por motor diésel sin recircular agua de regreso a la succión de la bomba



en una frecuencia de prueba semanal, la bomba debe funcionar como mínimo 30 minutos.

4.2.4. Se deberá llevar a cabo una prueba sin flujo para las bombas de incendio impulsadas por motor eléctrico sin recircular agua de regreso a la succión de la bomba en una frecuencia de prueba semanal, la bomba debe funcional como mínimo 10 minutos

4.2.5. Personal calificado deberá realizar una prueba anual para cada equipo de bombas cuando no haya flujo (en reposo), con flujo nominal, y al 150 por ciento del flujo de la capacidad nominal de la bomba de incendios controlando la cantidad de agua descargada a través de dispositivos aprobados

4.2.6. Se deberán simular situaciones de alarma activando los circuitos de alarma en los lugares de los sensores, y se debe observar la operación de todos los dispositivos indicadores de alarma locales o remotos (visuales y audibles).

4.2.7. Se deberá establecer un programa de mantenimiento preventivo para todos los componentes del equipo de bombas de acuerdo con las recomendaciones del fabricante, y como mínimo:

1. Rodamiento de bombas. Lubricar los rodamientos.
2. Verificar la presición de los medidores de presión y sensores.
3. Revisar alineación de coples.

4.2.8. Para el mantenimiento de la transmisión mecánica se deberá:

1. Lubricar acoples.
2. Lubricar engranales en angulo recto.

4.2.9. Para el mantenimiento del sistema eléctrico se deberá:

1. Accionar los medios manuales de arranque.
2. Ajustar las conexiones electricas si se necesario.
3. Cualquier corrosión en tableros.
4. Cualquier aislamiento cable / alambre agrietado

4.2.10. Para el mantenimiento del motor diesel se deberá:



1. Revisar el sistema de combustible.
2. Revisar el sistema de lubricación.
3. Revisar el sistema de enfriamiento.
4. Revisar el sistema de escape.
5. Revisar el sistema de baterías.

4.3 Red de agua contra incendio.

La red de agua contra incendio deberá inspeccionarse, probarse y darle mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.4.

Tabla III. 4 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de la red de agua contra incendio.

Equipo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Gabinetes de manguera	Trimestral	4.3.1
Hidrantes	Anual	4.3.2
Boquillas de monitor	Semestral	4.3.3
Filtros	Anual	4.3.4
Tubería expuesta	Anual	4.3.5
Mangueras	Trimestral	4.3.6
Tomas para camión contra incendio	Trimestral	4.3.7
Pruebas		
Boquillas de monitor	Anual	4.3.8
Hidrantes	Anual	4.3.9
Tubería	5 años	4.3.10
Prueba de válvulas		4.3.11
Mangueras	Anual	4.3.12
Tomas para camión contra incendio		4.3.13
Mantenimiento		
Filtros	Anual	4.3.14
Gabinete de manguera	Anual	4.3.15
Hidrantes	Anual	4.3.16
Boquilla de monitor	Anual	4.3.17
Conexión de manguera	Anual	4.3.18
Tomas para camión contra incendio	Anual	4.3.19

4.3.1. Los gabinetes de manguera se deberán de inspeccionar trimestralmente para verificar que sean accesibles, que no tengan daño físico o que les falte equipo.

4.3.2. Los hidrantes deberán inspeccionarse anualmente para verificar que sean accesibles, que no tengan fugas.



4.3.3. Las boquillas de monitor deberán inspeccionarse semestralmente para verificar que no hay fugas, daños físicos o corrosión

4.3.4. Los filtros de la tubería principal, deberán inspeccionarse y limpiarse después de que cada flujo del sistema mayor a la de un orificio nominal de 50 mm (2 pulg) y deben retirarse e inspeccionarse anualmente para detectar partes que fallen, dañadas o corroídas tomando la acción correctiva necesaria.

4.3.5. Las tuberías deberán inspeccionarse y tomar la acción correctiva en caso de fugas, daño físico, corrosión y sujeción de la tubería.

4.3.6. Quitar e inspeccionar las mangueras, incluyendo empaques y montar de nuevo en bastidor o carrete

4.3.7. Las tomas para camión contra incendio deberán inspeccionarse trimestralmente, en la inspección se debe verificar lo siguiente:

1. Las conexiones estén visibles y accesibles.
2. Los eslabones giratorios o estén dañados y giren fácilmente.
3. Las tapas estén en su lugar y sin daño.
4. Los empaque estén en su lugar y en buen estado.
5. Los rotulos de identificación estén colocados.
6. La válvula de retención no este filtrando
7. Se inspecciona el interior de la toma para buscar obstrucciones

4.3.8. Todas las boquillas monitoras deberán hacerse oscilar y mover en todo su alcance total anualmente para garantizar su operatividad adecuada.

4.3.9. Los hidrantes deberán probarse anualmente para garantizar el funcionamiento adecuado. Cada hidrante se debe abrir completamente y dejar fluir el agua hasta que se hayan eliminado de todas las materias extrañas. El flujo debe mantenerse durante no menos de 1 minuto

4.3.10. Deberá probarse el flujo de la tubería subterránea y expuesta que presta servicio a hidrantes a intervalos mínimos de 5 años

4.3.11. Las válvulas deberán de abrirse o cerrarse para verificar el estado del vástago o del método de apertura o cierre.



4.3.12. La manguera contra incendio deberá probarse hidrostáticamente cada año de acuerdo a la presión y tiempo indicado por el fabricante

4.3.13. La tubería desde la conexión de bomberos hasta la válvula de retención del cuerpo de bomberos deberá probarse hidrostáticamente a 150 psi (10 bar) durante dos horas al menos una vez cada 5 años.

4.3.14. Los filtros deberán desarmarse y limpiarse

4.3.15. Los gabinetes de manguera deben limpiarse, remplazar el equipo faltante, probar el funcionamiento de la boquilla.

4.3.16. Los hidrantes deberán lubricarse anualmente para garantizar que todos los vástagos, tapas, cierres y roscas estén en condiciones de funcionamiento adecuadas

4.3.17. Las boquillas monitoras deberán lubricarse anualmente para asegurar su funcionamiento adecuado.

4.3.18. Se deberá dar mantenimiento a las conexiones de manguera de acuerdo a las recomendaciones del fabricante, verificando que tenga los empaques, que no presente fugas, la cuerda se encuentre en buen estado.

4.3.19. La toma de camión de bomberos deberá limpiarse, engrasar las cuerdas y remplazar los empaques que presentes deformaciones

4.4 Sistema de aspersión de agua contra incendio (diluvio).

Los sistemas de aspersión de diluvio deberán inspeccionarse, probarse y darles mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.5.

Tabla III. 5 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de sistema de diluvio

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Manómetros	Trimestral	4.4.1
Válvulas de diluvio	Mensual	4.4.2
Conexiones eléctricas	Trimestral	4.4.3
Conexiones de aire	Trimestral	4.4.4
Abrazaderas / soportes	Anual	4.4.5
Tubos y conexiones	Anual	4.4.6
Boquillas	Anual	4.4.7
Pruebas		
Conexiones eléctricas	Trimestral	4.4.8
Conexiones de aire	Trimestral	4.4.9
Manómetros	5 años	4.4.10
Boquillas	20 años	4.4.11



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Válvulas de diluvio	Anual	4.4.12
Mantenimiento		
Válvulas de diluvio	Anual	4.4.13

4.4.1. Los manómetros se deberán de inspeccionar para garantizar que estén en buen estado y que se mantiene la presión correcta en el suministro de agua.

4.4.2. Cada válvula de diluvio deberá estar identificada y tener un rótulo indicando el sistema o parte del sistema que controla. La inspección de las válvulas debe verificar que las válvulas estén en la siguiente condición:

1. En la posición normal vertical u horizontal
2. Debidamente sellada, cerrada o supervisada
3. Accesibles
4. Libre de filtraciones externas
5. Provistas de identificación adecuada

4.4.3. Se deberá inspeccionar que todas las conexiones eléctricas estén correctamente instaladas a los solenoides y a los tableros de control.

4.4.4. Las conexiones neumáticas no deberán presentar fuga estar debidamente soportadas. El suministro de aire debe ser inspeccionado para que se tenga de la manera adecuada.

4.4.5. Las abrazaderas / soportes no deberán estar dañados, sueltos o sin fijación. Las abrazaderas y soportes que estén dañados, sueltos o sin fijación deben remplazarse o reajustarse.

4.4.6. La tubería y los accesorios deberán estar en buenas condiciones y libres de daños mecánico, filtraciones y corrosión. La tubería no debe someterse a carga externa de materiales, ya sea apoyados sobre la tubería o colgados de la tubería

4.4.7. Las boquillas no deberán mostrar señales de fuga; deben estar libres de corrosión, materias extrañas, pintura y daño físico; y deben estar instalados en la orientación correcta.

4.4.8. Las conexiones eléctricas se deberán de probar con la finalidad de comprobar que hay corriente en todos los circuitos.

4.4.9. Las conexiones neumáticas deberán probarse para verificar que no se tengas



fugas de aire que los elementos fusibles no tengas pintura u otros objetos que impidan su fusión.

4.4.10. Los manómetros deberán remplazarse cada 5 años o probarse cada 5 años por comparación con un manómetro calibrado. Los manómetros que no son exactos dentro de 3 por ciento de la escala total deben re-calibrarse o remplazarse.

4.4.11. Por las boquillas se deberá comprobar que el agua fluye con el patrón establecido.

4.4.12. Cada válvula de diluvio deberá operarse anualmente en todo su rango y devolverse a su posición normal.

4.4.13. La válvula de diluvio se deberá verificar que no tenga daño físico, que todos los accesorios del trim estén en la posición correcta, que la válvula no tenga fugas y que las partes eléctricas estén y neumáticas estén en servicio.

4.5 Sistema de rociadores de agua contra incendio.

Los sistemas de rociadores de agua contra incendio deberán inspeccionarse, probarse y darles mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla III.6.

Tabla III. 6 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento de sistema de rociadores

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Manómetros	Trimestral	4.5.1
Válvulas de control	Mensual	4.5.2
Dispositivo de alarma de flujo	Trimestral	4.5.3
Abrazaderas / soportes	Anual	4.5.4
Tubos y conexiones	Anual	4.5.5
Rociadores	Anual	4.5.6
Señalizaciones	Anual	4.5.7
Pruebas		
Dispositivo de alarma de flujo	Trimestral	4.5.8
Manómetros	5 años	4.5.9
Rociadores	20 años	4.5.10
Válvulas de control	Anual	4.5.11
Mantenimiento		
Válvulas de control	Anual	4.5.12
Rociadores	Anual	4.5.13

4.5.1. Los manómetros se deberán de inspeccionar para garantizar que estén en buen estado y que se mantiene la presión correcta en el suministro de agua.



4.5.2. Cada válvula de control deberá estar identificada y tener un rótulo indicando el sistema o parte del sistema que controla. La inspección de las válvulas debe verificar que las válvulas estén en la siguiente condición:

1. En la posición normal abierta o cerrada.
2. Debidamente sellada, cerrada o supervisada.
3. Accesibles.
4. Libre de filtraciones externas.
5. Provistas de identificación adecuada.

4.5.3. Los dispositivos de alarma de flujo deberán inspeccionarse para verificar que estén libres de daño físico

4.5.4. Las abrazaderas / soportes no deberán estar dañados, sueltos o sin fijación. Las abrazaderas y soportes que estén dañados, sueltos o sin fijación deben remplazarse o reajustarse.

4.5.5. La tubería y los accesorios deberán estar en buenas condiciones y libres de daños mecánico, filtraciones y corrosión. La tubería de los rociadores no debe someterse a carga externa de materiales, ya sea apoyados sobre la tubería o colgados de la tubería

4.5.6. Los rociadores no deberán mostrar señales de filtraciones; deben estar libres de corrosión, materias extrañas, pintura y daño físico; y deben estar instalados en la orientación correcta. Cualquier rociador que muestre cualquiera de las siguientes señales debe ser reemplazado:

1. Filtración.
2. Corrosión.
3. Daño físico.
4. Pérdida de fluido en el elemento que responde al calor de la ampolla de vidrio.
5. Carga.
6. Pintura.

4.5.7. Las señalizaciones deberán inspeccionarse para verificar que ha sido provisto, que este asegurado y que es legible.



4.5.8. Las pruebas de dispositivos de alarma de flujo deberán realizarse abriendo la conexión de prueba de inspección. Las pruebas de los dispositivos de alarma de flujo de agua en sistemas de tubería seca, de pre-acción o inundación deben hacerse usando la conexión de derivación

4.5.9. Los manómetros deberán remplazarse cada 5 años o probarse cada 5 años por comparación con un manómetro calibrado. Los manómetros que no son exactos dentro de 3 por ciento de la escala total deben re-calibrarse o remplazarse.

4.5.10. Los rociadores secos que han estado en servicio por 10 años deberán remplazarse, o probarse muestras representativas, y se deben probar de nuevo a intervalos de 10 años. Cuando los rociadores están expuestos a ambientes agresivos, incluyendo atmósferas corrosivas y suministros de agua corrosiva, a partir de los 5 años, deben ser reemplazados o probarse muestras representativas de los rociadores.

4.5.11. Cada válvula de control deberá operarse anualmente en todo su rango y devolverse a su posición normal.

4.5.12. La válvula de pre-acción o de diluvio se deberá verificar que no tenga daño físico, que todos los accesorios del trim estén en la posición correcta, que la válvula no tenga fugas y que las partes eléctricas estén en servicio.

4.5.13. Los rociadores deberán de mantenerse libres de impurezas, como basura polvo u otro material que impida su funcionamiento

4.6. Sistema de espuma contra incendio.

Los sistemas de espuma contra incendio deberán inspeccionarse, probarse y darles mantenimiento como mínimo según lo indicado en la Tabla .III.7.



Tabla III. 7 Resumen de inspección, prueba y mantenimiento del sistema de espuma

Dispositivo	Frecuencia	Referencia
Inspección		
Rociadores	Anual	4.6.1
Válvulas de control de espuma	Mensual	4.6.2
Sistema de espuma	mensual	4.6.3
Tubería	Anual	4.6.4
Cámara de espuma	Anual	4.6.5
Pruebas		
Rociadores	Trimestral	4.6.6
Válvulas	5 años	4.6.7
Sistema de espuma	20 años	4.6.8
Solución de espuma	Anual	4.6.9
Mantenimiento		
Sistema de espuma	Anual	4.6.10
Cámara de espuma		4.6.11

4.6.1. Los dispositivos de descarga de espuma y agua se deberán inspeccionar y mantener visualmente para garantizar que estén en su lugar, continúan apuntados o dirigidos en la dirección deseada de diseño del sistema y estén libres de carga externa y corrosión

4.6.2. Cada válvula de control deberá estar identificada y tener un rótulo indicando el sistema o parte del sistema que controla. La inspección de las válvulas debe verificar que las válvulas estén en la siguiente condición:

1. En la posición normal abierta o cerrada.
2. Debidamente sellada, cerrada o supervisada.
3. Accesibles.
4. Libre de filtraciones externas.
5. Provistas de identificación adecuada.

4.6.3. La inspección al sistema de espuma de presión balanceada deberá incluir lo siguiente:

1. Filtros.
2. Verificar que los orificios de ventilación de vacío de presión funcionan libremente.
3. Verificar que los manómetros están en buen estado para operar.



4. Verificar que las válvulas de la línea sensora en la unidad de la bomba y las estaciones individuales de los proporcionadores están abiertas.
 5. Verificar que hay energía disponible para la bomba de líquido de espuma.
- 4.6.4. Se deberán inspeccionar las tuberías y accesorios del sistema para lo siguiente:
1. Daño mecánico (ej., tubería rota o accesorios agrietados).
 2. Condiciones externas (ej., pintura o revestimiento faltante o dañado).
 3. Accesibles.
 4. Secciones desalineadas.
 5. Localización y estado de los accesorios con empaques de goma/caucho.
- 4.6.5. La cámara de espuma se deberá inspeccionar para verificar la condición de los sello, orificio y deflector
- 4.6.6. Se deberán observar los patrones de descarga de todos los rociadores de espuma para garantizar que los patrones no estén obstruidos por dispositivos de descarga taponados y para asegurar que los dispositivos de descarga están correctamente colocados y que ninguna obstrucción evita que los patrones de descarga cubran las áreas que protegen
- 4.6.7. La válvula de diluvio se deberá verificar que no tenga daño físico, que todos los accesorios del trim estén en la posición correcta, que la válvula no tenga fugas y que las partes eléctricas estén en servicio
- 4.6.8. Deberán hacerse pruebas de operación para asegurar que el sistema(s) de espuma y agua responde como se desea, tanto automática como manualmente. Los procedimientos de la prueba deben simular eventos de emergencia esperados de manera que se pueda evaluar la respuesta del sistema(s) de espuma y agua.
- 4.6.9. Durante la prueba de flujo total de la espuma, se deberá tomar una muestra de la espuma. Esta muestra se debe inspeccionar por refractómetro u otro método para verificar la concentración de la solución. La concentración deberá estar dentro del 10 por ciento de los resultados de las pruebas de aceptación pero en ningún caso más del 10 por ciento por debajo de las normas mínimas de diseño.
- 4.6.10. Las válvulas de drenaje de bola (tipo automático) se deberán desarmar, limpiar y volver a armar. Se debe drenar el líquido espumógeno del tanque de almacenamiento de espuma y lavar el tanque. El tanque de líquido de espuma debe



inspeccionarse para corrosión interna y externa y probar hidrostáticamente a la presión de trabajo especificada. Las bombas de espuma, tren de propulsión y mecanismos impulsores se deben mantener de acuerdo con las instrucciones y frecuencia del fabricante, pero no a intervalos mayores de 5 años

4.6.11. Las cámaras de espuma deberán de limpiarse, cambiar los empaques si es necesario



29 U-00600 Aire de Instrumentos y de Plantas.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1.- Verificar que en los procedimientos de operación y mantenimiento se indique la manera de lavar los filtros de polvos, los cuales remueven polvos hasta de 1 micra. Deben existir señalamientos adecuados y visibles en las zonas de manejo de polvos finos y se debe de contar con personal capacitado para su manejo.

2.- El plan de respuesta a emergencias deberá incluir los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata, así como tener un registro de los incidentes o accidentes ocurridos en la planta.

3.- Se debe de verificar que el drenaje aceitoso abierto pueda conducir adecuadamente el líquido generado en el retrolavado de los filtros de partículas, la unidad de aire de instrumentos y plantas no implica el manejo de líquidos que puedan generar un derrame masivo.

4.- Verificar que el diseño del sistema de drenaje sea respetado en la fase de construcción. Verificar que se realice el mantenimiento y desazolve del sistema de drenaje para que siempre esté en condiciones normales de operación.

5.- Asegurar que en el desarrollo y/o elaboración del manual de operaciones de la planta, el licenciador debe indicar o mencionar las actividades o trabajos críticos para la operación en general de la planta, así como la descripción de las medidas preventivas y/o precauciones hay que seguir para su realización.

6.- Verificar que las actividades o trabajos indicados como críticos para la operación y/o mantenimiento de la planta, incluyan listas de verificación que permitan que los operadores conozcan las actividades a desarrollar antes de ejecutarlas y que se cuente con la disposición de los recursos, equipos, materiales o herramientas que se necesitan para realizar dichos trabajos.

7.- Verificar que la planta cuente con su plan de respuesta a emergencias particular. Éste plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

8.- Verificar la integridad de los tanques de almacenamiento de aire de la corrosión para prevenir emisiones fugitivas. Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de



riesgos que se elaboren para esta área en la etapa de ingeniería de detalle incluir el área en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.

9.- verificar la instalación de los instrumentos y dispositivos de control de acuerdo al diseño de ingeniería durante el montaje de equipo.

10.- Verificar que los venteos directos al ambiente de la unidad se encuentren ubicados en zonas seguras, libres de obstáculos cercanos, que afecte al personal de la unidad y que permita una dispersión libre en el ambiente. Comprobar mediante estudios de dispersión la seguridad del sitio y que tampoco se presentaran acumulaciones en otras zonas o puedan quedarse estancados los materiales venteados.

11.- Verificar en la etapa de procura instalación de los equipos y tubería de proceso de la planta cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales seleccionados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

12- Verificar en la etapa de ingeniería de detalle y en la procura e instalación de los equipos y tubería de proceso de la planta cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales seleccionados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

13.- Verificar que el licenciador de la planta proporcione información, capacitación a los operadores, conforme a sus mejores prácticas operativas y de mantenimiento. Así mismo PEMEX debe diseñar y definir un programa de inspección e integridad mecánica para equipos y tubería de proceso de esta planta.

14.- Verificar en las fases de ingeniería de detalle de esta planta, la realización análisis de flexibilidad correspondiente para tuberías y equipos de esta planta, se deben contar con procedimientos de trabajo específicos, detallados y actualizados para detectar vibraciones extraordinarias de los equipos rotatorios.

15.- Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

16.- Garantizar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con la normatividad nacional e internacional.



17.- Documentar y verificar la aplicación de las recomendaciones obtenidos de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

18.- Se recomienda verificar en las diversas fases del proyecto que se cumpla el diseño de ingeniería hasta la fase de instalación. Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

19.- Se debe de verificar que las premisas de la unidad de aire de instrumentos y plantas se mantengan y no existen desviaciones a lo que se establece en la etapa de ingeniería de detalle. Dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

20.- Verificar en las diversas fases de ingeniería y de la construcción que no se cumplan las condiciones para la presencia de un golpe de ariete.

21.- Asegurar las especificaciones del agua de enfriamiento en las secciones más críticas de las unidades de proceso y garantizar que el circuito de control pueda regular el nivel de variación requerido en las otras unidades de proceso.

22.- Consultar con el proveedor del patín de dosificación el diseño de los circuitos de control de especificaciones del agua de enfriamiento y determinar el nivel de fluctuación permitido de acuerdo a los materiales de construcción y restricciones en las unidades de proceso.

23. Verificar con el proveedor de la tecnología de control de la de aire de instrumentos y plantas las características más sensibles que pueda generar un evento de reacción exotérmica y/o explosión. Que defina las recomendaciones a tomar en cuenta en los manuales de procedimiento de la unidad.

24.- Se debe de verificar la instalación de los circuitos de control y la instrumentación necesaria para prevenir la formación de sobrepresiones, asegurar que los procedimientos de operación y de mantenimiento tengan un checklist para verificar el cumplimiento de las etapas.



25.- Verificar la instalación de la instrumentación definida en la etapa de diseño de ingeniería así como en la fase de instalación y construcción. Consultar con el proveedor de la unidad para evaluar la posibilidad de que pudiera ocurrir y conocer las principales recomendaciones para proteger la integridad de las instalaciones.

26.- Definir con el proveedor de la unidad las condiciones límite de diseño y establecer recomendaciones para evitar un deterioro acelerado de las instalaciones. Verificar que la instrumentación y sistemas de control se instalen de acuerdo al diseño de ingeniería y establecer en los procedimientos los requerimientos para su control.

27.- Garantizar que en los procedimientos de operación de la unidad se consideren fluctuaciones en los insumos que afecten la operación normal. Se definan acciones de baja de carga escalonada y su posible paro controlado para evitar daños mayores en otros procesos.

28.- Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Así mismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

29.- Verificar y consultar con el proveedor de la tecnología de la unidad para conocer su experiencia y recomendaciones para evitar incidentes durante las maniobras de operación normal y/o de mantenimiento.

30.- Garantizar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que el procedimiento de control de incendios sea conocido por el personal que labora en la unidad.

31.- Asegurar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que en los procedimientos de operación y de mantenimiento se plasmen recomendaciones pertinentes en el abastecimiento de químicos (características de la pipa o autotanques, actividades y checklist).

32.- Estudiar la conveniencia de realizar estudio de vulnerabilidad y seguridad física (security and vulnerability analysis, SVA) para todo el proyecto.

33.- La unidad de aire de instrumentos y plantas debe contar con su plan de respuesta a emergencias específico. Éste plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



30 U-00200 Torres de Agua de Enfriamiento.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

- 1.- Las hojas de datos de materiales peligrosos deben de estar a la mano y disponibles en formato impreso en el área; debe existir señalamientos adecuados y visibles en las zonas de manejo de materiales peligrosos y se debe de contar con personal capacitado para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estos materiales en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias.
- 2.- El plan de respuesta a emergencias deberá incluir los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata, así como tener un registro de los incidentes o accidentes ocurridos en la planta.
- 3.- Los diseños de ingeniería deben ser respetados en la fase de construcción, asegurar que cualquier modificación o adecuación en el diseño se debe de actualizar en los planos y conservar los aspectos de seguridad para contener algún derrame de material peligroso. Se debe de contar personal capacitado y adiestrado para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estas en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias.
- 4.- El diseño de los sistemas de contraincendio de la planta deben considerar el riesgo mayor identificado. Se debe de dar mantenimiento y desazolve al sistema de drenaje para que siempre esté en condiciones de operación normal.
- 5.- Asegurar que en el desarrollo y/o elaboración del manual de operaciones de la planta, el licenciador debe indicar o mencionar las actividades o trabajos críticos para la operación en general de la planta, así como la descripción de las medidas preventivas y/o precauciones hay que seguir para su realización.
- 6.- Verificar que las actividades o trabajos indicados como críticos para la operación y/o mantenimiento de la planta, incluyan listas de verificación que permitan que los operadores conozcan las actividades a desarrollar antes de ejecutarlas y que se cuente con la disposición de los recursos, equipos, materiales o herramientas que se necesitan para realizar dichos trabajos.
- 7.- Verificar que la planta cuente con su plan de respuesta a emergencias particular. Este plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un



controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

8.- Verificar la integridad de los tanques que almacenan cloro, ácido sulfúrico, biosida e inhibidores de la corrosión para prevenir emisiones fugitivas. Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta área de recibo en la etapa de ingeniería de detalle incluir el área en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.

9.- Verificar la instalación de los instrumentos y dispositivos de control de acuerdo al diseño de ingeniería durante el montaje de equipo.

10.- Verificar que los venteos directos al ambiente de la unidad se encuentren ubicados en zonas seguras, libres de obstáculos cercanos, que permita una dispersión libre en el ambiente. Comprobar mediante estudios de dispersión la seguridad del sitio y que tampoco se presentaran acumulaciones en otras zonas o puedan quedarse estancados los materiales venteados.

11.- Verificar en la etapa de procura instalación de los equipos y tubería de proceso de la planta cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales seleccionados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

12- Garantizar en la etapa de ingeniería de detalle y en la procura e instalación de los equipos y tubería de proceso de la planta cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales seleccionados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador. También debe de cumplir con las especificaciones recomendadas por las buenas prácticas de ingeniería.

13.- Asegurar que el licenciador de la planta proporcione información, capacitación a los operadores, conforme a sus mejores prácticas operativas y de mantenimiento. Así mismo PEMEX debe diseñar y definir un programa de inspección e integridad mecánica para equipos y tubería de proceso de esta planta. El proveedor del paquete de inyección de cloro (SPE) debe de brindar la información para preparar los manuales de operación específicos y de mantenimiento del paquete de inyección.

14.- Verificar en las fases de ingeniería de detalle de esta planta, la realización del análisis de flexibilidad correspondiente para tuberías y equipos de esta planta.



15.- Asegurar que durante la procura y construcción de los equipos y tubería de proceso de la planta, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

16.- Asegurar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con la normatividad nacional e internacional.

17.- Documentar y verificar la aplicación de las recomendaciones obtenidos de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

18.- Se recomienda verificar en las diversas fases del proyecto que se cumpla el diseño de ingeniería hasta la fase de instalación. Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

19.- Se debe de verificar que las premisas de la unidad de torre de enfriamiento se mantengan y no existen desviaciones a lo que se establece en la etapa de ingeniería de deatlle. Dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

20.- Verificar en las diversas fases de ingeniería y de la construcción que no se cumplan las condiciones para la presencia de un golpe de ariete.

21.- Asegurar con el proveedor de la unidad de torre de enfriamiento cuales son los rangos de operación (flujos, temperatura y presión) que pueden ser manejados y evaluar las consecuencias en la integración con las demás unidades de proceso.

22.- Garantizar las especificaciones del agua de enfriamiento en las secciones más críticas de las unidades de proceso y garantizar que el circuito de control pueda regular el nivel de variación requerido en las otras unidades de proceso.

23.- Consultar y documentar con el proveedor de la tecnología de control de la torre de



enfriamiento las características más sensibles que pueda generar un evento de reacción exotérmica y/o explosión. Que defina las recomendaciones a tomar en cuenta en los manuales de procedimiento de la unidad.

24.- Se debe de verificar la instalación de los circuitos de control y la instrumentación necesaria para prevenir la formación de reacciones exotérmicas en el proceso de dosificación de químicos.

25.- Garantizar la instalación de la instrumentación definida en la etapa de diseño de ingeniería así como en la fase de instalación y construcción. Consultar con el proveedor de la unidad para evaluar la posibilidad de que pudiera ocurrir y conocer las principales recomendaciones para proteger la integridad de las instalaciones.

26.- Verificar con el proveedor de la unidad las condiciones límite de diseño y establecer recomendaciones para evitar un deterioro acelerado de las instalaciones. Verificar que la instrumentación y sistemas de control se instalen de acuerdo al diseño de ingeniería y establecer en los procedimientos el requerimiento para su control.

27.- Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

28.- Verificar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que el procedimiento de control de incendios sea conocido por el personal que labora en la unidad.

29.- Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

30.- Asegurar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que en los procedimientos de operación y de mantenimiento se plasmen recomendaciones pertinentes en los abastecimientos de químicos (características de la pipa o autotanques, actividades y checklist).

31.- La unidad de torre de enfriamiento de agua debe contar con su plan de respuesta



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

a emergencias específico. Este plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



31 U-07000 Recuperación y Tratamiento de Condensado.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

- 1.- Proporcionar capacitación al personal para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estas en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias. Así como se cuenta con las medidas de contención para su control.
- 2.- Incluir en el plan de respuesta a emergencias los incidentes o accidentes de derrames donde se incluyan los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata.
- 3.- La construcción de las instalaciones deberán ser de acuerdo a la ingeniería; así como también se deberá proporcionar capacitación al personal para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estas en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias.
- 4.- Los sistemas de protección contra incendio de la planta deben diseñarse para cubrir el riesgo mayor identificado. Los drenajes de la planta deben diseñarse para desalojar la mayor demanda de agua que pueda tenerse en la planta por maniobras de contra incendio o precipitación pluvial.
- 5.- Asegurar que en la elaboración del manual de operación de ésta área de recibo, se especifique las actividades o trabajos críticos donde se maneja gas combustible, ácido sulfúrico y sosa cáustica y en general la operación de todas las instalaciones, así como la descripción de las medidas preventivas a seguir.
- 6.- En los procedimientos de operación, incluir listas de verificación para las actividades o trabajos críticos para asegurarse que los operadores conocen las actividades antes de ejecutarlas; así como contar con la disponibilidad de los recursos materiales necesarios para realizar dichos trabajos.
- 7.- Incluir en el plan de respuesta a emergencias de la refinería los simulacros de atención de accidentes de derrames y los procedimientos de atención para su mitigación y control; así como también incluir los medios y vías de comunicación para asegurar la atención inmediata de dicha emergencia.
- 8.- Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta área de recibo en la etapa de ingeniería de detalle. Así como incluir el área de recibo en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.



9.- Asegurar que durante el montaje de equipo, se instalen los dispositivos de paro automático conforme a diseño de ingeniería.

10.- Asegurar que los drenajes sean segregados conforme a las características operativas de las áreas y que los venteos sean canalizados conforme a requerimientos de la propia instalación.

11.- Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales sea conforme a diseño y las condiciones de operación.

12.- Asegurar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con la normatividad nacional e internacional.

13.- Garantizar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con los códigos, estándares; así como proporcionar capacitación específica a operadores para estas instalaciones conforme a las mejores prácticas operativas y de mantenimiento. Asimismo, el programa de inspección, mantenimiento e integridad mecánica debe estar diseñado de acuerdo a las mejores prácticas para este tipo de instalaciones.

14.- Durante la construcción, se deben seguir las recomendaciones del diseño de las instalaciones conforme a las condiciones específicas.

También considerar en la ingeniería otros dispositivos antigolpe de ariete como: supresores de pulsaciones, válvulas de verificación en descarga por paro o falla de bomba, uso de soportes o abrazaderas y materiales más robustos, etc. de acuerdo a los requerimientos del proceso.

15.- Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales requeridos acordes al manejo de sustancias altamente corrosivas y a sus condiciones de operaciones mínimas y máximas.

16.- Garantizar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con las especificaciones correspondientes de PEMEX, así como con las mejores prácticas de diseño e ingeniería.

17.- Verificar que durante el desarrollo de la ingeniería de detalle los diámetros de las válvulas de control, de seguridad, sus respectivas válvulas de bloqueo y by-pass sean acorde a los requerimientos de estos sistemas, principalmente los sistemas de alta y media presión y los sistemas de desfogue.



- 18.- El espaciamiento para maniobras debe ser considerado en la ingeniería de detalle con lo cual se podrían prevenir accidentes a las instalaciones durante la operación y mantenimiento e inclusive a instalaciones aledañas.
- 19.- Verificar que todos los equipos y tuberías de transporte de fluidos sean aterrizados conforme a diseño para evitar posibles escenarios originados por carga estática.
- 20.- Estudiar la conveniencia de realizar estudio de vulnerabilidad y seguridad física (security and vulnerability analysis, SVA) para todo el proyecto.
- 21.- Considerar e incluir en el plan de respuesta a emergencias los fenómenos naturales (huracanes, inundaciones, sismos, etc.) y establecer los procedimientos a seguir antes, durante y después de estos fenómenos naturales.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

- 1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



32 U-09000 Almacenamiento y Recibo de Ácido Sulfúrico y Sosa Cáustica

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

- 1.- Proporcionar capacitación al personal para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estas en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias.
- 2.- Incluir en el plan de respuesta a emergencias los incidentes o accidentes de derrames donde se incluyan los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata.
- 3.- La construcción de las instalaciones deberán ser de acuerdo a la ingeniería; así como también se deberá proporcionar capacitación al personal para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estas en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias.
- 4.- Los sistemas de protección contra incendio de la planta deben diseñarse para cubrir el riesgo mayor identificado. Los drenajes de la planta deben diseñarse para desalojar la mayor demanda de agua que pueda tenerse en la planta por maniobras de contra incendio o precipitación pluvial.
- 5.- Asegurar que en la elaboración del manual de operación de ésta área de recibo, se especifique las actividades o trabajos críticos durante la descarga y en general la operación de todas las instalaciones, así como la descripción de las medidas preventivas.
- 6.- En los procedimientos de operación, incluir listas de verificación para las actividades o trabajos críticos para asegurarse que los operadores conocen las actividades antes de ejecutarlas; así como contar con la disponibilidad de los recursos materiales necesarios para realizar dichos trabajos.
- 7.- Incluir en el plan de respuesta a emergencias de la refinería los simulacros de atención de accidentes de derrames y los procedimientos de atención para su mitigación y control; así como también incluir los medios y vías de comunicación para asegurar la atención inmediata de dicha emergencia.
- 8.- Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta área de recibo en la etapa de ingeniería de detalle. Así como incluir el área de recibo en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.
- 9.- Asegurar que durante el montaje de equipo, se instalen los dispositivos de paro



automático conforme a diseño de ingeniería.

10.- Asegurar que el venteo del tanque de almacenamiento de ácido sea a un lugar seguro.

11.- Asegurar que durante la procura y construcción de los equipos y tubería, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales sea conforme a diseño y las condiciones de operación.

12.- Asegurar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con los códigos, estándares y con las especificaciones correspondientes de PEMEX.

13.- Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con la normatividad nacional e internacional.

14.- Proporcionar capacitación específica a operadores para estas instalaciones conforme a las mejores prácticas operativas y de mantenimiento. Asimismo, el programa de inspección, mantenimiento e integridad mecánica debe estar diseñado de acuerdo a las mejores prácticas para este tipo de instalaciones.

15.- Durante la construcción, se deben seguir las recomendaciones del diseño de las instalaciones conforme a las condiciones específicas de la zona.

16.- Garantizar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con las guías y recomendaciones de especificación de materiales requeridos acordes al manejo de sustancias altamente corrosivas y a sus condiciones de operación mínima y máxima.

17.- Asegurar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con los procedimientos y certificaciones como, por ejemplo, los temas de “pruebas hidrostáticas de tuberías y equipos” y “Calificación y Certificación de Soldaduras y Soldadores”, entre otras.

18.- Verificar que durante el desarrollo de la ingeniería de detalle los diámetros de las válvulas de control, de seguridad, sus respectivas válvulas de bloqueo y by-pass sean acorde a los requerimientos de dichas instalaciones y de las especificaciones para los productos que se manejan.

19.- El espaciamiento para maniobras de autotankers con ácido sulfúrico o sosa caustica debe ser considerado en la ingeniería de detalle con lo cual se podrían prevenir accidentes a las instalaciones de recibo y descarga e inclusive a instalaciones aledañas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

20.- Verificar que todos los equipos y tuberías de transporte de fluidos sean aterrizados conforme a diseño para evitar posibles escenarios originados por carga estática.

21.- Estudiar la conveniencia de realizar estudio de vulnerabilidad y seguridad física (security and vulnerability analysis, SVA) para todo el proyecto.

22.- Considerar e incluir en el plan de respuesta a emergencias los fenómenos naturales (huracanes, inundaciones, sismos, etc.) y establecer los procedimientos a seguir antes, durante y después de estos fenómenos naturales.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



33 U-86000 Planta Tratamiento de Efluentes.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

1.- Verificar que las hojas de datos de materiales peligrosos deben de estar a la mano y disponibles en formato impreso en el área; debe existir señalamientos adecuados y visibles en las zonas de manejo de materiales peligrosos y se debe de contar con personal capacitado para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estos materiales en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias.

2.- El plan de respuesta a emergencias deberá incluir los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata, así como tener un registro de los incidentes o accidentes ocurridos en la planta.

3.- Se debe de verificar que el drenaje aceitoso abierto pueda conducir adecuadamente el líquido generado en el retro lavado de los filtros de partículas, la unidad de tratamiento de efluentes no implica el manejo de líquidos que puedan generar un derrame masivo.

4.- Verificar que el diseño del sistema de drenaje sea respetado en la fase de construcción. Verificar que se realice el mantenimiento y desazolve del sistema de drenaje para que siempre esté en condiciones normales de operación.

5.- Asegurar que en el desarrollo y/o elaboración del manual de operaciones de la planta, el licenciador debe indicar o mencionar las actividades o trabajos críticos para la operación en general de la planta, así como la descripción de las medidas preventivas y/o precauciones hay que seguir para su realización.

6.- Verificar que las actividades o trabajos indicados como críticos para la operación y/o mantenimiento de la planta, incluyan listas de verificación que permitan que los operadores conozcan las actividades a desarrollar antes de ejecutarlas y que se cuente con la disposición de los recursos, equipos, materiales o herramientas que se necesitan para realizar dichos trabajos.

7.- Verificar que la planta cuente con su plan de respuesta a emergencias particular. Este plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

8.- Verificar la integridad de los tanques de almacenamiento de aire de la corrosión



para prevenir emisiones fugitivas. Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta área en la etapa de ingeniería de detalle incluir el área en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.

9.- Verificar la instalación de los instrumentos y dispositivos de control de acuerdo al diseño de ingeniería durante el montaje de equipo.

10.- Verificar que los venteos directos al ambiente de la unidad se encuentren ubicados en zonas seguras, libres de obstáculos cercanos, que afecte al personal de la unidad y que permita una dispersión libre en el ambiente. Comprobar mediante estudios de dispersión la seguridad del sitio y que tampoco se presentaran acumulaciones en otras zonas o puedan quedarse estancados los materiales venteados.

11.- Verificar en la etapa de procura instalación de los equipos y tubería de proceso de la planta cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales seleccionados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

12.- Verificar en la etapa de ingeniería de detalle y en la procura e instalación de los equipos y tubería de proceso de la planta cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales seleccionados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.

13.- Verificar que el licenciador de la planta proporcione información, capacitación a los operadores, conforme a sus mejores prácticas operativas y de mantenimiento. Así mismo PEMEX debe diseñar y definir un programa de inspección e integridad mecánica para equipos y tubería de proceso de esta planta.

14.- Verificar en las fases de ingeniería de detalle de esta planta, la realización análisis de flexibilidad correspondiente para tuberías y equipos de esta planta, se deben contar con procedimientos de trabajo específicos, detallados y actualizados para detectar vibraciones extraordinarias de los equipos rotatorios.

15.- Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción de la planta, se cumplan con las guías y recomendaciones de especificación de materiales del licenciador y que dichos materiales usados en la fabricación o construcción de equipos y tubería de proceso, resistan a las condiciones de operación mínimas y máximas también indicadas por el licenciador.



16.- Asegurar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con la normatividad nacional e internacional.

17.- Documentar y verificar la aplicación de las recomendaciones obtenidos de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

18.- Se recomienda verificar en las diversas fases del proyecto que se cumpla el diseño de ingeniería hasta la fase de instalación. Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

19.- Se debe de verificar que las premisas de la unidad de tratamiento de efluentes se mantengan y no existen desviaciones a lo que se establece en la etapa de ingeniería de detalle. Dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Asimismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

20.- Verificar en las diversas fases de ingeniería y de la construcción que no se cumplan las condiciones para la presencia de un golpe de ariete.

21.- Verificar con el proveedor de la unidad de tratamiento de efluentes cuales son los rangos de operación (flujos, temperatura y presión) que pueden ser manejados y evaluar las consecuencias en la integración con las demás unidades de proceso.

22.- Verificar las especificaciones del agua de enfriamiento en las secciones más críticas de las unidades de proceso y garantizar que el circuito de control pueda regular el nivel de variación requerido en las otras unidades de proceso.

23.- Verificar con el proveedor del patín de dosificación el diseño de los circuitos de control de especificaciones del agua de enfriamiento y determinar el nivel de fluctuación permitido de acuerdo a los materiales de construcción y restricciones en las unidades de proceso.

24.- Verificar con el proveedor de la tecnología de control de la de aire de instrumentos y plantas las características más sensibles que pueda generar un evento de reacción



exotérmica y/o explosión. Que defina las recomendaciones a tomar en cuenta en los manuales de procedimiento de la unidad.

25.- Se debe de verificar la instalación de los circuitos de control y la instrumentación necesaria para prevenir la formación de sobrepresiones, asegurar que los procedimientos de operación y de mantenimiento tengan un checklist para verificar el cumplimiento de las etapas.

26.- Verificar la instalación de la instrumentación definida en la etapa de diseño de ingeniería así como en la fase de instalación y construcción. Consultar con el proveedor de la unidad para evaluar la posibilidad de que pudiera ocurrir y conocer las principales recomendaciones para proteger la integridad de las instalaciones.

27.- Verificar con el proveedor de la unidad las condiciones límite de diseño y establecer recomendaciones para evitar un deterioro acelerado de las instalaciones. Verificar que la instrumentación y sistemas de control se instalen de acuerdo al diseño de ingeniería y establecer en los procedimientos el requerimiento para su control.

28.- Verificar que en los procedimientos de operación de la unidad se consideren fluctuaciones en los insumos que afecten la operación normal. Se definan acciones de baja de carga escalonada y su posible paro controlado para evitar daños mayores en otros procesos.

29.- Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se elaboren para esta planta en la etapa de ingeniería de detalle. Así mismo estudiar la conveniencia de implementar un análisis de revisión de seguridad previo al arranque (pre-startup safety review, PSSR).

30.- Verificar y consultar con el proveedor de la tecnología de la unidad para conocer su experiencia y recomendaciones para evitar incidentes durante las maniobras de operación normal y/o de mantenimiento.

31.- Verificar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que el procedimiento de control de incendios sea conocido por el personal que labora en la unidad.

32.- Verificar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que en los procedimientos de operación y de mantenimiento se plasmen recomendaciones pertinentes en los abastecimientos de químicos (características de



la pipa o autotanques, actividades y checklist).

33.- Estudiar la conveniencia de realizar estudio de vulnerabilidad y seguridad física (security and vulnerability analysis, SVA) para todo el proyecto.

34.- La unidad de tratamiento de efluentes debe contar con su plan de respuesta a emergencias específico. Este plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



34 Edificaciones.

Recomendaciones de la metodología Listas de Verificación.

- 1.- Las hojas de datos de materiales peligrosos deben de estar a la mano y disponibles en formato impreso en el área; debe existir señalamientos adecuados y visibles en las zonas de manejo de materiales peligrosos y se debe de contar con personal capacitado para el manejo de sustancias peligrosas e integrar el manejo de estos materiales en los programas y procedimientos de operación; así como en el plan de respuesta a emergencias.
- 2.- El plan de respuesta a emergencias deberá incluir los sistemas y procedimientos de comunicación para su atención inmediata, así como tener un registro de los incidentes o accidentes ocurridos en el área de edificaciones.
- 3.- Los diseños de ingeniería deben ser respetados en la fase de construcción, asegurar que cualquier modificación o adecuación en el diseño se debe de actualizar en los planos y conservar los aspectos de seguridad para. Se debe de contar personal capacitado y adiestrado para el manejo conato de incendio, sismo o desalojo del edificio e integración en el plan de respuesta a emergencias.
- 4.- El área de edificaciones, el diseño del sistema de drenaje debe de considerar la segregación del drenaje sanitario, químico y pluvial y debe de darse mantenimiento y desazolve al sistema de drenaje para que siempre esté en condiciones de operación normal, así como manejar el agua utilizada por el sistema de contraincendio del área de edificaciones, se debe considerar el riesgo mayor identificado.
- 5.- Asegurar que en el desarrollo y/o elaboración del manual de operaciones del área de edificaciones se indique las actividades o trabajos riesgosos, así como la descripción de las medidas preventivas y/o precauciones hay que seguir para su realización.
- 6.- Verificar que las actividades o trabajos indicados como críticos para la operación y/o mantenimiento de la planta, incluyan listas de verificación que permitan que los operadores conozcan las actividades a desarrollar antes de ejecutarlas y que se cuente con la disposición de los recursos, equipos, materiales o herramientas que se necesitan para realizar dichos trabajos.
- 7.- Verificar que el área de edificaciones cuente con su plan de respuesta a emergencias particular. Este plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso



mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

8.- Documentar y dar seguimiento a la aplicación de las recomendaciones provenientes de los análisis de identificación de peligros y análisis de riesgos que se puedan llevar a cabo en esta área en la etapa de ingeniería de detalle incluir el área en el plan de respuesta a emergencias de la refinería.

9.- Verificar la instalación de los instrumentos y dispositivos de control de acuerdo al diseño de ingeniería durante el montaje de equipo.

10.- Asegurar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con las guías y recomendaciones de especificación de materiales.

11.- Verificar que, durante la ingeniería, procura y construcción, se cumpla con la normatividad nacional e internacional.

12.- Se debe de verificar la instalación de los circuitos de control y la instrumentación necesaria para prevenir explosiones y/o inflamabilidad.

13.- Se debe de verificar la instalación de los circuitos de control y la instrumentación necesaria para prevenir la formación de sobrepresiones en tubería y equipo durante las actividades de mantenimiento.

14.- Verificar y consultar con el proveedor de la tecnología de la unidad para conocer su experiencia y recomendaciones para evitar incidentes durante las maniobras de operación normal y/o de mantenimiento.

15.- Verificar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que el procedimiento de control de incendios sea conocido por el personal que labora en la unidad.

16.- Garantizar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción del área de edificaciones. Es necesario que en los procedimientos de operación y de mantenimiento se plasmen recomendaciones pertinentes en el abastecimiento (características de la pipa o autotankers, actividades y checklist).

17.- Asegurar que los aspectos definidos durante la etapa de diseño de ingeniería se cumplan, inclusive en las etapas de instalación y construcción de la unidad. Es necesario que el procedimiento de control de incendios sea conocido por el personal que labora en la unidad.



18.- El área de edificaciones debe contar con su plan de respuesta a emergencias específico. Este plan de respuesta a emergencias debe estar alineado al plan de respuesta a emergencias de toda la refinería. La planta contará con un sistema de notificación de gas y fuego que incluya las señales de alarma provenientes del sistema de gas y fuego de la planta, el cual estará diferenciado de las notificaciones de proceso mediante un controlador electrónico programable particular para los sistemas de gas y fuego.

Recomendaciones del Análisis de Consecuencias de los riesgos propuestos.

1.-No se realizaron evaluaciones de riesgo.



III. 1.1 Sistemas de seguridad.

Como parte importante las Plantas de la Refinería contarán con un diseño inherentemente seguro, referido a toda la normatividad, nacional e internacional, códigos y buenas prácticas de ingeniería.

Tanto en los equipos de proceso como en los equipos auxiliares se tienen contemplado que cuenten con todos los dispositivos de seguridad que ayuden a prevenir y/o mitigar cualquier evento riesgo. Entre los dispositivos de seguridad se encuentran: válvulas de seguridad, arrestadores de flama y válvulas de presión – vacío.

Los sistemas de seguridad que serán incluidos en cada instalación son:

- Sistema de Paro por Emergencia (SPPE).
- Sistema de Detección de Gas y Fuego (SG&F).

Sistema de Paro por Emergencia (SPPE).

El principal propósito del sistema de paro por emergencia es prevenir una situación de riesgo, debido al descontrol de una condición anormal de proceso, el fallo de un equipo y/o un evento detectado por el sistema de gas y fuego evitando una situación de riesgo no tolerable para el personal, instalación y/o al medio ambiente.

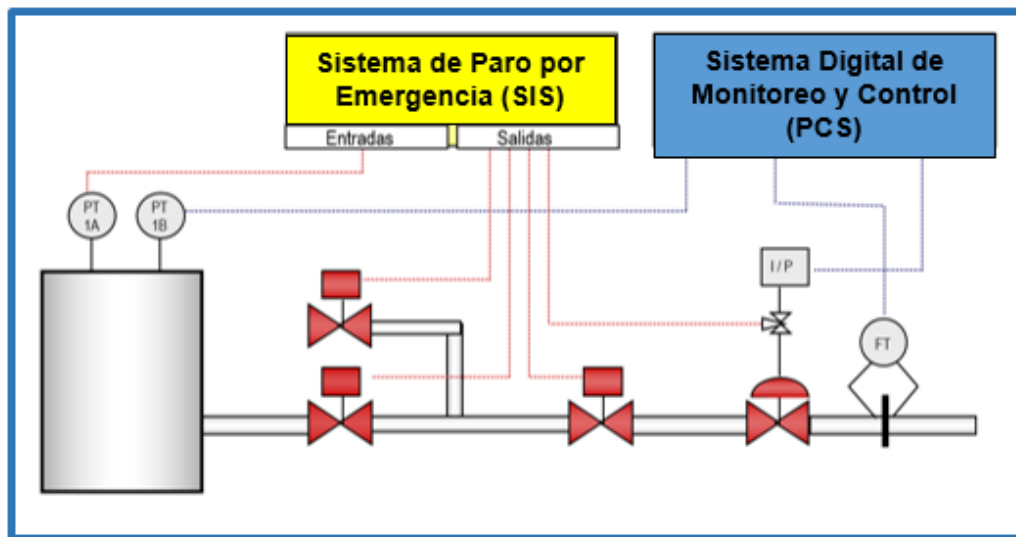
El sistema de paro por emergencia de cada instalación se encargará del accionamiento de las válvulas de corte y dispositivos relativos al paro por emergencia para garantizar la integridad del personal y de la instalación, de acuerdo con una matriz de paro de emergencia que sea validada por un análisis de riesgo de proceso.

El nivel de integridad de seguridad (SIL) de la instalación será verificado en forma cuantitativa durante el desarrollo del proyecto.

El sistema de paro por emergencia estará integrado de funciones instrumentadas de seguridad: instrumentación de campo y válvulas de corte con integración al controlador o hardware y software del sistema de control de seguridad. La tecnología de los dispositivos del sistema de paro por emergencia deberá ser de tecnología probada y certificada para su aplicación en seguridad.

El sistema de paro por emergencia, tendrá interconexión punto a punto con el sistema de detección de gas y fuego, como se indica en la Figura III.1.

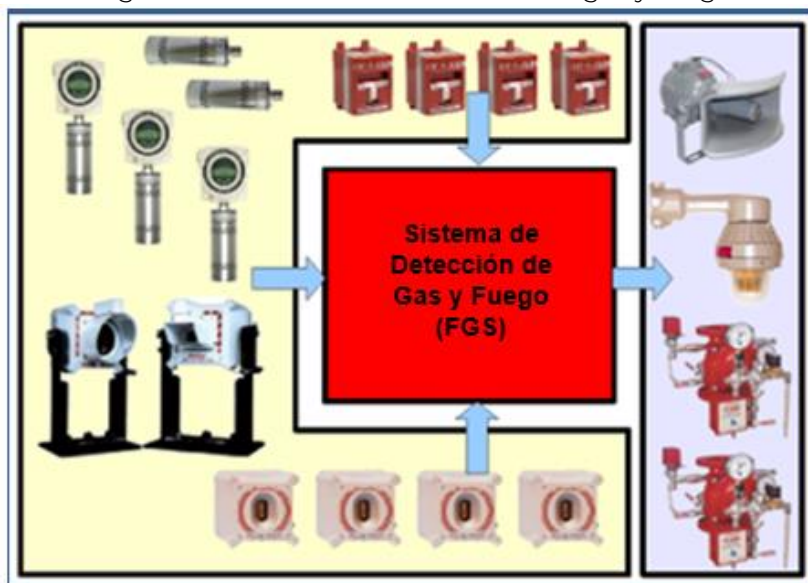
Figura III. 1 Sistema de paro por emergencia



Sistema de Detección de Gas y Fuego (FGS).

El principal propósito del sistema de detección de gas y fuego es mitigar rápidamente una situación de riesgo, advertir a todo el personal ubicado en la instalación y controlar el problema antes de que se presente un peligro significativo al personal, a la instalación y al medio ambiente, proporcionando un nivel de protección con un diseño combinado de sistemas manuales y automáticos, como se muestra en la Figura III.2.

Figura III. 2. Sistema de detección de gas y fuego





En las Plantas de la Refinería se pueden tener grandes riesgos derivados del manejo de materiales peligrosos, inflamables, combustibles y de la operación de los equipos involucrados, por lo cual el diseño del sistema de detección de gas y fuego, deberá incluir lo siguiente:

- Detección de posibles fugas de gasolina, gas combustible, gas hidrógeno y/o H_2S por medio de sistemas electrónicos con tecnología de punta.
- Detección oportuna de conatos de incendio, con la activación automática de los sistemas de aspersión en las áreas involucradas.
- Protección contra incendio a base de agua para áreas de proceso, equipos dinámicos: bombas, compresores, en otros; como equipos estáticos: recipientes a presión y/o atmosféricos, que por las características de su contenido, requieran de sistemas de aspersión.
- Sistemas contra incendio móviles o portátiles, tales como extintores de polvo químico seco y/o CO_2 .
- Señalización, puntos de reunión y rutas de evacuación.
- Equipo de respiración autónomo.

En los cuartos de control y cuarto eléctrico se protegerán con sistemas de supresión de fuego a base de agente limpio.

Red de Agua Contra incendio.

La red de agua contra incendio estará constituida por anillos principales de tubería de acero al carbón localizado en las áreas de proceso de las instalaciones, el cual se instalará circunscribiendo los diferentes equipos de proceso a proteger, la red de agua contra incendio será enterrada en donde pueda estar expuesta a fuego o explosión y/o golpes por movimiento o uso de maquinaria y aérea donde no esté expuesta a los puntos antes mencionados. El material para la red de agua contra incendio que se diseñará será metálico y de plástico.

Para el diseño de la red de agua contra incendio, se considerará la demanda de agua para atender el riesgo mayor en cada planta o área de la Refinería. En los cálculos hidráulicos del sistema a diseñar se tendrá una presión mínima de agua contra incendio en el punto de descarga más desfavorable hidráulicamente la presión



mínima será de 7 kg/cm² (100 lb/pulg²).

La red de agua contra incendio contará con válvulas de seccionamiento, tomas para camión, tomas para hidrantes-monitor y monitores.

Dentro de la planta, cada anillo de la red contra incendio recibirá simultáneamente alimentación de agua de al menos dos cabezales diferentes. La red contra incendio contará con válvulas de seccionamiento suficientes, identificadas y localizadas estratégicamente para aislar partes del sistema para su inspección y mantenimiento, sin dejar de proteger en todo momento ninguna de las áreas o equipos que lo requieran.

La tubería se probará hidrostáticamente a 14.06 kg/cm² man (200 lb/pulg² man) ó 3.52 kg/cm² man (50 lb/pulg² man) más de la máxima presión de trabajo, lo que resulte mayor y mantener esta presión por 2 horas.

Las tomas necesarias para las alimentaciones a los siguientes sistemas:

- **Protección a áreas abiertas.**

Las áreas abiertas de alto riesgo tales como las zonas donde se ubican tanques atmosféricos, recipientes a presión, bombas, compresores, trampas de diablo y áreas de químicos, se protegerán mediante un sistema fijo de aspersores tipo inundación, capaz de cubrir las superficies críticas con una densidad de agua específica. Con la finalidad de extinguir el fuego y a los tanques y/o recipientes de la exposición al mismo, estas áreas también se cubrirán con monitores operados manualmente, estos se localizarán en lugares de fácil acceso.

- **Sistema de Hidrantes-Monitores.**

Como apoyo a los sistemas fijos de extinción, se instalarán estratégicamente este tipo de equipos en las áreas de proceso, con capacidad suficiente para abastecimiento de agua contra incendio en el momento de ser requerido su uso, como medida preventiva.

Las capacidades tanto para hidrantes como para monitores se fundamentarán en los requerimientos indicados en la normatividad aplicable.

Los hidrantes-monitor de agua Contra Incendio serán apropiados para operar en condiciones de instalación exterior, expuestos a los elementos existentes en la atmósfera. Por lo tanto, el diseño, materiales y manufactura de los monitores



deben ser los apropiados para el servicio especificado y de línea estándar de fabricación

El cuerpo del monitor será de bronce rugoso resistente a la corrosión. Los monitores deben seleccionarse para tener un giro mínimo de 120° sobre el plano vertical y de 360° sobre el plano horizontal, así como un mecanismo de bloqueo para fijarlo en la posición seleccionada sin necesidad de un seguro adicional serán listados (avalados) y/o aprobados (aceptados) para su uso en sistemas contra incendio por organismos o laboratorios acreditados de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, como UL, FM o equivalentes.

Los hidrantes de agua contra incendio deberán diseñarse de manera que por cada una de las dos tomas de 65 mm (2 ½ pulg) de diámetro, se pueda proporcionar como mínimo un gasto de 0.946 m³/min (946 lpm; 250 gpm).

Las roscas de toma de los hidrantes de agua contra incendio para conexión de mangueras, serán tipo macho NH para manguera, de 7½ hilos por pulgada para diámetro de 65 mm (2½ pulg).

El hidrante monitor se localizará a no menos de 12.2 m (40 pie) del área a proteger y libre de obstrucciones que puedan afectar su operación.

El alcance mínimo de cobertura desde la línea de centro del monitor a chorro directo del agua debe ser de 30 m a una presión de 7 Kg/cm² (100 lb/pulg²). En espaciamiento entre hidrantes-monitores será de 30 m, evitando dejar superficies sin proteger.

Los monitores contarán con una placa de identificación de acero inoxidable no auto adherible, indicando la marca, modelo, presión máxima de operación, flujo y diámetro.

Los hidrantes-monitor se conectarán a la red mediante una tubería de 152.4 mm (6 "Ø) de diámetro mínimo.

La boquilla del monitor se seleccionará con chorro regulable y flujo constante, con patrones de chorro directo, niebla estrecha y niebla amplia, para manejar volúmenes de agua de 1.325 m³/min (1 325 lpm; 350 gpm) a 3.785 m³/min (3 785 lpm, 1000 gpm.) deben ser listados (avalados) y/o aprobados (aceptados) para su uso en sistemas contra incendio por organismos o laboratorios acreditados de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, como UL, FM o equivalentes.



- **Tomas para camión contra incendio**

La cantidad de tomas para alimentar Camiones contra incendio, deberá ser como mínimo una por cada 5.68 m³/min (1500 gpm), hasta completar el número de tomas que corresponda al gasto del riesgo mayor.

Las tomas se localizarán en la periferia de las calles y estarán al alcance de los camiones contra incendio, las tomas deberán quedar a 0.7 m sobre el nivel de piso terminado de la banquetta, no obstruirán el área de la banquetta destinada al paso del personal.

La alimentación para las tomas de camión contra incendio deberá ser de tubería de 200 mm DN (8 pulg NPS), con reducción en su extremo a 150 mm DN (6 pulg NPS), con válvula de apertura y cierre rápido, y adaptador para conexión a manguera del camión contra incendio.

Se incluirán además, dos tomas para hidrante localizadas sobre el tubo de 200 mm DN (8 pulg NPS), las dos tomas para hidrante deben contar con válvulas de apertura y cierre rápido de 65 mm DN (2 ½" pulg NPS), con un adaptador de bronce, un extremo debe ser con rosca para acoplarse a la válvula y el otro rosca macho NH (7 ½ hilos por pulgada) para acoplarse a la manguera, la conexión estará protegida con tapa roscada y cadena de sujeción.

- **Estaciones de Manguera.**

Se colocarán estaciones de mangueras, como mínimo en lugares seguros de fácil acceso y de tal forma que cubran totalmente el área a proteger se fundamentará en los requerimientos indicados en la normatividad aplicable.

Los gabinetes de manguera tendrán una conexión de manguera de 38.1 mm (1 ½" Ø), equipados con mangueras de 15 metros y un flujo de 125 gpm. Con boquilla regulable para chorro directo y niebla.

- **Sistemas de aspersión (Diluvio).**

El diseño de los sistemas de aspersión estará enfocado específicamente para proteger equipos. Tomando en cuenta la superficie de los equipos, la presión y la densidad de aplicación del agua contra incendio, se calcula la cantidad de boquillas, distribución y ubicación. Su instalación deberá considerarse para protección a la exposición al fuego (enfriamiento), mediante un diseño que permita proteger el área o equipo durante todo el tiempo que dure el incendio. Los sistemas de aspersión, también podrán controlar y mitigar nubes de gas



combustible o gas tóxico.

Los cálculos permitirán efectuar la simulación hidráulica con los patrones geométricos a diferentes presiones, ubicaciones y distancias de boquillas seleccionadas.

El sistema se diseñará para obtener una descarga efectiva en todas las boquillas abiertas que lo integren, en un tiempo no mayor a 30 segundos aproximadamente posterior a la activación del sistema de detección y de la válvula de control automático que inicie la secuencia de arranque del sistema de bombeo.

Cada sistema de aspersión se diseñará con dos alimentaciones, conectadas opuestamente y de tomas diferentes de la red de agua contra incendio; activados con válvula de apertura y cierre rápido, una de control automático (remota, de actuación eléctrica o hidráulica) y la otra en forma manual también puede activarse por medio de un sistema de detección de mezclas explosivas fuego.

La válvula de alimentación de control automático, se localizará como mínimo a 10 metros de las instalaciones que pudieran afectarla en caso de incendio o explosión, la válvula de alimentación manual, se localizará a por lo menos 15 m de distancia de las instalaciones que protege el sistema de aspersión en dirección favorable a los vientos reinantes.

Las válvulas de control automático de los sistemas de aspersión serán listadas y/o aprobadas por organismos o laboratorios acreditados de conformidad con la Ley Federal sobre Metrología y Normalización, como UL, FM o equivalentes.

La activación de las válvulas deberá incluir como mínimo:

- ✓ Sistema de activación automático mediante un medio hidráulico, eléctrico o una combinación de estos, los cuales deben permitir su activación remota y manual local.

Las boquillas de aspersión deben ser de material de bronce, de cono lleno, no menores de 19 mm DN ($\frac{3}{4}$ " pulg NPS) con tamaño de orificio no menor a 6.37 mm ($\frac{1}{4}$ " pulg), listadas por UL o aprobadas por FM ó equivalente.

En cada anillo los conos de agua formados por las boquillas se deberán traslapar (15 cm mínimo), de manera que no quede superficie sin mojar, en caso de obstrucciones como son soportes de plataformas, escaleras o de tuberías, deberá asegurarse que no se deje superficie sin mojar en caso necesario, se instalarán boquillas adicionales, aun cuando resulte un gasto mayor al calculado.



Para las bombas que manejen hidrocarburos, el diseño considerará para la protección contra incendio un sistema de aspersión que moje el sello mecánico, la orientación de las boquillas se debe dirigir hacia el o los sellos y no al motor, cada sello tendrá por lo menos dos boquillas colocadas en sentido opuesto. Las bombas que tengan doble sello mecánico contarán con cuatro boquillas.

- **Bombas Contra incendio.**

El bombeo de agua contra incendio debe proporcionar el agua en la cantidad y presión suficientes para cubrir los requerimientos totales de agua que demande el incendio generado por la contingencia mayor, de manera ininterrumpida.

El tamaño de cada una de las bombas debe ser tal que facilite la operación y mantenimiento de los equipos, estos no deben ser mayores a 2500 gpm y en caso de requerirse un flujo mayor, conviene instalar un grupo de dos o más bombas cuya operación simultánea pueda proporcionar el gasto total requerido.

El diseño de las bombas considerará que la bomba y el motor estén fijos a una base común de acero, a fin de asegurar su alineamiento.

Todos los componentes de los equipos de bombeo, estarán listados y aprobados en cumplimiento de la NFPA-20 última edición.

Cada sistema de bombas contra incendio contará con bombas de mantenimiento de presión "jockey". El bombeo del sistema de agua contra incendio será automático mediante dos bombas de mantenimiento de presión (jockey) accionadas con motor eléctrico

- **Sistema de Rociadores (sprinklers).**

Se instalarán rociadores (sprinklers) para el control y extinción de incendios en áreas cerradas como edificios administrativos (oficinas), bodegas y talleres.

La ubicación de los sprinklers se realizará en base al tipo de riesgo, de acuerdo a lo indicado en estándar NFPA-13 última edición

La alimentación a los sistemas de rociadores será directamente de un anillo principal de la red de agua contra incendio.

- **Sistema de espuma.**

El sistema de espuma estará enfocado a la extinción de incendios, mediante la formación de burbujas generadas por la mezcla de un concentrado de espuma



de baja expansión.

La espuma será acorde al líquido combustible o inflamable que va a proteger, ya sea ser del tipo AFFF o AR-AFFF de baja expansión al 3 % o 1 x 3%.

La velocidad de la solución espumante en el punto de descarga no será mayor a 6 m/s (20 pies/s).

En los rociadores de espuma, las boquillas se seleccionarán para proporcionar una densidad de aplicación de solución espumante mínima de 6.5 lpm/m² (0.16 gpm/pie²) a una presión mínima de 4.22 kg/cm² (60 lb/pulg²).

Para las Cámaras de Espuma Tipo II, la densidad de aplicación de la espuma en Tanques de Alivio de Techo fijo, debe ser de 4.1 lpm/m² (0.10 gpm/pie²) y una presión de descarga mínima de 4.22 kg/cm² (60 lb/pulg²)

La espuma será proporcionada por un paquete de presión balanceada.

- **Equipo Contra incendio Portátil.**

Se considerará la instalación de extintores portátiles de 20 lb de polvo químico seco y bióxido de carbono, ubicados estratégicamente en las instalaciones terrestres, cerca de las rutas de evacuación, así como en cuartos de control y cuartos eléctricos.

Sistema de detección de gas y fuego.

Las instalaciones terrestres, desde el momento en que operen, contarán con un sistema de detección de gas y fuego, aprobado para sistemas de seguridad conforme a IEC-61508 y adecuado, para cumplir con los requerimientos del nivel de integridad en cada instalación.

- **CEP de fuego y gas**

El Controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Fuego y Gas (F&G) y su operación, será independiente de cualquier otro sistema, incluso de los sistemas de paro de emergencia, recibirá la señal de los dispositivos de detección de gas combustible o mezclas explosivas, gas tóxico y flama por planta.

El controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Fuego y Gas supervisará, monitoreará y/o activará directamente los sistemas de seguridad tales como: alarmas audibles, y visibles, así como detección de fuego y gas.



Se deberán suministrar los módulos de entrada y salida (E/S) necesarios para permitir al Controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Fuego y Gas recibir información de los elementos primarios y enviar a los elementos finales, con interfase de entradas analógicas de detectores, entradas digitales de estaciones manuales y detectores de flama, interruptores de flujo, presión, posición, etc. y salidas digitales hacia válvulas solenoides, alarmas visibles y audibles, etc.

Los detectores y componentes de campo del sistema de Fuego y Gas estarán sujetos a una superficie firme, para prevenir movimientos que propicien falsas alarmas o desviación de las señales del sensor.

Se generará una Matriz Causa-Efecto en la Ingeniería de Detalle para observar todas las alarmas y acciones correspondientes que suceden en cada caso específico de Detección y Alarma Acción (por zonas de aspersión y por área general).

El Controlador Electrónico Programable (CEP) del Sistema de Fuego y Gas y sus señales serán monitoreados en la estación del Sistema Integral de Notificación de Emergencia (SINE).

- **Tableros de seguridad.**

Supervisará de forma continua y automáticamente el estado de operación de detectores y componentes conectados los tableros localizados en cada Subestación Eléctrica, Cuartos de Control Satélite, Casas de Cambio, Casetas de Operadores y Cuartos de Control en general de tal manera que al ser actuados indiquen en forma inmediata el estado de operación de los mismos y activen el sistema de alarmas según la lógica utilizada para la protección contra incendio en los edificios.

La configuración del software del sistema actuará en caso de fuego cuando uno o más detectores de humo o circuitos sean activados, los cuales estarán distribuidos estratégicamente. La señal de cada uno de los detectores o circuitos se enviará al tablero de seguridad correspondiente, el cual al recibir una señal de fuego por la activación de uno de ellos entrará en un estado de alarma primaria y accionará alarmas visuales y audibles localizadas estratégicamente.

Se generará una Matriz Causa-Efecto en la Ingeniería de Detalle para observar todas las alarmas y acciones correspondientes que suceden en cada caso específico de Detección y Alarma-Acción.



- **Detección de humo.**

Los detectores de humo serán del tipo multisensor para proteger las áreas correspondientes a las subestaciones eléctricas, cuartos de control, casas de cambio, casetas de operadores, y otras edificaciones con comunicación estable e inmunidad al ruido, instalados en forma redundante uno detecta y un segundo confirma.

Cuando no se encuentre activado, el consumo de corriente deberá ser menor de 0.1 mA y deberá contar con un diodo emisor de luz intermitente; en el caso de alarma la luz será fija. Los detectores de humo deberán cumplir los requerimientos de normatividad.

El sistema de detección estará siempre conectado a un sistema de alarmas local en el área afectada y remota. La alarma remota estará siempre localizada en el cuarto de control o en un lugar donde exista presencia de personal las 24 horas. La alarma local estará en el área afectada y será visible y audible.

- **Detectores de gas combustible y/o mezclas explosivas**

Los detectores de gas combustible estarán colocados estratégicamente, principalmente considerando la dirección de los vientos reinantes, debiendo estar calibrados de 0% a 100% del límite inferior de Explosividad (LEL) en función de los vapores de gas a sensor predominante en el área que se instalará, cuando se presente una fuga de gas combustible (20% LEL y 40% LEL), se activarán las alarmas del área asociada a su zona de riesgo, así como el grafico dinámico correspondiente en el cuarto de control.

Se colocarán detectores de gas combustible en los puntos donde haya mayor posibilidad de fuga como pueden ser uniones, bridas, etc. Para estos detectores, la ubicación debe ser entre 1.5 m a 1.8 m (5 ft a 6 ft) de la posible fuente de fuga, en cualquier punto abajo del plano horizontal de dicha fuente que se encuentre entre 0.3 y 1.8 m (1 a 6 ft) de altura sobre el piso.

Cualquier detector de gas que llegue a los puntos de alarma (20% LEL y 40% LEL), enviará señales de "baja o alta concentración" a la IHM del CEP de F&G. Así mismo, solo en caso de alta concentración, enviará una señal que accionará la luz indicadora de alarma (color amarillo) y la sirena de alarma (tono de corneta continua), localizadas en campo, con el objeto de avisar al personal operativo la condición de peligro.

Los detectores de gas combustible serán del tipo inteligente funcionando bajo



el riesgo, tipo de detección por sensores infrarrojos (IR) o algún otro principio fisicoquímico válido distribuidos en la planta estratégicamente que alarmen en forma audible y visible en el Cuarto de Control y en las áreas de proceso próximas al lugar donde se esté detectando la fuga.

De igual forma, se colocará un detector de gas combustible del tipo infrarrojo seleccionado para ambientes explosivos aprobado y/o listado UL o FM en las tomas de aire exterior de los equipos de aire acondicionado HVAC de cada subestación, cuarto de control o edificio que requiera garantizar la ausencia de este gas, ya que en esta área es donde puede presentarse una atmósfera potencialmente explosiva.

En todo caso los detectores puntuales se colocarán tomando en cuenta los vientos dominantes y reinantes.

Los detectores deberán contar con medio que permita su calibración y revisión de la calibración en campo de manera no intrusiva.

- **Detectores de gas tóxico.**

El elemento sensor será específico para HF, H₂S u otro gas tóxico en el área, sin interferencias y que opere bajo los principios de oxidación catalítica o difusión / adsorción. El instrumento deberá tener un rango de 0 a 100 ppm. El tiempo máximo de respuesta para la pre-alarma será de 15 segundos y de 35 segundos para la alarma, con una repetitividad de +3% FS.

Para propósitos de calibración de los sistemas de detección, deberá consultarse lo inscrito en la Norma Oficial Mexicana NOM-010-STPS-2014.

Los detectores contarán con medio que permita su calibración y revisión de la calibración en campo de manera no intrusiva. Para calibración o revisión en campo se contará con gas calibrado proporcionado por el fabricante. Todos los detectores contarán con una placa de identificación permanente, visible y legible que indique como mínimo: Tag de identificación, servicio, rango de detección, nombre del fabricante, modelo, número de serie.

De igual forma, se colocará un detector de gas tóxico del tipo electroquímico seleccionado para ambientes explosivos aprobado y/o listado UL o FM en las tomas de aire exterior de los equipos de aire acondicionado HVAC de cada subestación, cuarto de control o edificio que requiera garantizar la ausencia de este gas, ya que en esta área es donde puede presentarse una atmósfera potencialmente dañina al ser humano.



- **Detectores de fuego tipo UV/IR.**

Los detectores de fuego (flama) deben ser capaces de identificar un fuego de gasolina localizado en una charola de 30 por 30 cm, (1 ft por 1 ft) a una distancia sobre su eje óptico de 15 m (50 ft).

El detector operará en un rango de 18 a 32 VCD (24 VCD nominal). Los detectores de fuego del tipo UV/IR, son utilizados para la protección en áreas abiertas, ubicándose en sitios que permitan la mejor y mayor cobertura de las áreas.

- **Detector de fuego IR3.**

Detector de flama de múltiple longitud de onda, se deberá utilizar para exteriores, debe detectar flama a largas distancias con tres bandas seleccionadas en el rango del IR (IR3) entre 3,0 micrones y 5,0 micrones. El ángulo del campo de visión debe ser de 90°.

- **Alarmas audibles.**

Las alarmas audibles deberán tener la capacidad de ser silenciadas por el personal autorizado una vez que haya confirmado el alcance de la emergencia, mientras que la alarma luminosa debe permanecer activada durante todo el evento, hasta que se restablezca a las condiciones normales.

Se contará con un sistema de señalización (audible/visible) del sistema de alarmas que permita al personal identificar la ubicación de una emergencia de manera rápida y precisa, e indicar el estado del equipo de emergencia o de las funciones de seguridad contra incendio que podrían afectar la seguridad de los ocupantes en caso de incendio.

El sistema de alarma se activará automáticamente, cuando el sistema de fuego y gas identifica la presencia de gas y/o fuego en la instalación, esta activación puede ser por zona o en la totalidad de la instalación.

El sistema de alarma audible estará formado por:

Un generador de tonos capaz de producir los tonos y/o mensajes de acuerdo a la tabla.

Bocinas amplificadoras para reproducir los tonos, las cuales deben estar protegidas contra las condiciones del medio ambiente.

La señal de alarma se enviará al generador de tonos, que a su vez enviará la señal



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

específica del evento a los altoparlantes (tonos y mensajes pregrabados por medio de sus amplificadores).

El generador de tonos producirá los sonidos y mensajes en idioma español que se enlistan en la Tabla III.8.

Tabla III. 8 Reproducción de tonos y mensajes

Generador de tonos				
Prioridad	Riesgo/mensaje	Tono	Audio/frecuencia	Grado de modulación (hertz)
Primera	Abandono de instalación	Sirena extremadamente rápida	560 a 1055 Hz	6 ciclos/seg
Segunda	Alta concentración de gas tóxico	Sirena lenta temporal	Bajo 424 Hz Alto 77 Hz	15 ciclos /min
Tercera	Fuego	Sirena rápida	560 a 1055 Hz	3.3 ciclos/seg.
Cuarta	Alta concentración de gas combustible	Corneta continua	470 Hz	Continuo

Para distinguir el tipo de riesgo que se ha detectado, el tono y su mensaje se reproducirán intercaladamente (tres veces el tono por una vez de mensaje aprox.) la señal de tono y mensaje a reproducir dependerá del dispositivo activado tal como se indica.

En áreas exteriores, y módulos con equipo ruidoso, las bocinas serán tipo trompeta con intensidad de tono para asegurar la audibilidad en áreas exteriores, el nivel mínimo de la intensidad sonora debe ser de 109 dB a 3 m. En el caso de áreas con nivel sonoro continuo a los 85 dB, el nivel mínimo de la alarma debe ser 15 dB mayor que el del área, o de 5 dB sobre el máximo que pudiera presentarse durante 30 segundos o más, pero nunca más de 120 dB. Por otro lado, la frecuencia debe estar dentro del rango de 300 Hz a 1 500 Hz y cumplir con los requerimientos para instalación y uso en áreas Clase I, División 1, grupo C y D, resistente al ambiente corrosivo.

En áreas interiores o áreas cerradas, deberá generar un sonido con una intensidad de 70 dB a 3 m.

En el caso del sistema de supresión el sistema será independiente del sistema general de alarmas, por lo tanto, tendrá su propio generador de tonos y su amplificador, conectados al altoparlante tipo baffle con una intensidad de sonido de 85 dB a una distancia mínima de 3 m. Para el interior deberá ser clasificación



eléctrica Tipo 1(NEMA, 1 o equivalente) y cumplir con lo que al respecto se establece en la normatividad. Para uso en exteriores será en base al área de la instalación, con herraje de montaje sobre pared incluyendo una placa de identificación.

- **Alarmas visibles.**

El objetivo principal del sistema de alarmas visibles es dar a conocer al personal que se encuentra en las instalaciones, de una manera visible, que existe una condición de emergencia o que existe una condición normal.

Las alarmas visibles tipo semáforo que indiquen una condición normal son del tipo continuo en color Verde. Las alarmas visibles de tipo semáforo (estroboscópicas) que indiquen una condición de emergencia, deben ser del tipo destellante / intermitente con una velocidad de intermitencia de 60 a 120 destellos por minuto (2Hz a 1 Hz) y una intensidad luminosa de 700 a 1,000 candelas (intensidad efectiva).

Los colores que identifican una condición de alarma de acuerdo a la Tabla III.9.

Tabla III. 9 Colores de las alarmas visibles

Alarmas generales en las instalaciones		
Color	Tipo	Letrero
Verde	Continuo	Condición normal
Rojo	Intermitente	Fuego
Amarillo	Intermitente	Alta concentración de gas combustible
Azul	Intermitente	Alta concentración de gas tóxico
Transparente	Intermitente	Abandono de instalación
Alarmas en instalaciones con supresión con agente limpio o CO ₂ (Nota 1)		
Verde	Continuo	Condición en automático (normal)
Rojo	Intermitente	Sistema de fuego (Agente extintor activado)
Ámbar	Intermitente	Sistema inhibido y/o falla del sistema
Alarmas en cuarto de baterías (Nota 1)		
Verde	Continuo	Condición normal
Ámbar	Intermitente	Peligro alta concentración de gas hidrogeno

Nota 1: Estas luces a diferencia de las otras que obedecen una instalación tipo semáforo, deben ser de una sola pieza y se deben instalar lo más cercano a las puertas de acceso tanto en el interior de los cuartos como en su parte exterior.

Podrán existir dos o más luces encendidas a la vez por detección de gas o flama, excepto la luz verde, que se debe de apagar en el momento en que se active



cualquier luz de alarma. Debe existir un letrero permanente que indique lo que significa cada luz. Los domos de las luces serán resistentes al impacto, adecuadas para exteriores y resistentes al ambiente de la instalación.

Las alarmas visibles en campo (semáforos) serán activadas para emitir luces de colores específicos con luz intensa tipo estroboscópico para permitir avisar al personal que se encuentra en el área de la existencia de una condición de emergencia, son operadas por el efecto de una señal proveniente del CEP de fuego y gas.

Los semáforos estarán ubicados de manera que el efecto de funcionamiento, tipo, tamaño intensidad y número de aparatos debe ser visto por el personal y permitirle al observador discernir si han sido iluminados.

Los montajes de semáforos para aéreas exteriores pueden ser colocados e instalados en forma vertical u horizontal, por lo que la caja debe ser certificada para el montaje que se requiera.

La altura mínima para instalarlas debe ser de 1.5 m para el plano vertical del nivel de piso terminado a la parte inferior del conjunto de luces (semáforo) de 2.03 m como mínimo para instalaciones horizontales desde el nivel de piso terminado a menos de que PEMEX indique otra consideración especial.

Para la selección de la alarma visible se considerará que la luz destellante de la alarma sea vista a una distancia de 50 m con un oscurecimiento producido por la combustión de cualquier tipo de hidrocarburo, considerando el montaje del semáforo en posición horizontal y/o vertical.

- **Estaciones manuales de alarma.**

En la Refinería Dos Bocas se tendrán estaciones manuales de alarma por fuego y por abandono de instalación.

Las estaciones manuales de alarma por fuego y de abandono de instalación, serán de doble acción tipo levantar cubierta transparente y jalar palanca o presionar botón, estarán ubicadas en el área de proceso de la Refinería Dos Bocas.

- **Rutas de evacuación.**

Las rutas de evacuación deben identificarse de acuerdo a los parámetros que marca la norma NOM-002- STPS-2010 y la NOM-026-STPS-2008.

Estarán localizadas en lugares visibles, estando libres de obstáculos que impidan



la circulación de los trabajadores y demás ocupantes.

Deberán tener dispositivos de iluminación de emergencia que permitan percibir el piso y cualquier modificación en su superficie, cuando se interrumpa la energía eléctrica o falte iluminación natural.

La distancia por recorrer desde el punto más alejado) hacia cualquier punto de la ruta de evacuación no deberá ser mayor de 40 m, en caso contrario, el tiempo máximo de escape de los ocupantes a un lugar seguro deberá ser de 3 min. Debiendo estar señalada en lugares visibles, se considera que al paso normal se recorren 150 m en 3 min. En los edificios:

- ✓ Subestaciones eléctricas
- ✓ Cuartos de control satélite y cuartos de control
- ✓ Casetas de operadores
- ✓ Casa de cambio y oficinas de sector.

La ruta de evacuación deberá tener un ancho de 1000 mm y se identificará en color verde con franjas de color amarillo de 50 mm de ancho y flechas en color blanco tipo tránsito con micro esferas de vidrio pintadas en el piso, que indiquen el sentido de la dirección de evacuación

- **Sistema integral de notificación de emergencias (SINE).**

Con el propósito de que el personal encargado de la seguridad y combate a incendios (bomberos) advierta las condiciones de incendio y riesgo en cualquier parte de las plantas de proceso, áreas de almacenamiento e instalaciones dentro de la Refinería, se requiere suministrar, instalar y poner en operación un Sistema Integral de Notificación de Emergencias (SINE), ubicado en el Centro de Operación de Emergencias (COE)

El sistema de Fuego y Gas y los tableros de seguridad tendrán comunicación al Sistema Integral de Notificación de Emergencias (SINE), con hardware y software, probado y comprobado en el mercado específicamente para estas aplicaciones, al cual se conectarán los sistemas de fuego y gas para enviar las señal de detectores de humo, gas combustible, gas tóxico, así como los sistemas de alarmas audibles y visibles tanto en interior de los Cuartos Satélites y Subestaciones Eléctricas como en el exterior de las plantas de proceso.



- **Sistema de supresión a base de bióxido de carbono (baja presión).**

El sistema de supresión de incendio será diseñado, calculado y especificado en base a los requerimientos de la norma internacional NFPA 12 en la modalidad "baja presión" considerando que los criterios y lineamientos de diseño.

La concentración mínima de diseño que deberá alcanzar el sistema de supresión a base de Bióxido de Carbono (CO_2) será del 50%. Al descargarse el sistema de supresión se detendrá el sistema de aire acondicionado en el cuarto de conductores para evitar fuga de Bióxido de Carbono a través de los ductos de aire, por lo que no serán consideradas pérdidas. El diseño de los cuartos asegurará que no habrá espacios abiertos y mantendrá cerradas las puertas al momento de la descarga. La temperatura al interior del cuarto se considera controlada en un rango superior a 0°C y menor a 54°C .

La descarga total del Bióxido de Carbono (CO_2) debe ser en un periodo de tiempo máximo de 7 minutos. La tasa de aplicación considerada no será menor que la requerida para alcanzar una concentración del 30%, en los primeros dos minutos de haberse iniciado la descarga.

Una vez alcanzada la concentración mínima de diseño, se deberá mantener dentro del cuarto de conductores por un periodo de tiempo no menor a 20 minutos.

La tubería de descarga será de Acero Galvanizado, ASTM A-106 Grado B, Cédula 80, con acabado anticorrosivo en color rojo bermellón. Los componentes de tubería flexible del sistema de alta presión, deberán tener una presión de ruptura mínima de 34 474 kPa (5 000 psi).

Para prevenir descargas accidentales durante periodos de mantenimiento en el sistema, se colocará una válvula de corte entre el tanque de almacenamiento y las boquillas de descarga, la cual será operada manualmente y supervisada por el tablero del sistema de detección y alarmas.

Debido a que el Bióxido de Carbono es inodoro, se colocará un elemento odorizante que permita al personal identificar su presencia en el ambiente. Este dispositivo se colocará entre la boquilla de descarga y la válvula de corte.

El sistema contará con retardo en la descarga de Bióxido de Carbono, de 30 segundos que permita salir del cuarto de conductores al personal, mientras la sirena operada neumáticamente se acciona como pre-alarma a la descarga del Bióxido de Carbono.



El tanque de almacenamiento de Bióxido de Carbono estará localizado fuera del espacio protegido, en el área asignada “cuarto de tanque de CO₂” para que no estén expuestos a incendios, explosiones ni al calor.

- **Sistema de supresión a base de agente limpio.**

El sistema de supresión de agente limpio estará basado en los requerimientos de las normas nacionales y NFPA-2001 edición 2012.

El agente limpio empleado en el sistema de supresión para el cuarto de control de extinción será un producto extinguidor de fuego, volátil y gaseoso, no conductor de la electricidad, y no deja residuos al evaporarse o dispersarse.

La concentración mínima para el agente limpio será del 7% con un tiempo de descarga máximo de 10 segundos.

El sistema de aire acondicionado HVAC deberá detener su operación al iniciar la descarga del sistema de supresión por lo que no será considerado un factor de compensación por pérdidas en fugas por este concepto.

Se considera que en el diseño de los cuartos no habrá espacios abiertos y se mantendrán cerradas las puertas al momento de la descarga. La temperatura al interior del cuarto se considera controlada en un rango superior a 0°C y menor a 54°C.

El sistema de supresión de incendio tendrá la capacidad necesaria para extinguir el evento de incendio en la zona de riesgo, así mismo la capacidad de reserva debe ser igual a la requerida para este evento

- **Señalización.**

Los letreros de señalización en las instalaciones, se apegarán estrictamente a los requerimientos y criterios, establecidos; en cuanto a su diseño, colores, tamaño, construcción, fabricación, instalación y montaje, establecidos en la Norma Oficial Mexicana NOM-026-STPS-2008, colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

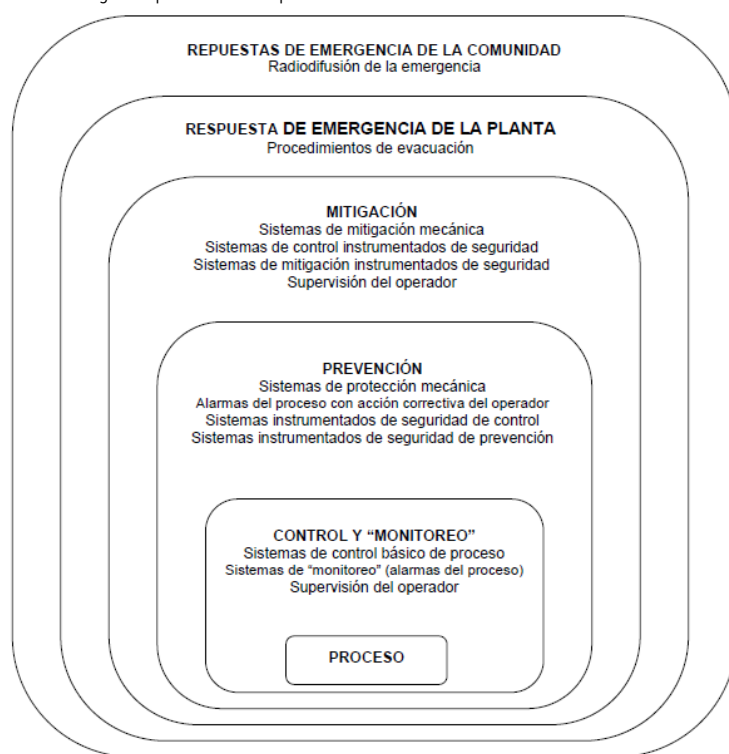
Los letreros quedarán instalados en lugares que no quede obstruida su visibilidad de tal manera que puedan ser vistos desde cualquier punto en un ángulo de 180 grados.

III. 1. 2 Medidas preventivas.

En la mayoría de los procesos industriales, la mejor seguridad se logra por un diseño

inherentemente seguro del proceso. Las capas de protección juegan un papel importante para la reducción de riesgo, por lo tanto, es necesario identificar cuales se tienen implementadas para funcionar como medida de prevención y cuales están implementadas como medidas de mitigación. En la Figura III.3, se muestra un ejemplo de las capas de protección que se pueden implementar, en función del criterio tolerable de riesgo.

Figura III. 3. Ejemplo de Capas de Protección en Plantas de Proceso.



De acuerdo a lo anterior, en el diseño de las Plantas de la Refinería, se están considerando las capas de protección independientes necesarias para reducir al mínimo el riesgo. A continuación se describen las capas de protección preventivas, las cuales deben ser consideradas y seleccionadas de acuerdo a la Identificación de Peligros y el Análisis de Consecuencias.

- **Sistemas de Control.**

Como parte del monitoreo y control de las Plantas de la Refinería se tiene



considerados los siguientes sistemas:

1. Sistema de Control Distribuido (SCD).
2. Sistema de Administración de Alarmas.
3. Sistema de Paro por Emergencia (SPPE).
4. Sistema de Detección de Gas y Fuego (SG&F).

Función de los Sistemas de Control en las Plantas de la Refinería Dos Bocas.

En la instalación de las Plantas de la refinería existirán Cuartos de Control centralizado que contendrá un Sistema de Control Distribuido que tendrá la función de centralizar el monitoreo y operaciones de las diferentes secciones de cada planta. Las funciones principales del Sistema de Control Distribuido son:

- o Lecturas de las variables principales de operación.
- o Conversión de lecturas a unidades de ingeniería.
- o En presencia de alarmas de proceso, ejecutar acciones por parte del personal operativo para identificar y corregir cualquier condición anormal del proceso.
- o Mostrar a través de desplegados gráficos, las condiciones de operación normales alrededor de los principales equipos de cada planta.
- o Calcular variables de operación no medibles directamente.
- o Elaborar reportes periódicos con los resultados obtenidos en cada planta.
- o Obtener un historial de operación que muestre la tendencia del comportamiento de las principales variables de cada planta.

Para satisfacer las necesidades de control de los procesos de las Plantas de la refinería, se requieren Sistemas de Control Distribuido capaces de ejecutar algoritmos de cálculo y lazos de control continuo, control secuencial y control en cascada, que permitan ajustar las diversas variables de proceso de acuerdo a los cambios de estado generados en el proceso.

Parte fundamental de los Sistemas de Control Distribuido para cada Planta de la refinería es contar con el mejor diseño y visualización de los desplegados gráficos en la consola de operación, que permitan al operador monitorear y manipular las variables del proceso de cada planta, por lo cual, cada cuarto de control debe incluir una consola de operación y periféricos que estén de acuerdo a lo indicado



en la norma internacional ISO-11064.

Además del monitoreo y control de los procesos principales de las Plantas de la Refinería, se tendrá integrado el monitoreo de los servicios auxiliares:

- ✓ Sistema de Aire de Planta y Aire de Instrumentos.
- ✓ Sistema de Agua Fresca.
- ✓ Sistema de Venteo y Desfogue.
- ✓ Sistema de Inyección de Químicos.
- ✓ Sistema de Drenaje.
- ✓ Sistema de Gas Combustible.
- ✓ Sistema de Generación de Vapor.
- ✓ Sistema de Generación Eléctrica.

Los equipos paquete como: el Sistema de Aire de Planta y Aire de Instrumentos, el Sistema de Desfogue, el Sistema de Generación Eléctrica, los Módulos de Compresión, entre otros, contarán con un PLC de control dedicado para realizar sus funciones de control de proceso. Dichos PLC's de control contarán con un enlace de comunicación al Sistema de Control Distribuido para su integración en el monitoreo y control integral en las Plantas.

Las Plantas de la Refinería contarán con Sistemas de Seguridad: Sistema de Paro por Emergencia y Sistema de Detección de Gas y Fuego, los cuales se encargarán de prevenir y mitigar cualquier escenario de riesgo que se pueda presentar ante una fuga, un incendio y/o explosión. En el caso de los equipos paquetes, estos traerán las correspondientes protecciones de seguridad que la tecnología contenida en su proceso requiera tener para salvaguardar al personal, instalación y medio ambiente., el Sistema de Paro por Emergencia y el Sistema de Detección de Gas y Fuego se encuentran íntimamente ligados en secuencias de monitoreo y control ante condiciones normales de proceso, condiciones anormales de proceso y paros de emergencia, razón por la cual, el personal operativo formará parte importante en las decisiones del monitoreo y control y lógicas de control de seguridad que impliquen una toma de decisión que lleve a la instalación a un estado seguro.



Además de la Seguridad Funcional (Sistemas de Control) incluida en las Plantas de la Refinería, estarán presentes las correspondientes protecciones activas y pasivas y los planes de respuesta de emergencia correspondiente para limitar o reducir cualquier pérdida de contención que pudiera probablemente ocurrir.

Consideraciones adicionales en el diseño de los Sistemas de Control, el Cuarto de Control y la Eficiencia Operativa.

La arquitectura de los Sistemas de Control en cada instalación contará con la instrumentación, hardware y software de última tecnología, lo cual permitirá explotar la información de diagnósticos y fallos de cada uno de sus dispositivos y/o equipos. Además este tipo de tecnología permitirá contar con las protecciones necesarias de Ciberseguridad que evitarán la afectación de cualquier virus informático malicioso en el monitoreo, control y/o acción de emergencia requerida bajo una demanda de un escenario de riesgos.

El Sistema de Administración de Alarmas depende en gran medida del diseño del cuarto de control, por lo cual se tiene considerado un diseño con la mejor distribución y espacios adecuados, para el tránsito y operación del personal operativo que participa en el control del proceso. La consola de operación centralizada y las Interfases Humano Maquina (IHM), están contempladas con un diseño centrado en el factor humano, lo cual coadyuvará a reducir el ambiente de estrés y cansancio en el día a día del monitoreo y control de las instalaciones terrestres, lo cual permitirá tomar de manera relajada, las mejores decisiones del personal operativo ante una condición anormal del proceso.

La capacitación y/o entrenamiento de los operadores en cada instalación y el adecuado diseño de los procedimientos de trabajo y manuales de operación, será un proceso dinámico y de administración del cambio que permitirá el mejor desempeño del operario en la consola de operación.

Durante el diseño y construcción de las instalaciones y selección de los equipos de proceso, se dotará de condiciones de mantenibilidad, considerando aspectos tales como accesibilidad, modularidad, estandarización y simplicidad, con el objetivo de permitir una apropiada reparación en un tiempo máximo establecido y, por lo tanto, se minimice el impacto potencial que una avería puede tener en la disponibilidad y seguridad de algún equipo de proceso. Para contrarrestar consecuencias negativas derivadas de fenómenos de desgaste propio de un equipo o situaciones de estrés ocasionadas por las condiciones de proceso, se adoptarán diferentes tareas de mantenimiento preventivo (Antes de que ocurra la avería) y mantenimiento correctivo (Cuando la avería ha acaecido)



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

implementando los correspondientes programas de mantenimiento e inspección a equipo estático, equipo dinámico, tuberías y ductos. Dichos programas de mantenimiento e inspección estarán basados de acuerdo a las recomendaciones de fabricantes, tecnólogos y el tiempo medio de reparación (MTTR).

Dado el tipo de instalaciones y fluidos en operación, se establecerán planes de mantenimiento basado en la condición, persiguiendo la obtención de un período de preaviso que transcurre entre la detección de un malfuncionamiento del equipo y/o dispositivo considerado (fallo potencial) y el instante de ocurrencia de su avería (fallo funcional) con el fin de tener un margen de actuación suficiente para poder adoptar las medidas de actuación oportunas que en primera instancia no pongan en peligro al personal operativo, la integridad del equipo, la instalación, la producción y/o el medio ambiente.



Capítulo IV

CONTENIDO

IV. RESUMEN.	5
IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental.	5
IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental.	7
IV.3 Presentar el informe técnico.	28

Indice de Tablas

Tabla IV. 1 Nivel de riesgo identificado en cada instalación	7
Tabla IV. 2 Escenarios de incendio más probables de tipo Jet Fire y Pool Fire.	13
Tabla IV. 3 Radios máximos alcanzados por sobrepresión de los escenarios más probables.	17
Tabla IV. 4 Escenario de riesgo por Toxicidad de los eventos más probables.	24
Tabla IV. 5 Escenarios de riesgo de las instalaciones que tienen efecto sobre los componentes ambientales al exterior de la Refinería Dos Bocas.	26
Tabla IV. 6 Sustancias involucradas.	28
Tabla IV. 7 Antecedentes de accidentes e incidentes.	28
Tabla IV. 8 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.	30
Tabla IV. 9 Estimación de consecuencias.	33
Tabla IV. 10 Criterios utilizados.	34
Tabla IV. 11 Sustancias involucradas.	35
Tabla IV. 12 Antecedentes de accidentes e incidentes.	35
Tabla IV. 13 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.	36
Tabla IV. 14 Estimación de consecuencias.	37
Tabla IV. 15 Criterios utilizados.	38
Tabla IV. 16 Sustancias involucradas	39
Tabla IV. 17 Antecedentes de accidentes e incidentes.	40
Tabla IV. 18 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales	40
Tabla IV. 19 Estimación de consecuencias	42
Tabla IV. 20 Criterios utilizados.	43
Tabla IV. 21 Sustancias involucradas.	44
Tabla IV. 22 Antecedentes de accidentes e incidentes.	44



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 23 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	44
Tabla IV. 24 Estimación de consecuencias.....	46
Tabla IV. 25 Criterios utilizados.....	47
Tabla IV. 26 Sustancias involucradas.....	48
Tabla IV. 27 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	48
Tabla IV. 28 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	50
Tabla IV. 29 Estimación de consecuencias.....	52
Tabla IV. 30 Criterios utilizados.....	52
Tabla IV. 31 Sustancias involucradas.....	54
Tabla IV. 32 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	54
Tabla IV. 33 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	55
Tabla IV. 34 Estimación de consecuencias.....	57
Tabla IV. 35 Criterios utilizados.....	58
Tabla IV. 36 Sustancias involucradas.....	59
Tabla IV. 37 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	59
Tabla IV. 38 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	60
Tabla IV. 39 Estimación de consecuencias.....	62
Tabla IV. 40 Criterios utilizados.....	63
Tabla IV. 41 Sustancias involucradas.....	64
Tabla IV. 42 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	64
Tabla IV. 43 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	65
Tabla IV. 44 Estimación de consecuencias.....	67
Tabla IV. 45 Criterios utilizados.....	68
Tabla IV. 46 Sustancias involucradas.....	69
Tabla IV. 47 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	69
Tabla IV. 48 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	70
Tabla IV. 49 Estimación de consecuencias.....	71
Tabla IV. 50 Criterios utilizados.....	72
Tabla IV. 51 Sustancias involucradas.....	73
Tabla IV. 52 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	73
Tabla IV. 53 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	75
Tabla IV. 54 Estimación de consecuencias.....	76
Tabla IV. 55 Criterios utilizados.....	77
Tabla IV. 56 Sustancias involucradas.....	78
Tabla IV. 57 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	79
Tabla IV. 58 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	79
Tabla IV. 59 Estimación de consecuencias.....	81
Tabla IV. 60 Criterios utilizados.....	82
Tabla IV. 61 Sustancias involucradas.....	83
Tabla IV. 62 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	84
Tabla IV. 63 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	84
Tabla IV. 64 Estimación de consecuencias.....	86
Tabla IV. 65 Criterios utilizados.....	87
Tabla IV. 66 Sustancias involucradas.....	88
Tabla IV. 67 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	88
Tabla IV. 68 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	89



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 69 Estimación de consecuencias.....	90
Tabla IV. 70 Criterios utilizados.....	91
Tabla IV. 71 Sustancias involucradas	92
Tabla IV. 72 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	93
Tabla IV. 73 identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	93
Tabla IV. 74 Estimación de consecuencias.....	94
Tabla IV. 75 Criterios utilizados	95
Tabla IV. 76 Sustancias involucradas.....	96
Tabla IV. 77 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	97
Tabla IV. 78 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	97
Tabla IV. 79 Estimación de consecuencias.....	98
Tabla IV. 80 Criterios utilizados.....	98
Tabla IV. 81 Sustancias involucradas	99
Tabla IV. 82 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	99
Tabla IV. 83 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	100
Tabla IV. 84 estimación de consecuencias.....	101
Tabla IV. 85 Criterios utilizados.....	101
Tabla IV. 86 Sustancias involucradas.....	102
Tabla IV. 87 Antecedentes de accidentes e incidentes	102
Tabla IV. 88 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	102
Tabla IV. 89 Estimación de consecuencias.....	104
Tabla IV. 90 Criterios utilizados.....	104
Tabla IV. 91 Sustancias involucradas	105
Tabla IV. 92 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	105
Tabla IV. 93 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales	106
Tabla IV. 94 Estimación de consecuencias	107
Tabla IV. 95 Criterios utilizados	108
Tabla IV. 96 Sustancias involucradas.....	109
Tabla IV. 97 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	109
Tabla IV. 98 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	109
Tabla IV. 99 Estimación de consecuencias.....	111
Tabla IV. 100 Criterios utilizados.....	111
Tabla IV. 101 Sustancias involucradas	112
Tabla IV. 102 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	112
Tabla IV. 103 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales	113
Tabla IV. 104 Estimación de consecuencias	114
Tabla IV. 105 Criterios utilizados	115
Tabla IV. 106 Sustancias involucradas.....	116
Tabla IV. 107 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	116
Tabla IV. 108 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	117
Tabla IV. 109 Estimación de consecuencias.....	119
Tabla IV. 110 Criterios utilizados	120
Tabla IV. 111 Sustancias involucradas.....	122
Tabla IV. 112 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	123
Tabla IV. 113 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	124
Tabla IV. 114 Estimación de consecuencias.....	126



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 115 Criterios utilizados.....	127
Tabla IV. 116 Sustancias involucradas.....	128
Tabla IV. 117 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	129
Tabla IV. 118 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales	129
Tabla IV. 119 Estimación de consecuencias	130
Tabla IV. 120 Criterios utilizados.....	130
Tabla IV. 121 Sustancias involucradas.....	131
Tabla IV. 122 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	131
Tabla IV. 123 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	132
Tabla IV. 124 Estimación de consecuencias.....	133
Tabla IV. 125 Criterios utilizados.....	133
Tabla IV. 126 Sustancias involucradas.....	134
Tabla IV. 127 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	135
Tabla IV. 128 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales	136
Tabla IV. 129 Estimación de consecuencias.....	138
Tabla IV. 130 Criterios utilizados	139
Tabla IV. 131 Sustancias involucradas.....	139
Tabla IV. 132 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	140
Tabla IV. 133 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.....	140
Tabla IV. 134 Estimación de consecuencias.....	141
Tabla IV. 135 Criterios utilizados.....	141
Tabla IV. 136 Sustancias involucradas.....	142
Tabla IV. 137 Antecedentes de accidentes e incidentes.....	143
Tabla IV. 138 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales	144
Tabla IV. 139 Estimación de consecuencias	145
Tabla IV. 140 Criterios utilizados.....	146



IV. RESUMEN.

IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo ambiental.

La situación general que presentan este tipo de instalaciones de refinación en materia de riesgos están directamente asociados a la peligrosidad de las sustancias y productos manejados y almacenados, a las condiciones críticas de operación como: altas presiones, altas temperaturas, altos flujos, altos inventarios, etc., sin embargo, los sistemas de control de las variables de procesos y de seguridad estarán diseñados para mantenerse bajo control dentro de los rangos permitidos para una operación segura de las instalaciones.

La implementación de los Sistemas de Prevención y Mitigación, tales como: equipos, sistemas de seguridad, personal operativo y administrativo deberá estar debidamente capacitado para asegurar el mejor desempeño dentro de sus actividades específicas, contribuyendo a la reducción del riesgo a niveles aceptables; permitiendo una operación correcta y segura de la refinería, lo cual reducirá la probabilidad de ocurrencia y control de los eventos identificados que podrían afectar al personal, a las instalaciones, al ambiente y al entorno.

En la Refinería se implementará un Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente, conforme a las “Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la conformación, implementación y autorización de los Sistemas de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos”, DOF 13 de mayo de 2016.

En general, los procesos de separación involucrados en una Refinería tanto del Sistema Nacional de Refinación como las refinerías en el mundo, por la naturaleza de las propiedades físicas y químicas de las sustancias, materiales, productos, subproductos e inclusive los residuos peligrosos involucrados, así como las condiciones de manejo, condiciones críticas de operación, generan de forma inherente riesgos diversos, desde riesgos aceptables, hasta riesgos inaceptables.

Sin embargo, dichos riesgos mostrarán una tendencia a disminuir si durante cada etapa del proyecto se ejecutan acciones que contribuyan a asegurar la calidad de materiales, equipos e instrumentos que se instalarán en las plantas e instalaciones de la refinería, contando con el desarrollo y ejecución de planes y programas de integridad mecánica cuyo objetivo principal es la prevención fugas y derrames. Aunado a lo anterior, con el adecuado mantenimiento, se incrementará la confiabilidad en las operaciones dentro de las instalaciones, evitando el deterioro acelerado de líneas de proceso, recipientes, tanques, equipo dinámico y paros innecesarios de instalaciones.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

La puesta en práctica de las acciones de respuesta ante una emergencia de la refinería con el personal e involucrando a la comunidad aledaña, ayudarán a generar confianza entre la población por medio de los planes de respuesta a emergencias a nivel interno o externo.

Para el desarrollo del Estudio de Riesgo Ambiental Modalidad Análisis de Riesgo de la Refinería Dos Bocas, el esquema de refinación se realizó tomando como referencia información técnica y descripción de procesos de plantas prototipo.

Algunos de los escenarios de riesgo propuestos y simulados con PHAST, reflejan distancias de afectación significativas, sin embargo fueron modelados bajo las peores condiciones sin considerar las medidas de prevención y mitigación indicadas en el estudio. Con la activación y actuación de estas medidas, los niveles de riesgo se reducirán de manera significativa.

La implementación de las buenas prácticas de ingeniería durante el diseño, construcción, operación y mantenimiento; así como el cumplimiento normativo coadyuvarán al éxito de la Refinería de Dos Bocas.

El Estudio de Riesgo Ambiental para la Refinería Dos Bocas fue desarrollado con un nivel de ingeniería básica de instalaciones prototipo, por lo que una vez que se cuente con la ingeniería Feed o de detalle propia para la Refinería previo al inicio de operaciones, se deberá actualizar el Estudio de Riesgo con una nueva identificación de peligros y estimación de consecuencias de acuerdo a los nuevos escenarios de riesgo que surjan de esta actualización.



IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental.

Derivado del análisis de información técnica de ingeniería prototipo de instalaciones similares y de las condiciones meteorológicas y de ubicación del sitio de proyecto, se elaboró el Estudio de Riesgo Ambiental considerando las instalaciones que comprenden el Proyecto de la Refinería Dos Bocas. Una vez aplicada la metodología Check List (Lista de Verificación), se obtuvieron 129 eventos de peligros, de los cuales se realizaron 95 simulaciones de posibles escenarios de riesgo que fueron clasificados mediante la Matriz de Jerarquización como:

- Tipo A, riesgos No Tolerables: 6% (8 eventos*).
- Tipo B, Indeseables: 68% (87 eventos*).
- Tipo C Aceptables con Controles: 14% (18 eventos).
- Tipo D riesgo Tolerables: 12.0% (16 eventos).

*Los eventos no tolerables e indeseables no fueron evaluados con ninguna capa de protección, ni medidas de seguridad, por lo que dichos eventos se tendrán que llevar como mínimo a riesgos aceptables con controles durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.

Como resultado de la aplicación de la metodología Check List (Lista de verificación) para cada una de las instalaciones del proyecto de la Refinería Dos Bocas, en la Tabla IV.1 se mencionan los puntos o equipos donde podrían presentarse los eventos de riesgo; así como el nivel de riesgo clasificado de acuerdo con la Matriz de Jerarquización y el número de eventos que resultaron por Planta o instalación del proyecto.

Tabla IV.1 Nivel de riesgo identificado en cada instalación

Instalación	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
1 U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).	Bomba GA-11001	A*	6
	Bomba GA-11027	A*	
	Bomba GA-11009	B*	
	Compresor GB-11001	B*	
	Calentador BA-11001	B*	
	Calentador BA-11002	B*	
2 U-61000. Planta Hidrotratadora de Naftas No.1. (HDN)	Bomba GA-61001	B*	4
	Tanque FA-61010	B*	
	Compresor GB-61001	B*	
	Calentador BA-61003	B*	
2 U-62000. Planta Hidrotratadora de Naftas No.2. (HDN).	Bomba GA-62001	B*	4
	Tanque FA-62010	B*	
	Compresor GB-62001	B*	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Instalación	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
3. U-72000. Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos. (PNX).	Calentador BA-62003	B*	3
	Bomba GA-72001 A/B	B*	
	Bomba GA-72002 A/B	B*	
	Compresor BC-72001 A/B	B*	
4 U-71000. Planta Reformadora de Naftas (REF)	Bomba GA-71001	B*	5
	Bomba GA-71002	B*	
	Separador FA-71003	B*	
	Compresor GB-71002	B*	
	Calentador BA-71001	B*	
5 U-51000. Planta Hidrotratadora de Diésel No.1. (HDDI).	Bomba GA-51001	B*	4
	Tanque FA-51008	B*	
	Compresor GB-51001	B*	
	Calentador BA-51001	B*	
5 U-52000. Planta Hidrotratadora de Diésel No.2. (HDDI).	Bomba GA-52001	B*	4
	Tanque FA-52008	B*	
	Compresor GB-52001	B*	
	Calentador BA-52001	B*	
6 U-41000/ U-40000. Planta Hidrotratadora de Gasóleos. No. 1 (HDTGO)	Bomba GA-41001	B*	5
	Bomba GA-40004	B*	
	Tanque FA-41006	B*	
	Compresor BC-41001	B*	
	Calentador BA-40001	B*	
6 U-42000/ U-40000. Planta Hidrotratadora de Gasóleos. No. 2 (HDTGO)	Bomba GA-42002	B*	5
	Bomba GA-40004	B*	
	Tanque FA-42006	B*	
	Compresor BC-42001	B*	
	Calentador BA-40001	B*	
7 U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada. (FCC).	Bomba GA-21403 A/B	A*	5
	Bomba GA-21404 A/B	A*	
	Compresor GB-21201	B*	
	Calentador BA-21001	B*	
	Válvula SPE-21002	B*	
8 U-81000. Planta de Recuperación de Azufre (PARA).	Línea alimentación 24" a Quemador HI-81001 gas ácido	B*	7
	Línea alimentación 24" a Quemador QE-81001 gas combustible	B*	
	Sopladores BV-81001 A/B	D	
	Sopladores BV-81002 A/B	D	
	Condensador Térmico EA-81003	B*	
	Trampa azufre SSM-81000 A/B/C/D y Fosa azufre FS-81001	D	
8 U-82000. Planta de Recuperación de Azufre (PARA).	Línea alimentación 24" a Quemador HI-82001 gas ácido	B*	7
	Línea alimentación 24" a Quemador QE-82001 gas combustible	B*	
	Sopladores BV-82001 A/B	D	
	Sopladores BV-82002 A/B	D	
	Condensador Térmico EA-82003	B*	
	Trampa azufre SSM-82000 A/B/C/D	D	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Instalación	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
	Fosa azufre FS-82001	D	
9 U-87000. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (U-87100 / U/87200) (PAA).	Bomba GA-87103 Fenólica	B*	2
	Bomba GA-87502 Fenolica	B*	
10 U-87000. Planta Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (U-87300 / U/87400). (PAA).	Bomba GA-87303 Fenólica	B*	2
	Bomba GA-87506 Fenolica	B*	
11 U-88000. Planta Regeneradora de Amina sin CO ₂ (U-88100 / U-88200) (URA)	Bomba GA-88101	B*	1
12 U-88000. Planta Regeneradora de Amina con CO ₂ (U-88300 / U-88400) (URA)	Bomba GA-88301	B*	1
13 U-23000. Planta Isomerizadora de Butanos.(IC.4)	Bomba GA-23001 A/B	B*	2
	Bomba GA-23002 A/B	B*	
14-U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)	Bomba GA-22120 A/B	A*	4
	Bomba GA-22102 A/B	A*	
	Compresor GB-22001	B*	
	Calentador BA-22101	B*	
15 U-30000. Planta Coquización Retardada. (PCR).	Bomba GA-31003 A/B	A*	2
	Calentador BA-31001/31002/31003	B*	
16 U-79000. Planta de Tratamiento Recuperación y de Gases (PTRG).	Bomba GA-31028 A/B	A*	3
	Tanque Separador FA-31018	B*	
	Compresor GB-31001 B	B*	
17 U-73000 (PH21) (PH22) Planta Productora de Hidrógeno. (PH).	REH-7301	B*	4
	DC-73001	B*	
	DC-73002 A/B	B*	
	DC-73004	B*	
22 U-00500 Suministro de gas combustible y gas natural.	Línea 6" Salida de Evaporador EA-10001	B*	5
	Línea 24" Acumulador FA-10001	B*	
	Evaporador EA-10001	C	
	Línea 14" Distribución de gas natural a plantas	B*	
23 U-95000 Mezclado en línea.	Línea 24" Distribucion de gas combustible a plantas	C	2
	Bombas GA-9504 A/B falla de equipo	B*	
24 U-90000 Casas de bombas	Bombas GA-9504 A/B Cierre de valvulas	B*	4
	Bomba GA-90203 A/B/C Fuga en sello	B*	
	GA-90122 A/B	B*	
	GA-90203 A/B/C/D	B*	
25 Tanques de Almacenamiento.	GA-90314 A/B	B*	9
	TV-90201/2/3/4/5	B*	
	TV-237/8	B*	
	TV-90245/6/7/8	B*	
	TV-90201/2/3/4/5	B*	
	TV-237/8	B*	



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Instalación	Equipo	Nivel de riesgo	Total Eventos
	TV-90245/6/7/8	B*	
	TV-90201/2/3/4/5	B*	
	TV-90245/6/7/8	B*	
	TV-237/8	B*	
26 Trampas de diablos	TV-90245/6/7/8	B*	2
	Patín medición propano	B*	
27 U-80000 Desfogues.	Patín medición LPG	B*	4
	FA-80701 A/B	B*	
	Tanque separador y sellos	C	
	Equipo QE-8001	B*	
28 U-0100 Sistema Contra incendio.	Equipo QE-80301	B*	3
	Lineas y recipientes de manejo de agua	C	
	Filtros de sólidos	C	
29 00600 Aire de instrumentos y plantas.	Sistema bombeo agua	C	3
	Ductos de suministro de aire	C	
	Filtros y secadores de aire	C	
30 U-00200 Torres de agua de enfriamiento	Tanque acumulador aire	C	3
	Area de enfriamiento de agua	C	
	Área de manejo de cloro, ácido sulfúrico, biocida e inhibidor de corrosión	C	
31 U-07000 Recuperación y tratamiento de condensados.	Bombas dosificadoras	C	3
	Separador FA-07002 Fuga	C	
	Separador FA-07002 Cambio de presión	C	
32 U-09000 Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica.	Paquete de Arranque Caldera	C	8
	TV-85101 Ac sulfurico	D	
	TV-85201 Sosa cáustica	D	
	Bomba GA-85101 A/B Recibo Ác sulfúrico	D	
	Bomba GA-85102 A/B Dist. Ác. sulfúrico	D	
	Bomba GA-85201 A/B Recibo Sosa cáustica	D	
	Bomba GA-85202 A/B, GA-85203 A/B Dist.Sosa cáustica	D	
	Área tanques Desprendimiento calor	D	
	Área tanques Corrosión	D	
33 U-86000 Planta Tratamiento de Efluentes.	Separador aceite	C	3
	Dosificador químicos	C	
	Interconexión de cabezales de entrada y salida	C	
TOTAL			129

*Los eventos no tolerables e indeseables no fueron evaluados con ninguna capa de protección, ni medidas de seguridad, por lo que dichos eventos se tendrán



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

que llevar como mínimo a riesgos aceptables con controles durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.

Derivado de ésta identificación de peligros y del proceso de jerarquización, se encontró que los niveles de riesgo no Tolerable (Tipo A) podrían presentarse en las plantas U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC), U-21000 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC), U-22000 Plantas de Alquilación (ALKY), U-30000 Planta Coquización Retardada (PCR) y U-79000 Planta de Tratamiento Recuperación y de Gases (PTRG).



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Para los riesgos Indeseables (Tipo B) se podrían presentar en las plantas U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No.1 (HDN), U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No.2 (HDN), U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos (PNX), U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF), U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.1 (HDDI), U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No.2 (HDDI), U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.1 (HDTGO), U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.2 (HDTGO), U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA), U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA), U-87000. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas (U-87100 / U/87200) (PAA), U-87000. Planta Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas (U-87300 / U/87400). (PAA), U-88000. Planta Regeneradora de Amina sin CO₂ (U-88100 / U-88200) (URA), U-88000. Planta Regeneradora de Amina con CO₂ (U-88300 / U-88400) (URA), U-23000. Planta Isomerizadora de Butanos.(IC.4, U-73000 (PH21) (PH22) Planta Productora de Hidrógeno. (PH). U-00500 Suministro de gas combustible y gas natural. U-95000 Mezclado en línea, U-90000 Casas de bombas, Tanques de Almacenamiento, Trampas de diablos, U-80000 Desfogues.

Una vez identificados los eventos de riesgo, se llevó a cabo la estimación de consecuencias mediante el uso del software Process Hazard Analysis Software Tools (PHASt) versión 8.

Para la modelación de escenarios de riesgo se consideró una estabilidad atmosférica representativa del sitio D con una velocidad de viento de 5.5 m/s y las condiciones más adversas que fueron representadas con una estabilidad F y una velocidad de viento de 1.5 m/s. Sin embargo para este estudio se representaron los radios de afectación, para las condiciones más adversas.



RESULTADOS DE LOS ESCENARIOS MÁXIMOS PROBABLES

Los criterios usados para radicación térmica son de 5 y 1.4 KW/m², para ondas de sobrepresión de 1 y 0.5 psi; así como para los niveles de concentración por toxicidad el IDLH y TLV, para la zona de alto riesgo (ZAR) y la zona de amortiguamiento (ZA) respectivamente. En primera instancia, se mencionan los tres primeros escenarios de mayor radio de afectación para la zona de alto riesgo (ZAR), seguido y en forma descendente los de menor radio de afectación correspondiente:

EFFECTOS POR INCENDIO (RADIACIÓN TÉRMICA)

- U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC), fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga con un radio de afectación de 76.63 m.
- Trampas de diablos, fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201, con un radio de afectación de 16.59 m.
- U-95000 Mezclado en Línea fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223, con un radio de afectación de 9.95 m.

En el Capítulo II se dan los detalles de estos escenarios y en la Tabla IV.2 se muestran los escenarios de riesgo por incendio tipo Jet Fire y Pool fire de los eventos más probables en orden descendente, indicando las distancias alcanzadas tanto para la zona de alto riesgo como para la zona de amortiguamiento.

Tabla IV. 2 Escenarios de incendio más probables de tipo Jet Fire y Pool Fire.

Jet Fire y Pool Fire				
Instalación	Escenario	Evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Radios de Afectación (m)
1. U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC).	DB-COMB-1-1 (B). Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 20%).	Pool Fire	ZAR	76.63
			ZA	85.31
26. Trampas de diablos	DB-PM-1 (B) Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	16.59
			ZA	22.55
23. U-95000 Mezclado en Línea	DB-ML-1 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).	Pool Fire	ZAR	9.95
16. U-79000, Planta de Tratamiento y	DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-	Jet Fire	ZAR	8.76



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Jet Fire y Pool Fire				
Instalación	Escenario	Evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Radios de Afectación (m)
Recuperación de Gases (PTRG).	31013 que sobrepresión a el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 20%.		ZA	10.99
12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO ₂ (URA)	DB-URA-2 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	7.48
			ZA	7.56
11. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO ₂ (URA)	DB-URA 1(B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	7.32
			ZA	7.46
7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).	DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Húmedo. 20% fuga.	Jet Fire	ZAR	6.99
			ZA	8.53
14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)	DB-ALKY-2. Fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B. Fuga del 20%.	Jet Fire	ZAR	6.7
			ZA	8.17
5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel. No. 1 (HDDI)	DB-HDDI01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.95
	D DB-HDDI01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (20% del área)		ZA	19.05
5 U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)	DB-HDDI02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.95
	DB-HDDI02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (20% del área).		ZA	19.05
2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)	DB-HDN01-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.57
			ZA	9.85
2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 2 (HDN)	DB-HDN02-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.57
			ZA	9.85
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 (HDTGO)	DB-HDTGO01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.52
			ZA	9.63
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)	DB-HDTGO02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.52
			ZA	9.63



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Jet Fire y Pool Fire				
Instalación	Escenario	Evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Radios de Afectación (m)
12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO ₂ (URA)	DB-URA-2 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 20%).	Pool Fire	ZAR	5.52
			ZA	6.80
4. U-71000 Planta de Reformadora de Naftas (REF)	DB-CCR-2 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.47
	DB-CCR-3 (B).- Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 20%).		ZA	17.79
11. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO ₂ (URA)	DB-URA1(B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 20%).	Pool Fire	ZAR	5.34
			ZA	6.59
25. Tanques de Almacenamiento	DB-ALM-4B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.07
			ZA	6.95
24. U-90000 Casa de Bombas	DB-CB-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	5.01
			ZA	7.21
23. U-95000 Mezclado en Línea	DB-ML-1 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	4.24
			ZA	6.18
1.U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC)	DB-COMB-1-2 (B). Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al límite de batería (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	3.77
	DB-COMB-2 (B). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 20 %).		ZA	7.35
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos – Hexanos (PNX)	DB-PNX-1 (B). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	3.75
			ZA	6.98
13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)	DB-I-C4-1 (B). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	3.36
			ZA	6.32
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento	DB-PAA-1(C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%).	Pool Fire	ZAR	--
			ZA	4.90



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Jet Fire y Pool Fire				
Instalación	Escenario	Evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Radios de Afectación (m)
de Aguas Amargas Fenólicas.(PAA)				
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)	DB-PH-1 (B). Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	NA
			ZA	3.30
22.- U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural	DB-SSCGN-1 (B). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 20%).	Jet Fire	ZAR	NA
			ZA	1.31
24. U-90000 Casa de Bombas	DB-CB-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).	Pool Fire	NA	NA
	DB-CB-2 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-PROPANO (fuga del 20%).			
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas.(PAA)	NA	Jet Fire	NA	NA
8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	DB-PARA-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 20%).	Jet Fire y Pool Fire	NA	NA
	DB-PARA-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 20%).			
	DB-PARA-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador Térmico (fuga del 20%).			



EFFECTOS POR EXPLOSIÓN (SOBREPRESIÓN)

Para estos eventos máximos probables por sobrepresión de acuerdo a los resultados de la modelación, no se obtuvieron efectos hacia el exterior de la refinería. Sin embargo, a continuación se mencionan los mayores radios de afectación que resultaron de dicha simulación por explosión.

- U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible, fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas, con un radio de afectación de 28.06 m.
- U-80000 Desfogues, desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama, con un radio de afectación de 18.98 m.
- U-22000 Planta de Alquilación, fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B, con una distancia de 17.5 m.

En el Capítulo II se dan los detalles de estos escenarios y en la Tabla IV.3 se muestran en orden descendente los radios máximos alcanzado de cada planta por sobrepresión.

Tabla IV. 3 Radios máximos alcanzados por sobrepresión de los escenarios más probables

Sobrepresión			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
22.- U-00500 Sistema de Suministro de Gas Combustible y Gas Natural	DB-SSGCGN-1 (B). Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 20%).	ZAR	28.06
		ZA	34.95
27 U-80000 Desfogues	DB-UD-02 (B). Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 20%).	ZAR	18.98
		ZA	30.86
14. U-22000. Planta de Alquilación (ALKY)	DB-ALKY-2. Fuga en sellos del compresor de reposición de Hidrógeno BC-22001 A/B. Fuga del 20%.	ZAR	17.5
		ZA	23.94
26. Trampas de diablos		ZAR	16.22



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Sobrepresión			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
	DB-PM-1 (B) Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).	ZA	21.69
24. U-90000 Casa de Bombas	DB-CB-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).	ZAR	6.42
		ZA	8.67
25. Tanques de Almacenamiento	DB-ALM-4B. Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de las Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 20%).	ZAR	5.49
		ZA	7.11
23. U-95000 Mezclado en Línea	DB-ML-1 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).	ZAR	5.31
		ZA	7.18
17. U-73000 Planta Productora de Hidrogeno (PH)	DB-PH-1 (B) Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 20%).	ZAR	3.58
		ZA	4.49
1.U-11000 Planta de Destilación Combinada (UDC)	DB-COMB-1-1 (B). Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 20%).	---	---
	DB-COMB-1-2 (B). Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al limite de batería (fuga del 20%).		
	DB-COMB-1-3 (B). Fuga de Nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre (fuga del 20%).		
	DB-COMB-2 (B). Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (} 20 %).		
2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No. 1(HDN)	DB-HDN01-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	--	--
	DB-HDN01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (20% del área).		
	DB-HDN01-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recicló GB-		



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Sobrepresión			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
	61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%)		
2. U-62000 Planta Hidrotatadora de Naftas No. 2 (HDN)	DB-HDN02-1 (B). Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	--	--
	DB-HDN02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (20% del área).		
	DB-HDN02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).		
3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos – Hexanos (PNX)	DB-PNX-1 (B). Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).	---	--
	DB-PNX-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 20%).		
	DB-PNX-3 (A). Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor reciprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).		
4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas (REF)	DB-CCR-1 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga del 20%).	--	--
	DB-CCR-2 (B).- Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga del 20%).		
	DB-CCR-3 (B).- Fuga de gas en la tubería de descarga de vapores del separador FA-71003, por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga del 20%).		
	DB-CCR-4 (B).- Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga del 20%).		
5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel. No. 1 (HDDI)	DB-HDDI01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 20%).	--	--
	DB-HDDI01-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (20% del área).		



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Sobrepresión			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
	DB-HDDI01-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).		
5 U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2 (HDDI)	DB-HDDI02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 20%).	--	--
	DB-HDDI02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (20% del área).		
	DB-HDDI02-3 (B). Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).		
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No.1 (HDTGO)	DB-HDTGO01-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%).	--	--
	DB-HDTGO01-2 (B). Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 20%).		
	DB-HDTGO01-3 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área).		
	DB-HDTGO01-4 (B). Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).		
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)	DB-HDTGO02-1 (B). Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%).	--	--
	DB-HDTGO02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).		
	DB-HDTGO02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).		
7. U-21000. Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada (FCC).	DB-FCC-1A Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C3 (Propano). 20% fuga.	--	--



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Sobrepresión			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
	DB-FCC-1B. Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C3 (Propileno). 20% fuga.		
	DB-FCC-2. Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Humedo. 20% fuga.		
8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	DB-PARA-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (fuga del 20%).	---	--
	DB-PARA-2 (B). Fuga de gas ácido por incendio, en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (fuga del 20%).		
	DB-PARA-3 (B). Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador Térmico (fuga del 20%).		
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas.(PAA)	DB-PAA-1 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 20%).	NA	NA
	DB-PAA-1(C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%).		
10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. PAA	DB-PAA-2 (C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504. (fuga del 20%).	NA	NA
	DB-PAA-2 (A). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 20%).		
11. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO ₂ (URA)	DB-URA 1(B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 20%).	NA	NA
12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO ₂ (URA)	DB-URA-2 (B). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 20%).	NA	NA



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Sobrepresión			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos (I-C4)	DB-I-C4-1 (B). Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).	--	--
	DB-I-C4-2 (B). Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 20%).		
15. U-30000, Planta de Coquización Retardada (PCR),	DB-PCR-1. Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001). Fuga del 20%.	--	--
16. U-79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG).	DB-PTRG-1. Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la deutanizadora (DF-31009). Fuga del 20%.	--	--
	DB-PTRG-2. Perdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 20%.		
	DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001B que comprime Gas Humedo. Fuga del 20%.		
18 U-0100 Planta de Cogeneración.	No se identificaron escenarios		
19 U-02000 Planta de Suministro de agua.	No se identificaron escenarios		
20 U-03000 Planta de Pretratamiento de agua.	No se identificaron escenarios		
21 U-04000 Planta Desmineralizadora de agua.	No se identificaron escenarios		
28 U-0100 Sistema Contraincendio	No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.		



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Sobrepresión			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
29 U-00600 Aire de instrumentos y plantas	No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.		
30 U-00600 Torres de agua de enfriamiento	No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.		
31 U-07000 Recuperación y tratamiento de condensados	No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.		
32 U-09000 Almacenamiento y recibo de ácido sulfúrico y sosa cáustica	No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Tolerable, Tipo D.		
33 U-86000 Planta Tratamiento de Efluentes	No se presentan resultados de Análisis de Consecuencias debido a que el nivel de Riesgo es Aceptable con Controles, Tipo C.		
34.-Edificaciones	No se identifican escenarios		



EFFECTOS DE TOXICIDAD

En este mismo orden, para efectos de “toxicidad”, en el análisis de consecuencias también se consideraron las mismas condiciones atmosféricas y los criterios de toxicidad IDLH para la zona de alto riesgo y TLV para la zona de amortiguamiento, de las simulación de estos escenarios resultó que:

- Unidad 79000 Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases, pérdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018, resultando un radio de afectación de 327.24 m para la zona de alto riesgo.
- U-81000/U-82000 Plantas de Recuperación de Azufre, fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾” en la línea de alimentación de 24” al quemador QE-82001/ QE-82002, un radio de afectación de 84.26 m respectivamente.
- U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 y U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO) por Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002/ FA-42002 con daño en línea de salida del domo de los tanques separador FA-41006 y FA-42006, con un radio de afectación en la zona de alto riesgo de 44.23 m en cada planta.

En el Capítulo II se dan los detalles de estos escenarios y en la Tabla IV.4 se enlistan en orden descendente los escenarios de riesgo por toxicidad de los eventos más probables.

Tabla IV. 4 Escenario de riesgo por Toxicidad de los eventos más probables

Toxicidad 20%			
Instalación	Escenario	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)
16. Unidad 79000, Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTRG)	DB-PTRG-2. Pérdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018. Fuga del 20%.	ZAR	327.24
		ZA	2183.4
	DB-PARA2-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾”	ZAR	84.26



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 20%).	ZA	190.5
8. U-82000 Planta de Recuperación de Azufre (PARA)	DB-PARA2-1 (B). Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (fuga del 20%).	ZAR	84.26
		ZA	190.5
6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1 (HDTGO)	DB-HDTGO01-3 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área).	ZAR	44.23
		ZA	186.76
6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2 (HDTGO)	DB-HDTGO02-2 (B). Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).	ZAR	44.23
		ZA	186.76
9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. (PAA)	DB-PAA-1(C). Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%).	ZAR	25.83
		ZA	148.8

Áreas de almacenamiento

Los resultados de la modelación para los escenarios del Área de Almacenamiento, los radios de afectación no rebasan los límites de la refinería, por lo que se infiere que no existirá interacción con los componentes del Sistema Ambiental hacia el exterior de las refinería. Las recomendaciones y detalles de estos escenarios fueron descritos y analizados en el apartado II.1 del Capítulo II.

Los radios de afectación que podrían interactuar con los componentes o elementos ambientales en los alrededores de la refinería se detallan en la en la Tabla IV.5, donde se consideran distancias de las Zonas de alto riesgo y las zonas de amortiguamiento.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 5 Escenarios de riesgo de las instalaciones que tienen efecto sobre los componentes ambientales al exterior de la Refinería Dos Bocas.

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental
Eventos Probables						
16. U-79000 Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases (PTGR)	DB-PTRG-2. Pérdida de sello líquido en torre contactora de gas amargo DT-31013, que sobrepresión a al tanque flash de amina rica FA-31018. 20%.	Toxicidad	ZAR=IDLH	327.24	---	Los posibles efectos por alto riesgo, no alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	2183.4	1300	Posibles efectos menores hasta 1300 metros por el lado norte desde el límite de las Plantas de proceso, pudiendo afectar al Personal del Puerto de Dos Bocas, Terminal Marítima Dos Bocas, a la fauna presente en sobre los márgenes del río Seco. Población colindante por el lado oeste hasta 600 metros de la barda perimetral. Lado Sur.- hasta 1300 metros alcanzando las Colonias: Lázaro Cárdenas, Fraccionamiento Empleados de confianza de Pemex, El Limoncito, El Limón, El Coquito, Las Vegas, Adalberto Santos Magaña, Puerto Carrizal, hasta 1000 metros a partir de la barda perimetral. Las concentraciones en el aire la mayoría de la población expuesta no sufren efectos adversos. Solo algunas personas con posibilidad de pueden experimentar ligeras molestias.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Instalación	Escenario	Tipo de evento	Zona Alto riesgo (ZAR) / Zona Amortiguamiento (ZA)	Distancia total desde el punto de fuga (m)	Distancia aproximada de afectación al exterior (m)	Efectos sobre los componentes del Sistema Ambiental
Eventos Probables						
						Menores efectos a la fauna presente
	DB-PTRG-3. Fuga en sellos de compresor GB-31001 A/B que comprime gas húmedo. 20%.	Toxicidad	ZAR=IDLH	232.24	---	Los posibles efectos por alto riesgo, no alcanzará a sobrepasar los límites del predio de acuerdo a los resultados de PHAST.
			ZA=TLV ₈	717.9	320	Posibles efectos menores a la fauna presente desde el lado Norte hacia el Oeste sobre los márgenes del río Seco hasta 320 metros desde los límites de las Plantas de proceso



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

IV.3 Presentar el informe técnico.

A continuación se presentan las tablas del informe técnico con resultados de la estimación de consecuencias empleando el software PHAST, para cada una de las instalaciones en estudio.

Plantas de Proceso.

1. U-11000 Planta de Destilación Combinada. (UDC).

Tabla IV. 6 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Crudo (maya 100%)	ND	0.93 aprox (21-22 °API)	ESC*	NA	ESC*	30 (427 psi)	NA	Bomba carga
Nafta Ligera Atmosférica	ND	0.7 aprox	ESC*	NA	ESC*	12.7 (180 psi)	NA	Bomba de Reflujo
Gas combustible	ND	0.013 aprox	ESC*	NA	ESC*	12 (170 psi))	NA	Compresor de gas combustible y carga a hornos

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 7 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	México	Refinería Cadereyta (Combinada #1)	Diésel	Incendio	Goteo de diésel en tuerca unión de la línea de sello	Bomba centrífuga	Reparación
2018	México	Refinería Salina Cruz (Destilación al Vacío II)	Gas Combustible	Flamazo	Cambio de válvula de salida	Quemaduras a trabajadores	Ninguna
2017	México	Refinería Cadereyta (Combinada #1)	Gas Combustible	Flamazo	Ajuste de condiciones de operación en el hogar	Quemaduras a trabajadores	Ninguna



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
					del calentador		
2017	México	Refinería Cadereyta (Primaria #1)	Residuo Atmosférico	Paro de planta	Problemas en las bombas de fondos	Bomba centrífuga	Reparación
2016	México	Refinería Salina cruz (Destilación al vacío II)	Gas combustible	Humo Intenso negro	Salida de humo intenso negro en la salida de la chimenea de los calentadores a fuego directo.	Paro de operación de la planta en forma segura	Ninguna
2015	México	Refinería Salina cruz (Destilación al vacío II)	Residuo atmosférico	Incendio	Fuga en la bomba VGA-7 de la planta de alto vacío II	Bomba centrífuga	Reparación
2014	México	Refinería Cadereyta (Combinada #1)	Residuo de Vacío	Fuera de Operación de la planta	Fuga en el sello de la bomba 153-P	Bomba centrífuga	Reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 8 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
1	DB-COMB-1-1 (A).	Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 100%).	√		√		GA-11001 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-COMB-1-1 (B).	Fuga de crudo en sellos mecánicos de la bomba GA-11001 A/B/C de alimentación de carga (fuga del 20%).	√		√		GA-11001 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-COMB-1-2 (A).	Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al límite de batería (fuga del 100%).	√		√		GA-11027 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-COMB-1-2 (B).	Fuga de Nafta ligera atmosférica producto en sellos mecánicos de la bomba GA-11027 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica al límite de batería (fuga del 20%).	√		√		GA-11027 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-COMB-1-3 (A).	Fuga de Nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-	√		√		GA-11009 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
		11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre (fuga del 100%).							
3	DB-COMB-1-3 (B).	Fuga de Nafta ligera atmosférica Reflujo en sellos mecánicos de bomba GA-11009 A/B del condensador FA-11006 de la torre de destilación atmosférica como reflujo a la torre (fuga del 20%).	✓		✓		GA-11009 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	DB-COMB-2- (A)	Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 100 %).	✓		✓	✓	GB-11001	Lista de verificación	Aire
4	DB-COMB-2 (B)	Fuga de mezcla de gas en sellos mecánicos del compresor GB-11001 por desgaste o condiciones de surge (fuga 20 %).	✓		✓	✓	GB-11001	Lista de verificación	Aire
5	DB-COMB-3-1	Explosión en el hogar del Calentador BA-11001 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación atmosférica				✓	BA-11001 A/B	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
6	DB-COMB-3-2	Explosión en el hogar del Calentador BA-11002 A/B (gas combustible) calentador de alimentación a la torre de destilación a vacío.				✓	BA-11002 A/B	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 9 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-COMB-1-1 (A).		√	934	Kg	Líquido		√				PHAST	118.04	11.38
1	DB-COMB-1-1 (B).		√	38	Kg	Líquido			√			PHAST	76.63	
2	DB-COMB-1-2 (A).		√	502	Kg	Líquido				√		PHAST	18.77	10.98
2	DB-COMB-1-2 (B).		√	20	Kg	Líquido					√	PHAST	3.77	
3	DB-COMB-1-3 (A).		√	410	Kg	Líquido				√		PHAST	17.14	20.74
3	DB-COMB-1-3 (B).		√	17	kg	Líquido					√	PHAST	3.42	
4	DB-COMB-2- (A)		√	1,419.4	Kg	Gas				√		PHAST	20.80	
4	DB-COMB-2 (B)		√	57	Kg	Gas					√	PHAST		
5	DB-COMB-3-1		√	400	Kg	Gas		√				PHAST		204.10
6	DB-COMB-3-2		√	400	kg	Gas		√				PHAST		204.10

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 10 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-COMB-1-1 (A).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
1	DB-COMB-1-1 (B).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-COMB-1-2 (A).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-COMB-1-2 (B).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-COMB-1-3 (A).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-COMB-1-3 (B).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-COMB-2- (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-COMB-2 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
5	DB-COMB-3-1			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 1 min.
6	DB-COMB-3-2			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 1 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

2. U-61000 Planta Hidrotratadora de Naftas No.1. (HDN).

Tabla IV. 11 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Carga fresca	ND	0.8 aprox.	1.99915 kg/seg	NA	NA	69.6 (990 psi)	NA	Sello de la bomba de carga
Vapor efluente del separador FA-61002	ND	ND	4.08905 kg/seg	NA	ESC*	53 (753.8 psi)	NA	Domo del tanque separador FA-61010
Hidrógeno de reciclo	1333-74-0	ND	0.492637 kg/seg	NA	NA	68.2 (970 psi)	NA	Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001
Gas combustible	ND	ND	6.66002 kg/seg	NA	ESC*	4.0 (56.9 psi)	NA	Hogar del calentador BA-61003

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 12 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	México	Refinería Salina Cruz (Estabilizador A#1)	Gasolina	Incendio (conato)	Fuga sello mecánico	Bomba centrífuga	Reparación
2018	México	Refinería Cadereyta (Combinada A#1)	Diesel	Incendio	Goteo de diesel en tuerca unión de la línea de sello	Bomba centrífuga	Reparación
2018	México	Refinería Cadereyta (Planta Coquizadora)	Gasóleo	Incendio	Fuga sello mecánico	Bomba centrífuga	Reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 13 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-HDN01-1 (A)	Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GA-61001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-HDN01-1 (B)	Fuga en sellos de bomba GA-61001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	✓		✓		GA-61001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-HDN01-2 (A)	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (100% del área).	✓		✓	✓	FA-61010	Lista de verificación	Aire
2	DB-HDN01-2 (B)	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-61002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-61010 (20% del área).	✓				FA-61010	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDN01-3 (A).	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GB-61001	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDN01-3 (B)	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-61001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).	✓		✓		GB-61001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
4	DB-HDN01-4	Explosión en el hogar del Calentador BA-61003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama				✓	BA-61003	Lista de verificación	Aire

Tabla IV.14 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-HDN01-1 (A)		√	1200	Kg	Líquido			√			PHAST	26.84	22.58
1	DB-HDN01-1 (B)		√	50	Kg	Líquido				√		PHAST	5.57	---
2	DB-HDN01-2 (A)		√	2454	Kg	Gas			√			PHAST	NA	56.30
2	DB-HDN01-2 (B)		√	99	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
3	DB-HDN01-3 (A).		√	295.6	Kg	Gas				√		PHAST	12.22	20.14
3	DB-HDN01-3 (B)		√	11.9	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
4	DB-HDN01-4		√	400	Kg	Gas			√			PHAST	---	204.10

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 15 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-HDN01-1 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-HDN01-1 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDN01-2 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDN01-2 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDN01-3 (A).	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDN01-3 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
4	DB-HDN01-4			1.5	F	√	√			Tiempo de fuga 1 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

2. U-62000 Planta Hidrotratadora de Naftas No.2. (HDN).

Tabla IV. 16 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Carga fresca	ND	0.8 aprox.	1.99915 kg/seg	NA	NA	69.6 (990 psi)	NA	Sello de la bomba de carga
Vapor efluente del separador FA-62002	ND	ND	4.08905 kg/seg	NA	ESC*	53 (753.8 psi)	NA	Domo del tanque separador FA-62010
Hidrógeno de reciclo	1333-74-0	ND	0.492637 kg/seg	NA	NA	68.2 (970 psi)	NA	Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001
Gas combustible	ND	ND	6.66002 kg/seg	NA	ESC*	4.0 Kg/cm ² (56.9 psi)	NA	Hogar del calentador BA-62003

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 17 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	México	Refinería Salina Cruz (Estabilizador A#1)	Gasolina	Incendio (conato)	Fuga sello mecánico	Bomba centrífuga	Reparación
2018	México	Refinería Cadereyta (Combina-da A#1)	Diesel	Incendio	Goteo de diesel en tuerca unión de la línea de sello	Bomba centrífuga	Reparación
2018	México	Refinería Cadereyta (Planta Coquizadora)	Gasóleo	Incendio	Fuga sello mecánico	Bomba centrífuga	Reparación

Tabla IV. 18 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-HDN02-1 (A)	Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GA-62001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-HDN02-1 (B)	Fuga en sellos de bomba GA-62001 A/B de alimentación a planta (fuga del 20%).	✓		✓		GA-62001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-HDN02-2 (A)	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (100% del área).	✓		✓	✓	FA-62010	Lista de verificación	Aire
2	DB-HDN02-2 (B)	Pérdida de sello líquido en el tanque	✓				FA-62010	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
		separador FA-62002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-62010 (20% del área).							
3	DB-HDN02-3 (A).	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GB-62001	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDN02-3 (B)	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de reciclo GB-62001 por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%)	✓		✓		GB-62001	Lista de verificación	Aire
4	DB-HDN02-4	Explosión en el hogar del Calentador BA-62003 de la torre rectificadora, por pérdida de flama				✓	BA-62003	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 19 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-HDN02-1 (A)		√	1200	Kg	Líquido			√			PHAST	26.84	22.58
1	DB-HDN02-1 (B)		√	50	Kg	Líquido				√		PHAST	5.57	---
2	DB-HDN02-2 (A)		√	2454	Kg	Gas			√			PHAST	NA	56.30
2	DB-HDN02-2 (B)		√	99	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
3	DB-HDN02-3 (A).		√	295.6	Kg	Gas				√		PHAST	12.22	20.14
3	DB-HDN02-3 (B)		√	11.9	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
4	DB-HDN02-4		√	400	Kg	Gas			√			PHAST	---	204.10

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 20 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-HDN02-1 (A)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-HDN02-1 (B)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDN02-2 (A)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDN02-2 (B)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDN02-3 (A).	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDN02-3 (B)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
4	DB-HDN02-4			1.5	F	✓	✓			Tiempo de fuga 1 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

3. U-72000 Planta Isomerizadora de Pentanos y Hexanos. PNx.

Tabla IV. 21 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Hidrocarburo seco	NA	0.629 aprox.	0.7968 Kg/s	NA	NA	13 (184.86 psi)	NA	Sello de la Bomba
Mezcla de Isobutano	NA	0.538 aprox.	0.7705 Kg/s	NA	NA	14.4 (204.77 psi)	NA	Sello de la Bomba
Mezcla de Hidrógeno	NA	0.0017 Aprox.	0.1633 Kg/s	NA	NA	21.6 (307.15 psi)	NA	Sello de Compresor

Tabla IV. 22 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2016	Nuevo León, México	Planta Isomerizadora de Pentanos	Producto Ligero	Incendio (contacto)	Liberación de producto ligero durante trabajos de mantenimiento	Bomba GA-307	Reparación

Tabla IV. 23 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PNX-1 (A)	Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 100%).	√	---	√	---	GA-72001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-PNX-1 (B)	Fuga de hidrocarburo seco en sellos mecánicos de la	√	---	√	---	GA-72001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
		bomba GA-72001 A/B que succionan del tanque FA-72005 (fuga del 20%).							
2	DB-PNX-2 (A)	Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 100%).	√	---	√	---	GA-72002 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-PNX-2 (B)	Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-72002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-72001 (fuga del 20%).	√	---	√	---	GA-72002 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-PNX-3 (A)	Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 100%).	√	---	√	---	BC-72001 A/B	Lista de verificación	Aire
3	DB-PNX-3 (B)	Fuga de mezcla de hidrógeno en sellos mecánicos del compresor recíprocante BC-72001 A/B por desgaste o condiciones de surge (fuga del 20%).	√	---	√	---	BC-72001 A/B	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 24 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
							C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad								Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PNX-1 (A)		√	478.11	kg	Líquido					√	PHAST	18.39	---
1	DB-PNX-1 (B)		√	19.30	kg	Líquido					√	PHAST	3.75	---
2	DB-PNX-2 (A)		√	462.31	kg	Líquido					√	PHAST	17.33	---
2	DB-PNX-2 (B)		√	18.49	kg	Líquido					√	PHAST	3.38	---
3	DB-PNX-3 (A)		√	97.98	kg	Vapor					√	PHAST	7.02	---
3	DB-PNX-3 (B)		√	3.91	kg	Vapor					√	PHAST	NA	---

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 25 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PNX-1 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
1	DB-PNX-1 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PNX-2 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PNX-2 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-PNX-3 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-PNX-3 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

4. U-71000 Planta Reformadora de Naftas. REF.

Tabla IV. 26 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Nafta	NA	0.79	99.50	NA	20.32	34.64 (493 psi)	NA	Bomba GA-71001 A/B en fondos de FA-71001.
Nafta	NA	0.75	128.25	NA	20.32	15.19 (216 psi)	NA	Bomba GA-71002 A/B en fondos de FA-71003.
Gas Neto	NA	0.01	3792.72	NA	50.8	13.80 (196.28 psi)	NA	Separador FA-71003 a compresor GB-71002.
Gas Neto	NA	0.01	2058.81	NA	30.48	32.59 (463.54 psi)	NA	Compresor GB-71002 a aerorefrigerador EC-71003.
Gas Combustible	NA	ND.	4.7383 kg/s	NA	10.16	4.0 (57 psi)	NA	Suministro de Gas a Flama del Calentador BA-71001.

ND.- No disponible, NA.- No aplica

Tabla IV. 27 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
Incidentes Mayores							
2018	México	Refinería Tula (Reformadora de Naftas U-500 I)	ND	Sale de operación el equipo	Daño en tubería de radiación	Calentador BA-501	Reparación
2018	México	Refinería Salina Cruz (Reformadora de Naftas U-500 II)	ND	Sale de operación el equipo	Daño en tubos del EA-502 A/B	Cambiador de calor EA-502 A/B	Reparación
2016	México	Refinería Salina Cruz (Reformadora de Naftas U-500 II)	ND	Sale de operación el equipo	Vibración en Compresor GB-501	Turbocompresor centrífugo GB-501	Reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2016	México	Refinería Salina Cruz (Reformadora de Naftas U-500 II)	Hidrógeno	Sale de operación el equipo	Falla en sellos del Compresor GB-502 R	Compresor recíprocante GB-502 R	Reparación
2016	México	Refinería Salina Cruz (Reformadora de Naftas U-500 II)	ND	Sale de operación el equipo	Sobrecarga de corriente del Compresor GB-502 R	Compresor recíprocante GB-502 R	Reparación
2015	México	Refinería de Minatitlán (Reformadora de Naftas BTX)	ND	Incendio	Fuga en Intercambiadores de calor E-2101 A/H	Cambiador E-2101 H	Reparación
2014	México	Refinería de Minatitlán (Reformadora de Naftas BTX)	ND	Sale de operación el equipo	Fuga por poro en soldadura de boquilla del Reactor V-2103	Reactor V-2103	Reparación
Incidentes moderados							
2017	México	Refinería Cadereyta (Reformadora de Naftas U-500-I)	Gas Combustible	Fuego Incipiente	Fuga en línea del quemador 6 de la celda "A".	Calentador BA-501-A	Reparación
2017	México	Refinería Cadereyta (Reformadora de Naftas U-500-I)	ND	Fuego Incipiente	Fuga en línea de entrada al Reactor DC-501 A.	Reactor DC-501 A	Reparación
2016	México	Refinería Cadereyta (Reformadora de Naftas U-500-I)	Hidrógeno	Incendio Incipiente	Purga en succión del compresor GB-501.	Compresor de Hidrógeno de recirculación GB-501	Reparación
2014	México	Refinería Cadereyta (Reformadora de Naftas U-500-I)	Gasolina	Sale de operación el equipo	Fuga de gasolina por tapa de filtro FG-501B	Filtro FG-501B	Reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 28 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-CCR-1 (A)	Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga al 100%).	✓	---	✓	✓	GA-71001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-CCR-1 (B)	Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71001A/B del separador de FA-71001 (Fuga al 20%).	✓	---	✓	---	GA-71001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-CCR-2 (A)	Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga al 100%).	✓	---	✓	---	GA-71002 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-CCR-2 (B)	Fuga de nafta por deterioro en sellos mecánicos de la bomba GA-71002 A/B del separador de FA-71003 (Fuga al 20%).	✓	---	✓	---	GA-71002 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-CCR-3 (A)	Fuga en descarga de vapores del separador FA-71003 por pérdida de sello líquido en el separador FA-71004 (Fuga al 100%).	✓	---	✓	✓	FA-71003	Lista de verificación	Aire
3	DB-CCR-3 (B)	Fuga en descarga de vapores del separador FA-71003 por pérdida de sello líquido en	✓	---	✓	---	FA-71003	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
		el separador FA-71004 (Fuga al 20%).							
4	DB-CCR-4 (A)	Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga al 100%).	✓	---	✓	---	GB-71002	Lista de verificación	Aire
4	DB-CCR-4 (B)	Fuga en sellos del Compresor de Gas Neto GB-71002 por desgaste o condiciones de surge (Fuga al 20%).	✓	---	✓	---	GB-71002	Lista de verificación	Aire
5	DB-CCR-5	Explosión en el hogar del Calentador de aire BA-71001 por pérdida de flama.	✓	---	✓	✓	BA-71001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 29 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-CCR-1 (A)	---	√	826	Kg	Líquido					√	PHAST	23.20	20.38
1	DB-CCR-1 (B)	---	√	33.9	Kg	Líquido					√	PHAST	4.71	---
2	DB-CCR-2 (A)	---	√	554	Kg	Líquido					√	PHAST	19.61	---
2	DB-CCR-2 (B)	---	√	22	Kg	Líquido					√	PHAST	5.47	---
3	DB-CCR-3 (A)	---	√	12376	Kg	Gas					√	PHAST	54.24	61.59
3	DB-CCR-3 (B)	---	√	491.10	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
4	DB-CCR-4 (A)	---	√	540.95	Kg	Gas					√	PHAST	12.54	---
4	DB-CCR-4 (B)	---	√	21.66	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
5	DB-CCR-5	---	√	284	kg	Gas			√			PHAST	---	200.77

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 30 Criterios utilizados



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-CCR-1 (A)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
1	DB-CCR-1 (B)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-CCR-2 (A)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-CCR-2 (B)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-CCR-3 (A)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-CCR-3 (B)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-CCR-4 (A)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-CCR-4 (B)	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
5	DB-CCR-5	---	---	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 1 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

5. U-51000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 1. (HDDI).

Tabla IV. 31 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Carga	ND	0.793	2.46427 kg/seg	NA	NA	99.2 (1411 psi)	NA	Sello de la bomba de carga GA-51001 A/B
Vapor efluente del separador FA-51002	ND	0.012	22.2469 kg/seg	NA	NA	72.1 (1025.5 psi)	NA	Domo del tanque separador FA-51008
Hidrógeno de recirculación	ND	0.00792	0.511707 kg/seg	NA	NA	96 (1365.4 psi)	NA	Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001
Gas combustible	ND	ND	6.66002 kg/seg	NA	ESC*	4.0 Kg/cm ² (56.9 psi)	NA	Hogar del calentador de carga BA-51001

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 32 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2014	México	Ref. Minatitlán (Hidrodesulfuradora de diésel)	Gas combustible	Explosión	Proceso de arranque de la unidad hidrodesulfuradora de destilados intermedios	Calentador H-24001	ND
2016	México	Refinería Salina Cruz (Hidrodesulfuradora Dest. Int.)	Diesel desulfurado	Sacar de operación la unidad	Falla en sello mecánico	Bomba Centrifuga	Reparación
2016	México	Refinería Cadereyta (Hidrodesulfuradora Dest. Int.)	Hidrógeno	Incendio	Fuga en brida de salida del segundo lecho mecánico	Reactor DC-3701	Reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 33 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-HDDI01-1 (A)	Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GA-51001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-HDDI01-1 (B)	Fuga en sellos de la bomba de carga GA-51001 A/B (fuga del 20%).	✓		✓		GA-51001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-HDDI01-2 (A)	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (100% del área).	✓		✓	✓	FA-51008	Lista de verificación	Aire
2	DB-HDDI01-2 (B)	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-51002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-51008 (20% del área).	✓		✓		FA-51008	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDDI01-3 (A)	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	✓		✓	✓	GB-51001	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDDI01-3 (B)	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-51001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).	✓		✓		GB-51001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
4	DB-HDDI01-4	Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-51001 por pérdida de flama.				✓	BA-51001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 34 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-HDDI01-1 (A)		√	1479	Kg	Líquido			√			PHAST	22.55	13.51
1	DB-HDDI01-1 (B)		√	60	Kg	Líquido				√		PHAST	5.95	---
2	DB-HDDI01-2 (A)		√	13348.2	Kg	Gas			√			PHAST	55.96	61.73
2	DB-HDDI01-2 (B)		√	533.6	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
3	DB-HDDI01-3 (A)		√	306.9	Kg	Gas				√		PHAST	12.32	20.10
3	DB-HDDI01-3 (B)		√	12.3	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
4	DB-HDDI01-4		√	400	Kg	Gas			√			PHAST	---	204.10

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 35 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-HDDI01-1 (A)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-HDDI01-1 (B)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDDI01-2 (A)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDDI01-2 (B)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDDI01-3 (A)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDDI01-3 (B)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
4	DB-HDDI01-4			1.5	F	✓	✓			Tiempo de fuga 1 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

5. U-52000 Planta Hidrotratadora de Diesel No. 2. (HDDI).

Tabla IV. 36 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Carga	ND	0.793	2.46427 kg/seg	NA	NA	99.2 (1411 psi)	NA	Sello de la bomba de carga GA-52001 A/B
Vapor efluente del separador FA-52002	ND	0.012	22.2469 kg/seg	NA	NA	72.1 (1025.5 psi)	NA	Domo del tanque separador FA-52008
Hidrógeno de recirculación	ND	0.00792	0.511707 kg/seg	NA	NA	96 (1365.4 psi)	NA	Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001
Gas combustible	ND	ND	6.66002 kg/seg	NA	ESC*	4.0 Kg/cm ² (56.9 psi)	NA	Hogar del calentador de carga BA-52001

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 37 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2014	México	Ref. Minatitlán (Hidrodesulfuradora de diésel)	Gas combustible	Explosión	Proceso de arranque de la unidad hidrodessulfuradora de destilados intermedios	Calentador H-24001	ND
2016	México	Refinería Salina Cruz (Hidrodessulfuradora Dest. Int.)	Diesel desulfurado	Sacar de operación la unidad	Falla en sello mecánico	Bomba Centrifuga	Reparación
2016	México	Refinería Cadereyta (Hidrodessulfuradora Dest. Int.)	Hidrógeno	Incendio	Fuga en brida de salida del segundo lecho mecánico	Reactor DC-3701	Reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 38 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
1	DB-HDDI02-1 (A)	Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GA-52001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-HDDI02-1 (B)	Fuga en sellos de la bomba de carga GA-52001 A/B (fuga del 20%).	✓		✓		GA-52001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-HDDI02-2 (A)	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (100% del área).	✓		✓	✓	FA-52008	Lista de verificación	Aire
2	DB-HDDI02-2 (B)	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-52002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-52008 (20% del área).	✓		✓		FA-52008	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDDI02-3 (A)	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	✓		✓	✓	GB-52001	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDDI02-3 (B)	Falla en sellos del Compresor de hidrógeno de recirculación GB-52001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).	✓		✓		GB-52001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
4	DB-HDDI02-4	Explosión en el hogar del Calentador de carga BA-52001 por pérdida de flama.				✓	BA-52001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 39 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-HDDI02-1 (A)		√	1479	Kg	Líquido			√			PHAST	22.55	13.51
1	DB-HDDI02-1 (B)		√	60	Kg	Líquido				√		PHAST	5.95	---
2	DB-HDDI02-2 (A)		√	13348.2	Kg	Gas			√			PHAST	55.96	61.73
2	DB-HDDI02-2 (B)		√	533.6	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
3	DB-HDDI02-3 (A)		√	306.9	Kg	Gas				√		PHAST	12.32	20.10
3	DB-HDDI02-3 (B)		√	12.3	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
4	DB-HDDI02-4		√	400	Kg	Gas			√			PHAST	---	204.10

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 40 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-HDDI02-1 (A)			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-HDDI02-1 (B)			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDDI02-2 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDDI02-2 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDDI02-3 (A)			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDDI02-3 (B)			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
4	DB-HDDI02-4			1.5	F	√	√			Tiempo de fuga 1 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

6. U-41000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 1. (HDTGO).

Tabla IV. 41 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Carga	ND	0.87	2.89215 kg/seg	NA	NA	130.5 (1856 psi)	NA	Sello de la bomba de alimentación GA-41001 A/B
Fondos de la torre DS-40001	ND	0.73	1.0081 kg/seg	NA	NA	17.6 (250.3 psi)	NA	Sello de la bomba GA-4004 A/B
Vapor caliente FA-41002	ND	0.012	22.7766 kg/seg	NA	NA	115.8 (1647 psi)	NA	Tanque separador FA-41002 hacia el FA-41006
Hidrógeno de recirculación	ND	0.014	1.44447 kg/seg	NA	NA	136.5 (1941.5 psi)	NA	Sellos del compresor de recirculación GB-41001
Gas combustible	ND	ND	6.66002 kg/seg	NA	NA	4.0 (56.9 psi)	NA	Calentador de la torre fraccionadora BA-40001

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 42 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2014	México	Ref. Minatitlán (Hidrosulfuradora de diésel)	Gas combustible	Explosión	Proceso de arranque de la unidad hidrosulfuradora de destilado intermedios	Calentador H-24001	ND
2015	México	Ref. Minatitlán (Hidrosulfuradora de gasóleos)	---	Intoxicación	Actividades dentro del reactor R-11002	Desvanecimiento y caída de dos trabajadores	ND
2014	México	Ref. Minatitlán (Hidrosulfuradora de gasóleos)	---	Disparo del compresor	Por variación del sistema de velocidad	Paro de la planta	ND



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 43 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-HDTGO 01-1 (A).	Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 100%).	✓		✓		GA-41001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-HDTGO 01-1 (B).	Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-41001 A/B (fuga del 20%).			✓		GA-41001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-HDTGO 01-2 (A).	Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 100%).	✓		✓		GA-40004 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-HDTGO 01-2 (B).	Fuga en sellos de la bomba GA-40004 A/B de fondos de la torre DS-40001 (fuga del 20%).	✓		✓		GA-40004 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-HDTGO 01-3 (A).	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (100% del área).	✓		✓	✓	FA-41006	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDTGO 01-3 (B).	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-41002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-41006 (20% del área).	✓			✓	FA-41006	Lista de verificación	Aire
4	DB-HDTGO 01-4 (A).	Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de	✓		✓	✓	GB-41001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
		surge (100% del área).							
4	DB-HDTGO 01-4 (B).	Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-41001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).	✓		✓		GB-41001	Lista de verificación	Aire
5	DB-HDTGO -5.	Explosión en el hogar del Calentador de la torre fraccionadora BA-40001, por pérdida de flama.				✓	BA-40001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 44 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-HDTGO 01-1 (A).		√	1736	Kg	Líquido			√			PHAST	22.76	---
1	DB-HDTGO 01-1 (B).		√	70	Kg	Líquido				√		PHAST	5.53	---
2	DB-HDTGO 01-2 (A).		√	601	Kg	Líquido			√			PHAST	16.22	---
2	DB-HDTGO 01-2 (B).		√	24	Kg	Líquido					√	PHAST	NA	---
3	DB-HDTGO 01-3 (A).		√	13666	Kg	Gas		√				PHAST	62.17	103.54
3	DB-HDTGO 01-3 (B).		√	547	Kg	Gas			√			PHAST	---	16.85
4	DB-HDTGO 01-4 (A).		√	865.512	Kg	Gas			√			PHAST	18.40	23.05
4	DB-HDTGO 01-4 (B).		√	35	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---
5	DB-HDTGO -5.		√	400	Kg	Gas			√			PHAST	---	204.1

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 45 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-HDTGO01-1 (A).			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-HDTGO01-1 (B).			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDTGO01-2 (A).			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDTGO01-2 (B).			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDTGO01-3 (A).	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDTGO01-3 (B).	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
4	DB-HDTGO01-4 (A).			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
4	DB-HDTGO01-4 (B).			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min
5	DB-HDTGO-5.			1.5	F	✓	✓			Tiempo de fuga 1 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

6. U-42000/U-40000 Planta Hidrotratadora de Gasóleos No. 2. (HDTGO).

Tabla IV. 46 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Carga	ND	0.87	2.89215 kg/seg	NA	NA	130.5 (1856 psi)	NA	Sello de la bomba de alimentación GA-42001 A/B
Vapor caliente FA-42002	ND	0.012	22.7766 kg/seg	NA	NA	115.8 (1647 psi)	NA	Tanque separador FA-42002 hacia el FA-42006
Hidrógeno de recirculación	ND	0.014	1.44447 kg/seg	NA	NA	136.5 (1941.5 psi)	NA	Sellos del compresor de recirculación GB-42001

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 47 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2015	México	Ref. Minatitlán (Hidrosulfuradora de gasóleos)	---	Intoxicación	Actividades dentro del reactor R-11002	Desvanecimiento y caída de dos trabajadores	ND
2014	México	Ref. Minatitlán (Hidrosulfuradora de gasóleos)	---	Disparo del compresor	Por variación del sistema de velocidad	Paro de la planta	ND



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 48 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-HDTGO 02-1 (A).	Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 100%).	√		√		GA-42001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-HDTGO 02-1 (B).	Fuga en sellos de la bomba de alimentación GA-42001 A/B (fuga del 20%).			√		GA-42001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-HDTGO 02-2 (A).	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (100% del área).	√		√	√	FA-42006	Lista de verificación	Aire
2	DB-HDTGO 02-2 (B).	Pérdida de sello líquido en el tanque separador FA-42002 con daño en línea de salida del domo del tanque separador FA-42006 (20% del área).	√			√	FA-42006	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDTGO 02-3 (A).	Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (100% del área).	√		√	√	GB-42001	Lista de verificación	Aire
3	DB-HDTGO 02-3 (B).	Falla en sellos del Compresor de recirculación GB-42001 por desgaste o condiciones de surge (20% del área).	√		√		GB-42001	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 49 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-HDTGO 02-1 (A).		√	1736	Kg	Líquido			√			PHAST	22.76	---
1	DB-HDTGO 02-1 (B).		√	70	Kg	Líquido				√		PHAST	5.53	---
2	DB-HDTGO 02-2 (A).		√	13666	Kg	Gas		√				PHAST	62.17	103.54
2	DB-HDTGO 02-2 (B).		√	547	Kg	Gas			√			PHAST	---	16.85
3	DB-HDTGO 02-3 (A).		√	865.512	Kg	Gas			√			PHAST	18.40	23.05
3	DB-HDTGO 02-3 (B).		√	35	Kg	Gas					√	PHAST	NA	---

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 50 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-HDTGO02-1 (A).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-HDTGO02-1 (B).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDTGO02-2 (A).	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-HDTGO02-2 (B).	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDTGO02-3 (A).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-HDTGO02-3 (B).			1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

7. U-21000 Planta de Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.

Tabla IV. 51 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
LPG	68476-85-7	0.54	ESC*	NA	ESC*	-	NA	Entrada de la unidad regeneradora continua de catalizador
Propano	74-98-6	1.56	ESC*	NA	ESC*	17.0	NA	Salida a tanque de almacenamiento
Propileno	115-07-1	1.5	ESC*	NA	ESC*	18.0	NA	Salida a tanque de almacenamiento
Butano	106-97-8	0.6	ESC*	NA	ESC*	18.3	NA	Salida a unidad de hidrogenación

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 52 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	México	Refinería Salina Cruz (Planta FCC 1)		Salida de operación de la planta	Disparo de la bomba de lubricación 30 JA(T)	Bomba centrífuga 30-JA/T	ND
2018	México	Refinería Salina Cruz (Planta FCC 1)		Pérdida de Catalizador	Atoramiento en la válvula PV-1 del reactor 1D	Reactor I-D FCC I	ND
2016	México	Refinería Salina Cruz (Planta FCC 1)		Salida de operación de la planta	Problemas de circulación de catalizador en el convertidor 1-D.	Reactor I-D FCC I	ND



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2015	Estados Unidos, California	Refinería ExxonMobil Torrance	Hidrocarburos	Explosión en el precipitador electrostático	Fuga entre bridas hacia el precipitador electrostático (Incorrecto aislamiento del equipo en la etapa de mantenimiento)	Precipitador electrostático (SPE), reactor, regenerador, separador de catalizador	Revisión de salvaguardas y de los procedimientos en la acción de un paro que lleve a la planta a un estado seguro



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 53 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-FCC-1A	Fuga en sellos de bomba GA-21403 A/B de fondos de columna separadora C3 (Propano).	✓		✓		GA-21403 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-FCC-1B	Fuga en sellos de bomba GA-21404 A/B de destilado de columna separadora C3 (Propileno).	✓		✓		GA-21404 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-FCC-2	Fuga en sellos de compresor GB-21201 que comprime Gas Húmedo.	✓		✓	✓	GB-21201	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	DB-FCC-3	Explosión en el Separador electrostático SPE-21013 por cierre no hermético de la válvula lateral de catalizador con coque.	✓			✓	SPE-21013	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 54 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-FCC-1 A 100%		√	478	kg	Líquido				√		PHAST	26.77	---
1	DB-FCC-1 A 20%		√	19.5	kg	Líquido				√		PHAST	5.63	---
2	DB-FCC-1B 100%		√	590	kg	Líquido				√		PHAST	29.46	---
2	DB-FCC-1B 20%		√	24	kg	Líquido				√		PHAST	6.24	---
3	DB-FCC-2 100%		√	937.5	kg	Gas				√		PHAST	22.10	22.49
3	DB-FCC-2 20%		√	187.5	kg	Gas				√		PHAST	8.93	---
4	DB-FCC-3		√	521	kg	Gas			√			PHAST	---	440.2

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 55 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-FCC-1 A 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
1	DB-FCC-1 A 20%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-FCC-1B 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-FCC-1B 20%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-FCC-2 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-FCC-2 20%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-FCC-3	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 5 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

8. U-81000 Planta de Recuperación de Azufre. PARA.

Tabla IV. 56 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/s)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Gas Ácido	7783-06-04 124-38-9 1333-74-0 74-82-8 74-84-0 74-98-6	1.419	0.070469 kg/s	N.A.	0.1905	0.65	NA	Válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (Fuga del 100%).
			0.0028187 8 kg/s	N.A.	0.0381	0.65	N.A.	Válvula de venteo de ¾" Válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (Fuga del 20%)
Gas ácido	7783-06-04 7446-09-5 7704-34-9 463-58-1 630-08-0 1333-74-0 124-38-9 7727-37-9 24356-66-9	0.844	0.050286 9 kg/s	N.A.	0.1905	0.46	N.A.	Válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (Fuga del 100%)
			0.0201148 kg/s	N.A.	0.0381	0.46	N.A.	Válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (Fuga del 20%).
Gas Combustible	74-82-8 74-84-0 74-98-6 106-97-8 109-66-0 630-08-0 1333-74-0 7727-37-9	N.A.	0.502869 kg/s	N.A.	0.3175	4.5	N.A.	Línea de gas combustible de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico (Fuga del 100%)
			0.0201148 kg/s	N.A.	0.0635	4.5	N.A.	Línea de gas combustible de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico (Fuga del 20%)

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 57 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2017	Salina Cruz Oaxaca	Planta de Azufre #1 la Refinería Antonio Dovalí Jaime	Dióxido de azufre. Ácido Sulfhídrico Óxidos de Nitrógeno	Paro de Planta de Azufre # 1	Falla del control de nivel de la Caldereta CB-1601, actuando el Interlock de protecciones	Atmósfera de manera puntual	La carga que no se procesa en la planta de Azufre # 1, es absorbida por las otras plantas de azufre. Se repara el Control de Nivel de CB-1601.

Tabla IV. 58 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PARA-1(A)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (Fuga del 100%)	✓		✓	✓	Válvula de muestreo de ¾" en línea de alimentación a QE-81001	Lista de verificación	Aire
1	DB-PARA-1(B)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-81001 (Fuga del 20%)	✓		✓		Válvula de muestreo de ¾" en línea de alimentación a QE-81001	Lista de verificación	Aire
2	DB-PARA-2(A)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (Fuga del 100%)	✓		✓		Válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
							EA-81003		
2	DB-PARA-2(B)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003 (Fuga del 20%)	✓		✓		Válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-81003	Lista de verificación	Aire
3	DB-PARA-3(A)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico (Fuga del 100%)	✓		✓		Línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico	Lista de verificación	Aire
3	DB-PARA-3(B)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico (Fuga del 20%)	✓		✓		Línea de alimentación al quemador HI-81001 del Oxidador térmico	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 59 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PARA-1(A)		√	42.28	kg	Gas		√				PHAST	--	14.45
1	DB-PARA-1(B)		√	1.69	kg	Gas			√			PHAST	--	--
2	DB-PARA-2(A)		√	30.56	kg	Gas			√			PHAST	--	--
2	DB-PARA-2(B)		√	1.21	kg	Gas					√	PHAST	--	--
3	DB-PARA-3(A)		√	30.17	kg	Gas					√	PHAST	--	--
3	DB-PARA-3(B)		√	1.21	kg	Gas					√	PHAST	--	--

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 60 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PARA-1(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga de 10 min
1	DB-PARA-1(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga de 10 min
2	DB-PARA-2(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga de 10 min
2	DB-PARA-2(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga de 10 min
3	DB-PARA-3(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga de 1 minuto
3	DB-PARA-3(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga de 1 minuto

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.

N.A. No alcanzado



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

8. U-82000 Planta de Recuperación de Azufre. PARA.

Tabla IV. 61 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/s)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Gas Ácido	7783-06-04 124-38-9 1333-74-0 74-82-8 74-84-0 74-98-6	1.419	0.070469 kg/s	N.A.	0.1905	0.65	NA	Válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (Fuga del 100%)
			0.0028187 8 kg/s	N.A.	0.0381	.65	N.A.	Válvula de venteo de ¾" Válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (Fuga del 20%)
Gas ácido	7783-06-04 7446-09-5 7704-34-9 463-58-1 630-08-0 1333-74-0 124-38-9 7727-37-9 24356-66-9	0.844	0.050286 9 kg/s	N.A.	0.1905	0.46	N.A.	Válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (Fuga del 100%)
			0.0201148 kg/s	N.A.	0.0381	0.46	N.A.	Válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (Fuga del 20%)
Gas Combustible	74-82-8 74-84-0 74-98-6 106-97-8 109-66-0 630-08-0 1333-74-0 7727-37-9	N.A.	0.502869 kg/s	N.A.	0.3175	4.5	N.A.	Línea de alimentación de gas combustible al quemador HI-82001 del Oxidador térmico (Fuga del 100%)
			0.0201148 kg/s	N.A.	0.0635	4.5	N.A.	Línea de alimentación de gas combustible al quemador HI-82001 del Oxidador térmico (Fuga del 20%)



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 62 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2017	Salina Cruz Oaxaca	Planta de Azufre #1 de Refinería Antonio Dovali Jaime	Dióxido de azufre. Ácido Sulfhídrico. Óxidos de Nitrogeno	Paro de Planta de Azufre # 1	Falla del control de nivel de la Caldereta CB-1601, actuando el Interlock de protecciones	Atmósfera de manera puntual	La carga que no se procesa en la planta de Azufre # 1, es absorbida por las otras plantas de azufre. Se repara el Control de Nivel de CB-1601.

Tabla IV. 63 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PARA2-1(A)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (Fuga del 100%)	✓		✓	✓	Válvula de muestreo de ¾" en línea de alimentación a QE-82001	Lista de verificación	Aire
1	DB-PARA2-1(B)	Fuga de gas ácido en la válvula de toma de muestra de ¾" en la línea de alimentación de 24" al quemador QE-82001 (Fuga del 20%)	✓		✓		Válvula de muestreo de ¾" en línea de alimentación a QE-82001	Lista de verificación	Aire
2	DB-PARA2-2(A)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (Fuga del 100%)	✓		✓		válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
							EA-82003		
2	DB-PARA2-2(B)	Fuga de gas ácido por incendio en la válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003 (Fuga del 20%)	✓		✓		válvula de venteo en la línea de salida del condensador de azufre térmico EA-82003	Lista de verificación	Aire
3	DB-PARA2-3(A)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador térmico (Fuga del 100%)	✓		✓		Línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador térmico	Lista de verificación	Aire
3	DB-PARA2-3(B)	Fuga de gas combustible en la línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador térmico (Fuga del 20%)	✓		✓		Línea de alimentación al quemador HI-82001 del Oxidador térmico	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 64 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PARA2-1(A)		√	42.28	kg	Gas		√				PHAST	--	14.45
1	DB-PARA2-1(B)		√	1.69	kg	Gas			√			PHAST	--	--
2	DB-PARA2-2(A)		√	30.56	kg	Gas			√			PHAST	--	--
2	DB-PARA2-2(B)		√	1.21	kg	Gas					√	PHAST	--	--
3	DB-PARA2-3(A)		√	30.27	kg	Gas					√	PHAST	--	--
3	DB-PARA2-3(B)		√	1.21	kg	Gas					√	PHAST	--	--

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 65 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PARA2-1(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-PARA2-1(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-PARA2-2(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-PARA2-2(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-PARA2-3(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 1 min
3	DB-PARA2-3(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 1 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.

N.A. No alcanzado



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

9. U-87100/U-87200 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas. PAA.

Tabla IV. 66 Sustancias involucradas.

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Agua Amarga Fenólica	ND	0.81 aprox.	9.72	NA	NA	6.6 (93.87 psi)	NA	Sello de la Bomba de Reflujo
Agua Amarga Fenólica	ND	0.99 aprox.	45.83	NA	NA	7.8 (110.9 psi)	NA	Sello de la Bomba de Alimentación de Agua Amarga Fenólica

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 67 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	México	Ref. Salina Cruz	Gas tratado	Fuga	--	Torre absorbedora	Reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 68 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PAA-1A	Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 20%).	✓				GA-87103 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PAA-1B	Fuga de 0.25"Ø en las bombas GA-87103 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87102. (fuga del 100%).	✓				GA-87103 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-PAA-1C	Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87502 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 20%).	✓		✓		GA-87502 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PAA-1D	Fuga de 0.25"Ø en las bombas GA-87502 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga fenólica FB-87501/87502. (fuga del 100%).	✓		✓		GA-87502 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 69 Estimación de consecuencias.

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PAA-1A		√	0.0013278	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
	DB-PAA-1B		√	0.0331948	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
2	DB-PAA-1C		√	0.0299171	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
	DB-PAA-1D		√	0.747927	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 70 Criterios utilizados.

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PAA-1A	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PAA-1B	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PAA-1C	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PAA-1D	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

10. U-87300/U-87400 Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas. PAA.

Tabla IV. 71 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Agua Amarga No Fenólica	ND	0.8 aprox.	4.17	NA	NA	5.8 (82.5 psi)	NA	Sello de la Bomba de Reflujo
Agua Amarga No Fenólica	ND	0.93 aprox.	25.93	NA	NA	8.1 (115.21 psi)	NA	Sello de la Bomba de Alimentación de Agua Amarga No Fenólica.

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 72 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	México	Refinería Salina Cruz	Gas tratado	Fuga	--	Torre absorbedora	Reparación

Tabla IV. 73 identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PAA-2A	Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302. (fuga del 20%).	✓				GA-87303 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PAA-2B	Fuga de 0.25"Ø en las bombas GA-87303 A/B de salida de líquido del acumulador de reflujo FA-87302 (fuga del 100%).	✓				GA-87303 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-PAA-2C	Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504 (fuga del 20%).	✓				GA-87506 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PAA-2D	Fuga de 0.25"Ø en las bombas GA-87506 A/B/C de salida de líquido del tanque de agua amarga no fenólica FB-87503/87504 (fuga del 100%).	✓				GA-87506 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 74 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PAA-2A		√	0.00122006	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
	DB-PAA-2B		√	0.0305015	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
2	DB-PAA-2C		√	0.0338446	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
	DB-PAA-2D		√	0.846115	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 75 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PAA-2A	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PAA-2B	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PAA-2C	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PAA-2D	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

11. U-88100/U-88200 Planta de Regeneración de Amina sin CO₂. URA.

Tabla IV. 76 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Amina sin CO ₂	ND	0.00103 aprox.	94.36	NA	NA	10.76 (153 psi)	NA	Sello de la Bomba de Amina Rica

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 77 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2004	México	Refinería Miguel Hidalgo Unidad 600 Sector 8 (Sección de regeneración de amina)	Gas ácido	Fuga de gas ácido	Fuga en la torre regeneradora	Muerte de dos trabajadores y dos lesionados	Acciones correctivas

Tabla IV. 78 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-URA-1A	Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO2) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 100%).	✓		✓		GA-88101 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-URA-1B	Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88101 A/B (amina rica sin CO2) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88101 (Tren 1 y 2). (fuga del 20%).	✓		✓		GA-88101 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 79 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-URA-1A		√	0.961409	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	25.75	---
	DB-URA-1B		√	0.0384563	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	7.32	---

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 80 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-URA-1A	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-URA-1B	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminutamente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

12. U-88300/U-88400 Planta de Regeneración de Amina con CO₂. URA.

Tabla IV. 81 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Amina con CO ₂	ND	0.00104 aprox.	98.89	NA	NA	11.31 (160.9 psi)	NA	Sello de la Bomba de Amina Rica

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 82 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2004	México	Refinería Miguel Hidalgo Unidad 600 Sector 8 (Sección de regeneración de amina)	Gas ácido	Fuga de gas ácido	Fuga en la torre regeneradora	Muerte de dos trabajadores y dos lesionados	Acciones correctivas



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 83 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-URA-2(A)	Fuga de 0.25"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 100%).	✓		✓		GA-88301 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-URA-2(B)	Fuga de 0.05"Ø en sellos de las bombas GA-88301 A/B (amina rica con CO ₂) de salida de líquido del separador de amina rica FA-88301 (Tren 3 y 4). (fuga del 20%).	✓		✓		GA-88301 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 84 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-URA-2(A)		√	0.997001	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	25.58	---
	DB-URA-2(B)		√	0.03988	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	7.48	---

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 85 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-URA-2(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-URA-2(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

13. U-23000 Planta Isomerizadora de Butanos. (I-C4).

Tabla IV. 86 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Mezcla de Butano	NA	0.55 aprox.	0.7245 Kg/s	NA	NA	12.3 (174.90 psi)	NA	Sello de la Bomba
Mezcla de Isobutano	NA	0.49 Aprox.	0.8946 Kg/s	NA	NA	21.1 (300.04 psi)	NA	Sello de la Bomba

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 87 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2012	México	Refinería Tula (Isomerizadora de Butano)	Sosa Diluida	Escurrimiento	Fuga por poro en soldadura	Transmisor de flujo FT-1032. Fuera de operación Isomerizadora de Butano	Reparación

Tabla IV. 88 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-I-C4-1 (A)	Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 100%).	√	---	√	---	GA-23001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
1	DB-I-C4-1 (B)	Fuga de mezcla de butano en sellos mecánicos de la bomba GA-23001 A/B que succionan del tanque FA-23004 (fuga del 20%).	√	---	√	---	GA-23001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
2	DB-I-C4-2 (A)	Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 100%).	√	---	√	---	GA-23002 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-I-C4-2 (B)	Fuga de mezcla de isobutano en sellos mecánicos de bomba GA-23002 A/B de alimentación a Estabilizador DS-23001 (fuga del 20%).	√	---	√	---	GA-23002 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 89 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
							C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad								Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-I-C4-1 (A)		√	434.72	kg	Líquido					√	PHAST	17.13	---
1	DB-I-C4-1 (B)		√	17.38	kg	Líquido					√	PHAST	3.36	---
2	DB-I-C4-2 (A)		√	536.80	kg	Líquido					√	PHAST	15.68	---
2	DB-I-C4-2 (B)		√	21.40	kg	Líquido					√	PHAST	NA	---

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo, especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 90 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-I-C4-1 (A)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
1	DB-I-C4-1 (B)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-I-C4-2 (A)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-I-C4-2 (B)	✓	✓	1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

14.U-22000 Planta de Alquilación. ALKY.

Tabla IV. 91 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
n-butano	106-97-8	0.584	ESC*	NA	ESC*	9.5	NA	Bomba de fondos de columna tratadora KOH
Butano-butileno	106-97-8/ ND	ND	ESC*	NA	ESC*		NA	Recuperador Merox
Producto de alquilado	ND	.581	ESC*	NA	ESC*	6.5	NA	Bomba de efluente de reactor
n-propano	74-98-6	ND	ESC*	NA	ESC*		NA	De tratadores de propano
Butano-ácido fluorhídrico	106-97-8/ ND	ND	ESC*	NA	ESC*		NA	De desbutanizador
Ácido fluorhídrico	ND	ND	ESC*	NA	ESC*		NA	De enfriadores de reacción de alquilación

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 92 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2019	Refinería Salinas Cruz.	Alquilación #1	Gas combustible	Detención del proceso de arranque	Perdida de flama	Quemador a fuego directo	Apagado de calentador
2015	Refinería Salinas Cruz.	Alquilación #1	Hidrocarburo	Incendio	Fuga de Hidrocarburo	Torre de separación	ND
2013	Refinería tula	Alquilación #1	Isobutano y alquilado	Planta fuera de operación	Tubos rotos	Intercambiador de calor	Apagado de la planta.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2009	Houston, Texas	Alquilación HF Corpus Christi, Texas	Fluoruro de hidrógeno (HF)	Incendio y Explosión	Bloqueo de líquido por falla en válvula	Tubería de reciclaje	Sistema de rociado de agua para absorber el HF, reparaciones

Tabla IV. 93 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-ALKY-1A	Fuga en sellos de bomba GA-22120 A/B de fondos de tratadora KOH.	✓		✓		GA-22120 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-ALKY-1B	Fuga en sellos de bomba GA-22102 A/B de efluente de asentador.	✓		✓		GA-22102 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-ALKY-2	Fuga en sellos de compresor GB-22001 A/B que comprime Gas H ₂ .	✓		✓	✓	GB-22001 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	DB-ALKY-3	Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-22101	✓			✓	BA-22101	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 94 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-ALKY-1 A 100%		√	382	kg	Líquido				√		PHAST	27.92	---
1	DB-ALKY-1 A 20%		√	15	kg	Líquido				√		PHAST	5.95	---
2	DB-ALKY-1B 100%		√	516	kg	Líquido				√		PHAST	32.17	---
2	DB-ALKY-1B 20%		√	23	kg	Líquido				√		PHAST	6.92	---
3	DB-ALKY-2 100%		√	123.06	kg	Gas				√		PHAST	9.84	27.01
3	DB-ALKY-2 20%		√	24.61	kg	Gas				√		PHAST	8.17	23.94
4	DB-ALKY-3		√	900	kg	Gas			√			PHAST	---	490

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 95 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-ALKY-1 A 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
1	DB-ALKY-1 A 20%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-ALKY-1B 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-ALKY-1B 20%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-ALKY-2 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-ALKY-2 20%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-ALKY-3	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 1 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

15. U-30000 Planta Coquizadora Retardada. PCR.

Tabla IV. 96 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Carga en fondo	ND	0.90	ESC*	NA	ESC*	4.15	NA	Fondo de fraccionadora DF-31001, Planta PCR
Gas Combustible	8006-14-2	ND	ESC*	NA	ESC*	9.0	NA	Gas combustible a horno de coque BA-31002, Planta PCR

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 97 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	México	Refinería Cadereyta (Planta Coquizadora)	Gasóleo Pesado	Incendio Incipiente	Fuga sello mecánico	Bomba centrífuga	Reparación
2018	México	Refinería Cadereyta (Planta Coquizadora)	Gasóleo Ligero	Incendio	Fuga por poro en codo	Torre agotadora	Aislamiento del circuito
1998	Washington	Refinería Anacortes (Planta Coquizadora)	Vapor de Petróleo	Incendio	Falta de Requerimientos de Seguridad	Tambores de Coque, pérdida de vidas humanas y daño a la instalación.	Reubicación de controles hidráulicos para una operación más segura del personal

Tabla IV. 98 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PCR-1	Fuga en sellos de bomba GA-31003 A/B de fondos de fraccionadora de coque (DF-31001).	✓		✓		GA-31003 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-PCR-2	Explosión en el hogar del Calentador a fuego directo BA-31002 de coque.	✓			✓	BA-31002	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 99 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
1	DB-PCR-1 20%		√	1.53	kg	Líquido				√		PHAST	---	---
1	DB-PCR-1 100%		√	38.3	kg	Líquido				√		PHAST	---	---
2	DB-PCR-2 100%		√	408	kg	Gas			√			PHAST	---	200

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 100 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PCR-1 100%		√	1.5	F				√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PCR-2 100%			1.5	F	√	√			Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

16. U-79000 Planta de Tratamiento y Recuperación de Gases. PTRG.

Tabla IV. 101 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Reflujo de debutanizadora	ND	0.52	ESC*	NA	ESC*	25.31	NA	Descarga de bomba GA-31028 A/B, Planta PTRG
Gas ácido	7783-06-4	0.0112	ESC*	NA	ESC*	12.70	NA	Columna contactora de gas, Planta PTRG
Gas Húmedo	ND	0.0044	ESC*	NA	ESC*	14.50	NA	Descarga de compresor GB-31001 A/B, Planta PTRG

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 102 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2002	México	Refinería Madero (Planta de Tratamiento y Recuperación de Gas)	Gas amargo y amina	Explosión	Pérdida de Sello en tanque de baja presión	Daño a la instalación	Gestión de la Administración de Alarmas



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 103 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PTRG-1	Fuga en sellos de bomba GA-31028 A/B de reflujo de la debutanizador a (DF-31009).	✓		✓	✓	GA-31028 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-PTRG-2	Pérdida de sello líquido en la Torre contactora de gas amargo DT-31013 que sobrepresiona el Tanque flash de amina rica FA-31018.	✓		✓	✓	FA-31018	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-PTRG-3	Fuga en sellos de compresor GB-31001 A/B que comprime Gas Húmedo.	✓		✓	✓	GB-31001	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV.104 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PTRG-1 20%		√	24.04	kg	Líquido				√		PHAST	5.10	---
1	DB-PTRG-1 100%		√	600	kg	Líquido				√		PHAST	25.35	19.61
2	DB-PTRG-2 20%		√	240	kg	Gas				√		PHAST	8.76	---
2	DB-PTRG-2 100%		√	6,030	kg	Gas				√		PHAST	48.18	31.27
3	DB-PTRG-3 20%		√	166.58	kg	Gas				√		PHAST	6.9	---
3	DB-PTRG-3 100%		√	832.92	kg	Gas				√		PHAST	17.41	17.23

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 105 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PTRG-1 20%			1.5	F			√	√	Tiempo de fuga 10 min.
1	DB-PTRG-1 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PTRG-2 20%	√	√	1.5	F			√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PTRG-2 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-PTRG-3 20%	√	√	1.5	F			√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-PTRG-3 100%	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

17. U-73000 Planta Productora de Hidrógeno. PH.

Tabla IV. 106 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Corriente de salida del Hidrogenador DC-73001 CORRIENTE 4	NA	0.012	638.056	NA	10"	34.2	NA	Salida del Hidrogenador DC-73001 aL Desulfurador DC-73002
Corriente de salida del desulfurador CORRIENTE 5	NA	0.011	679.167	NA	10"	33.5	NA	Desulfurador DC-73002 al calentador EA-73011
Corriente del Reformador de Vapor de Metano CORRIENTE 10	NA	0.003	7491.111	NA	16"	26.4	NA	De la salida del Reformador de Vapor de Metano al CB-73001
Corriente de salida del Reactor DC-73004 CORRIENTE 12	NA	0.006	3951.667	NA	18"	25.3	NA	Salida del Reactor DC-73004 hacia el precalentador EA-73001

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 107 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2017	México	Refinería Cadereyta	Hidrógeno	Sale de operación	Falla en alimentación de 110 V al Rack 7 de Instrumentos	ND	ND



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV.108 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PH-1 (A)	Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 100%).	✓	-	✓	✓	DC-73001	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PH-1 (B)	Fuga en válvula en línea de 10" a la salida del Hidrogenador DC-73001. (fuga del 20%).	✓	-	✓	✓	DC-73001	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-PH-2 (A)	Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 100%).	✓	-	✓	✓	DC-73002	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PH-2 (B)	Fuga en válvula de línea de 10" a la salida del Desulfurador DC-73002. (fuga del 20%).	✓	-	✓	✓	DC-73002	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-PH-3 (A)	Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 100%).	✓	-	✓	✓	REH-73001	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PH-3 (B)	Fuga en bridas de 16" a la entrada del Reformador de Vapor de Metano REH-73001 (fuga del 20%).	✓	-	-	✓	REH-73001	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	DB-PH-4 (A)	Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor DC-73004.. (fuga del 100%).	✓	-	✓	✓	DC-73004.	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PH-4 (B)	Fuga en válvula de línea de 18" de salida del Reactor	✓	-	-	✓	DC-73004.	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
		DC-73004. (fuga del 20%).							



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 109 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PH-1 (A)	-	√	1136	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	18.13	15.86
	DB-PH-1 (B)	-	√	45	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	NA	3.58
2	DB-PH-2 (A).	-	√	1071	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	17.56	15.81
	DB-PH-2 (B).	-	√	43	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	NA	3.56
3	DB-PH-3 (A)	-	√	561	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	9.63	7.57
	DB-PH-3 (B).	-	√	22	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	NA	1.70
4	DB-PH-4 (A).	-	√	724	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	12.45	13.36
	DB-PH-4 (B).	-	√	29	kg	Gas	-	-	-	-	√	PHAST	NA	2.77

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 110 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PH-1 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PH-1 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-PH-2 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PH-2 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-PH-3 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PH-3 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-PH-4 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PH-4 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.

18. U-01000 Planta de Cogeneración.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.

19. U-02000 Planta de Suministro de Agua.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.

20. U-03000 Planta de Pretratamiento de agua.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron



escenarios para estimación de consecuencias.

21. U-04000 Planta Desmineralizadora de agua.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

22. U-00500 Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.

Tabla IV. 111 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/s)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Dimetil Metano (Propano 60%) Butano (40%) Gas Licuado a Presión	7498-6 106-97-8	1.419	0.421931 kg/s	N.A.	0.1905	5.0	NA	Válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001.
			0.0168772 kg/s	N.A.	0.0381	5.0	N.A.	Válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001.
Gas Combustible	74-82-8 74-84-0 74-85-1 7727-37-9 1333-74-0 124-38-9 115-07-1 630-08-0 7783-06-04 74-98-61	0.844	0.050286 9 kg/s	N.A.	0.1905	0.46	N.A.	Válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001.
			0.0201148 kg/s	N.A.	0.0381	0.46	N.A.	Válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001.
Gas natural	74-82-8 74-84-0	N.A.	0.502869 kg/s	N.A.	0.1905	4.5	N.A.	Válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas
			0.0201148 kg/s	N.A.	0.0381	4.5	N.A.	Válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 112 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2016	Pascagoula , Mississippi	Enterprise Products Pascagoula	Metano, Etano, Propano	Fuego y Explosiones	Falla de un cambiador de calor de aluminio debido a fatiga térmica	Paro de planta por seis meses 17.5 millones de dólares	ND
1997	Visag, India	NA	LPG	Incendio y Explosión	NA	60 muertos/30 lesionados	.ND
1995	Ukhta, Rusia	NA	LPG	Incendio	NA	12 muertos/0 lesionados	ND
1988	Baker, Golfo de México	NA	Gas Natural	Explosión	NA	2 muertos/24 lesionados	ND
1984	Ciudad de México	NA	LPG	Incendio y BLEVE	NA	550/23	ND
1975	South África	NA	Gas Natural	Explosión	NA	7 muertos/ 7 lesionados	ND



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 113 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-SSGCG N-1 (A)	Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001. (Fuga del 100%).	✓		✓	✓		Lista de verificación	Aire
1	DB-SSGCG N-1(B)	Fuga de LPG en válvula posterior de purga de ¾" de válvula PV-10015 en la línea de 6" de salida del evaporador de LPG EA-10001. (fuga del 20%).	✓		✓			Lista de verificación	Aire
2	DB-SSGCG N-2(A)	Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾ de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001. (fuga del 100%)	✓		✓			Lista de verificación	Aire
2	DB-SSGCG N-2(B)	Fuga de gas combustible en válvula posterior de purga de ¾ de válvula PV10021A, en la línea de salida de 24" del acumulador de gas combustible FA10001. (fuga del 20%).	✓		✓			Lista de verificación	Aire
3	DB-SSGCG N-3(A)	Fuga de gas natural en válvula de purga anterior	✓		✓	✓		Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
		de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 100%).							
3	DB-SSGCG N-3(B)	Fuga de gas natural en válvula de purga anterior de ¾" de PV-10032 en la línea de 16" de distribución de gas natural a plantas (fuga del 20%).	√		√	√		Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV.114 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-SSGCC N-1 (A)		√	235.15	kg	Gas				√		PHAST	4.38	49.14
1	DB-SSGCC N-1(B)		√	10.12	kg	Gas					√	PHAST	--	--
2	DB-SSGCC N-2(A)		√	148.41	kg	Gas				√		PHAST	1.52	44.57
2	DB-SSGCC N-2(B)		√	5.90	kg	Gas					√	PHAST	--	--
3	DB-SSGCC N-3(A)		√	988.05	kg	Gas			√			PHAST	9.63	136.14
3	DB-SSGCC N-3(B)		√	39.52	kg	Gas					√	PHAST	--	28.06

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 115 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-SSGCGN-1 (A)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga de 10 min
1	DB-SSGCGN-1(B)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga de 10 min
2	DB-SSGCGN-2(A)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga de 10 min
2	DB-SSGCGN-2(B)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga de 10 min
3	DB-SSGCGN-3(A)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga de 10 min
3	DB-SSGCGN-3(B)			1.5	F	✓	✓	✓	✓	Tiempo de fuga de 10 min

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.

N.A. No alcanzado



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

23. U-95000 Mezclado en Línea.

Tabla IV. 116 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Díámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Gasolinas FCC	ND	0.73	66.7 – 661.11	NA	NA	4.00 (56.89 psi)	NA	Sello de la Bomba de Gasolinas FCC

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 117 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2015	México	Refinería Cadereyta	Gasolina desulfurada	Incendio	Fuga	Bomba 2308-P	Paro de equipo
2015	México	Refinería Minatitlán	Hidrocarburo	Incendio	Fuga	Bomba centrífuga P-1403 C	Paro de equipo
2017	México	Refinería Salina cruz	Hidrocarburo	Incendio	Fuga	Bomba centrífuga BA-10 A	Paro de equipo

Tabla IV. 118 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-ML-1A	Fuga de 0.25"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 100%).	✓				GA-95004A	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-ML-1B	Fuga de 0.05"Ø en sellos de bomba GA-95004A de Gasolinas FCC del TV-90222/90223. (fuga del 20%).	✓				GA-95004A	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 119 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-ML-1A		√	0.472071	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	31.27	19.85
	DB-ML-1B		√	0.018883	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	9.95	5.31

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 120 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-ML-1A	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-ML-1B	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

24. U-90000 Casas de Bombas.

Tabla IV. 121 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Gasolina Premium Resto del País, Gasolina Magna Resto del País, Gasolina Magna Zona Metropolitana del Valle de México	NA	0.74	225.11	NA	NA	9.4 (133.70 psi)	NA	Sello de la Bomba de Gasolinas Terminadas.
LPG-Propano	68476-85-7 74-98-6	0,47	19.76	NA	NA	15.90 (226.15 psi)	NA	Sello de la Bomba de LPG-Propano.

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.

Tabla IV. 122 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2015	México	Refinería Cadereyta	Aceite de sellos	Incendio	Fuga	Bomba 2307-PB	Paro de equipo
2015	México	Refinería Cadereyta	Gasolina desulfurada	Incendio	Fuga	Bomba 2308-P	Paro de equipo
2015	México	Refinería Minatitlán	Hidrocarburo	Incendio	Fuga	Bomba centrífuga P-1403 C	Paro de equipo
2014	México	Refinería Cadereyta	Gasóleo de coke	Incendio	Fuga	Bomba 27-GA-715-A	Paro de equipo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2013	México	Refinería Tula	Isómeros	Incendio	Fuga	Bomba GA-360 B	Paro de equipo
2017	México	Refinería Salina cruz	Hidrocarburo	Incendio	Fuga	Bomba centrífuga BA-10 A	Paro de equipo

Tabla IV. 123 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-CB-1 A	Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GA-90203 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-CB-1 B	Fuga en sellos de bomba GA-90203 A/B/C de Gasolinas Terminadas. (fuga del 20%).	✓		✓	✓	GA-90203 A/B/C	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-CB-2 A	Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-Propano (fuga del 100%).	✓		✓	✓	GA-90304 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-CB-2 B	Fuga en sellos de bomba GA-90304 A/B LPG-Propano (fuga del 20%).	✓		✓	✓	GA-90304 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 124 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-CB-1 A		√	0.723546	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	22.54	56.30
	DB-CB-1 B		√	0.0289419	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	5.01	6.43
2	DB-CB-2 A		√	0.769103	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	20.34	17.86
	DB-CB-2 B		√	0.0307641	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	4.36	4.71

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 125 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-CB-1 A	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-CB-1 B	√		1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-CB-2 A	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-CB-2 B	√		1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminutamente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

25. Tanques de Almacenamiento.

Tabla IV. 126 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Crudo Maya	8002-05-9	0.93	500,000 bbl	NA	NA	0.14 (1.99 psi) diseño	NA	Tanque de Almacenamiento.
Gasolina Regular Zona Metropolitana	NA	0.74	200,000 bbl	NA	NA	2.5 (35.56 psi)	NA	Tanque de Almacenamiento.
Diésel Ultra Bajo en Azufre	De referencia 68476-34-6	0.82	200,000 bbl	NA	NA	2.5 (35.56 psi)	NA	Tanque de Almacenamiento.
Propano-Propileno	74-98-6 115-07-1	0.48	10 (bomba) 15 (máx)	NA	20.32	30.4 (432.39 psi)	NA	Línea de descarga de bomba de transferencia de la mezcla.
LPG	68476-85-7	0.47	19.81	NA	20.32	12.5 (177.79 psi)	NA	Línea de descarga de bomba.
Butano	106-97-8	0.56	27.78 (bomba)	NA	30.48	9.5 (135.12 psi)	NA	Línea de descarga de bomba de transferencia de la mezcla.

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 127 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2015	México	Refinería Salina Cruz	Hidrocarburo	Fuga	Corrosión	Tanque esférico TE-14	Reparación
2015	México	Refinería Tula	Gas ácido	Rotura con explosión	Incremento de presión	Recipiente TH-906	Reparación
2014	México	Refinería Salina Cruz	Aceite crudo	Incendio	Ignición	Tanque atmosférico vertical TV-513	Paro de equipo
2014	México	Refinería Salina Cruz	Aceite crudo	Incendio	Ignición	Tanque atmosférico vertical TVV-503	Paro de equipo
2017	México	Refinería Tula	Gasolina	Incendio	Fuga	Línea cto-210 UC-002	Paro de equipo/ reparación



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 128 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético				Unidad o equipo	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión			
1	DB-TALM-01	Incendio en tanque de almacenamiento de Crudo Maya TV-90201.			√		TV-90201	Lista de verificación	Aire, Suelo
2	DB-TALM-02	Incendio en tanque de almacenamiento de Gasolina Regular Zona Metropolitana GRZM TV-90237.			√		TV-90237	Lista de verificación	Aire, Suelo
3	DB-TALM-03	Incendio en tanque de almacenamiento de Diésel Ultra bajo en Azufre. TV-90245.			√		TV-90245	Lista de verificación	Aire, Suelo
4	DB-ALM-4(A)	Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de la Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 100%).	√				GA-90118 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-ALM-4(B)	Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de la Esferas de almacenamiento de Propano-Propileno TE-90218/90219/90220/90221. (fuga del 20%).	√				GA-90118 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
5	DB-ALM-5(A)	Fuga en línea de 8" en la descarga de la bomba de la Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 100%).	√				GA-90304 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-ALM-5(B)	Fuga en línea de 8" e en la descarga de la	√				GA-90304 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
		bomba de la Esferas de almacenamiento de LPG TE-90210/90211/90212. (fuga del 20%).							
6	DB-ALM-6(A)	Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esferas de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 100%).	√				GA-95005 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-ALM-6(B)	Fuga en línea de 12" en la descarga de la bomba de la Esferas de almacenamiento de Butano TE-90216. (fuga del 20%).	√				GA-95005 A/B	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 129 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-TALM-01		√	256.165	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
2	DB-TALM-02		√	203.338	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
3	DB-TALM-03		√	105.864	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	---	---
4	DB-ALM-4(A)		√	1.07432	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	23.33	29.28
	DB-ALM-4(B)		√	0.0429728	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	5.07	5.49
5	DB-ALM-5(A)		√	0.682282	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	19.28	17.45
	DB-ALM-5(B)		√	0.0272913	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	4.11	4.43
6	DB-ALM-6(A)		√	0.637398	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	21.15	30.10
	DB-ALM-6(B)		√	0.0254959	Kg/seg	Líquido					√	PHAST	4.62	5.05

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 130 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-TALM-01	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
2	DB-TALM-02	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
3	DB-TALM-03	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
4	DB-ALM-4(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-ALM-4(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
5	DB-ALM-5(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-ALM-5(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
6	DB-ALM-6(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-ALM-6(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminutamente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.

26. Trampas de Diablos.

Tabla IV. 131 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
LPG-Propano	68476-85-7 74-98-6	0,47	19.76	NA	NA	31 (441 psi)	NA	Línea de 12"Ø

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 132 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2012	Omealca, Veracruz	Estación de bombeo Arroyo Moreno	Hidrocarburo	Explosión/Incendio	Apertura de tapa charnela	Un trabajador muerto y dos heridos. Afectación al suelo	Recuperación del producto

Tabla IV. 133 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-PM-1(A)	Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 100%).	✓		✓	✓	Línea de 12"Ø	Lista de verificación	Aire, Suelo
	DB-PM-1(B)	Fuga en línea de 12 "del Patín de Medición Propano/LPG SPE-93201. (fuga del 20%).	✓		✓	✓	Línea de 12"Ø	Lista de verificación	Aire, Suelo



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 134 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-PM-1(A)		√	12.3056	Kg/seg	Líquido				√		PHAST	71.57	149.3
	DB-PM-1(B)		√	0.492226	Kg/seg	Líquido				√		PHAST	16.59	16.32

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros.).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

Tabla IV. 135 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-PM-1(A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.
	DB-PM-1(B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min.

*IDLH. Inminentemente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

27. U-80000 Desfogues.

Tabla IV. 136 Sustancias involucradas

Sustancias Involucradas								
Nombre químico de la sustancia (IUPAC)	No. CAS	Densidad (g/cm ³)	Flujo (l/seg)	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm ²)	Espesor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Corrientes ligeras HC	NA	0.63	0.433	NA	0.195	3.34	NA	Fuga al 100% en válvula de muestreo de tanque FA-80701-A/B
Corrientes ligeras HC	NA	0.63	0.017	NA	0.038	3.34	NA	Fuga al 20% en válvula de muestreo de tanque FA-80701-A/B
Corrientes ligeras HC	NA	0.63	49.43	NA	50.8	0.351	NA	Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 100%)
Corrientes ligeras HC	NA	0.63	1.97	NA	10.16	0.351	NA	Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 20%)
Corrientes ligeras HC amargos	NA	0.78	38.64	NA	50.8	0.351	NA	Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 100%)
Corrientes ligeras HC amargos	NA	0.78	1.54	NA	10.16	0.351	NA	Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 20%)

ESC*.- Dato definido de manera particular para cada escenario.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 137 Antecedentes de accidentes e incidentes

Antecedentes de Accidentes e Incidentes							
Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para su atención
2018	Martinez, California EE.UU.AA	Refinería Shell en Martinez	H ₂ S, CH ₄ , H ₂ e HC ligeros	Emisión de gas de proceso de HC ligeros a quemador apagado	Piloto apagado del quemador elevado	Olor y ruido en cercanía a la instalación, no daños a la población	Reparación y acondicionamiento del piloto del quemador elevado
2016	Martinez, California EE.UU.AA	Refinería Shell en Martinez	HC ligeros	Desfogue de líneas de proceso sofocan piloto de quemador	Falla de suministro eléctrico provoca envío masivo de corrientes de proceso a desfogue, apagando el piloto del quemador elevado	Olor y ruido en cercanía a la instalación, no daños a la población	Reparación y acondicionamiento de procedimientos de desfogue al quemador elevado
2000	Corunna, Ontario, Canadá	Refinería Corunna	H ₂ S, CH ₄ , H ₂ e HC ligeros	Quemador elevado apagado	Falla en el suministro de gas en el piloto del quemador elevado	Olor a ácido sulfhídrico y mercaptanos en cercanía a la instalación, no daños a la población	Reparación y acondicionamiento de procedimientos de desfogue al quemador elevado
1982	Canadá	Refinería FCC	Gas ácido, H ₂ S, CH ₄ , H ₂ e HC ligeros	Quemador elevado sofocado	Falla en el controlador de nivel del tanques que ocasionó un desfogue excesivo e inestabilidad de la flama hasta que se extinguió	Olor a ácido sulfhídrico y mercaptanos en cercanía a la instalación, no daños a la población	Acondicionamiento de procedimientos y entrenamiento al personal del área de desfogue



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 138 Identificación y jerarquización de riesgos ambientales

Identificación y jerarquización de riesgos ambientales									
No. Falla	No. Evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
1	DB-UD-01 (A)	Fuga en válvula de muestreo de tanque separador FA-80701-A/B (fuga del 100%).	√		√		FA-80701-A/B	Lista de verificación	Aire
1	DB-UD-01 (B)	Fuga en válvula de muestreo de tanque separador FA-80701-A/B (fuga del 20%).	√		√		FA-80701-A/B	Lista de verificación	Aire
2	DB-UD-02 (A)	Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 100%)	√				QE-80101 A/B	Lista de verificación	Aire
2	DB-UD-02 (B)	Desfogue de gas de alta presión de hidrocarburos en el quemador QE-80101 A/B por apagado de flama (fuga del 20%)	√				QE-80101 A/B	Lista de verificación	Aire
3	DB-UD-03 (A)	Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 100%)	√				QE-80301 A/B	Lista de verificación	Aire
3	DB-UD-03 (B)	Desfogue de gas ácido en el quemador QE-80301 A/B por apagado de flama (fuga del 20%)	√				QE-80301 A/B	Lista de verificación	Aire



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 139 Estimación de consecuencias

Estimación de consecuencias														
No. Falla	No. Evento	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos Potenciales (Respecto a la Zona de Alto Riesgo)					Programa de simulación empleado	Zona de Alto Riesgo	
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación	Sobrepresión
													Distancia (m)	Distancia (m)
1	DB-UD-01 (A)		√	164	kg	Gas					√	PHAST	7.82	--
1	DB-UD-01 (B)		√	7	kg	Gas				√		PHAST	--	--
2	DB-UD-02 (A)		√	1869	kg	Gas				√		PHAST	--	36.6
2	DB-UD-02 (B)		√	75	kg	Gas				√		PHAST	--	18.9
3	DB-UD-03 (A)		√	1808	kg	Gas				√		PHAST	--	35.1
3	DB-UD-03 (B)		√	72.5	kg	Gas				√		PHAST	--	18.3

Efectos Potenciales.

- (C) Catastrófico. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdidas o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010), tipos de vegetación amenazada, entre otros).
- (G) Grave. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.
- (S) Significativo. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos recuperables. Un efecto ecológico adverso recuperable es aquel que puede eliminarse o reemplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.
- (R) Reparable. Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos reversibles. Un efecto ecológico adverso reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.
- (N) Ninguno. Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas

Tabla IV. 140 Criterios utilizados

Criterios utilizados										
No. Falla	No. Evento	Toxicidad				Explosividad (psi)		Radiación Térmica (Kw/m ²)		Otros Criterios
		IDLH*	TLV**	Velocidad del Viento (m/seg)	Estabilidad Atmosférica	1.0	0.5	5	1.4	
1	DB-UD-01 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
1	DB-UD-01 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-UD-02 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
2	DB-UD-02 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-UD-03 (A)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min
3	DB-UD-03 (B)	√	√	1.5	F	√	√	√	√	Tiempo de fuga 10 min

*IDLH. Inminutamente peligrosa para la vida y la salud.

** TLV8. Valor Umbral Límite.

28. U-0100 Sistema Contra incendio.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.

29. U-00600 Aire de Instrumentos y de plantas.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.

30. U-00200 Torres de agua de enfriamiento.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.

31. U-07000 Recuperación y Tratamiento de Condensados.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.

32. U-09000 Almacenamiento y Recibo de Ácido sulfúrico y sosa cáustica.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.



33. U-86000 Tratamiento de efluentes.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.

34. Edificaciones.

Para esta instalación no se incluye el informe técnico debido a que no se identificaron escenarios para estimación de consecuencias.



Capítulo V

CONTENIDO

V.	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TECNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.	2
V.1	Formatos de presentación.	2
V.1.1	Planos de localización.	2
V.1.2	Fotografías.	2
V.1.3	Videos.	12
V.2	Otros anexos.	13



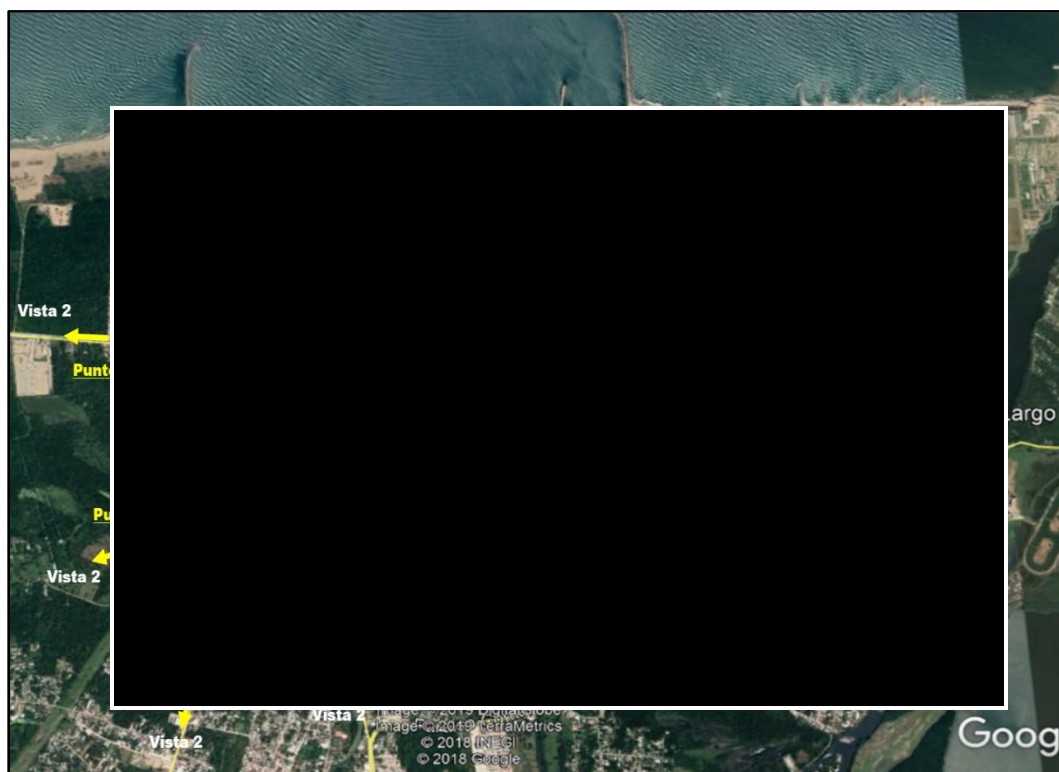
V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TECNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN SEÑALADA EN EL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.

V.1 Formatos de presentación.

V.1.1 Planos de localización.

El Plano de Localización General Refinería Dos Bocas, Paraíso Tabasco (20190412PLG V-8) se localiza en el Anexo 1.

V.1.2 Fotografías.



Puntos para Fotografías del Área de Refinería Dos Bocas.

Ubicación del proyecto Art. 113 fracción I de la LGTAIP y 110 fracción I de la LFTAIP.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 1 Vista al Noreste hacia la Terminal Marítima Dos Bocas.



Punto 1 Vista al Sureste de Puerto Ceiba.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 1 Vista al Oeste de Puerto Ceiba.



Punto 2 Vista al Norte hacia el terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 2 Vista al Sur del terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



Punto 3 Vista al Norte hacia el terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 3 Vista al Sur del terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



Punto 4 Vista al Norte hacia el terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

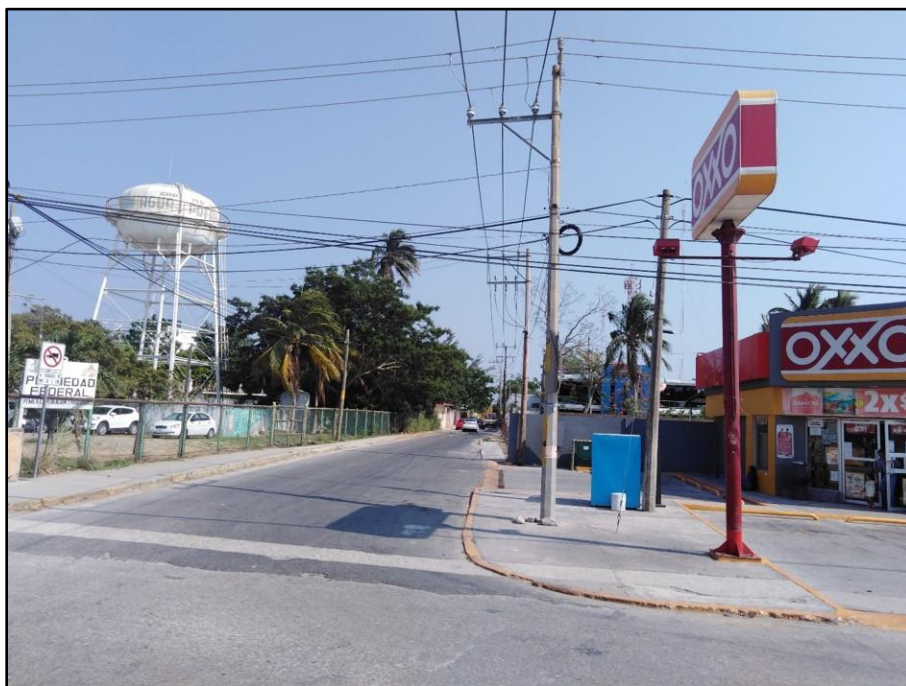
Refinería Dos Bocas



Punto 4 Vista al Sur del terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



Punto 5 Vista al Norte hacia el terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



Punto 5 Vista al Sur del terreno del área de proceso de la Refinería Dos Bocas.



Punto 6 Vista al Oriente hacia el terreno del área de proceso de la Refinería dos Bocas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 6 Vista hacia el Poniente donde se ubicará el área de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.



Punto 7 Vista hacia el Oriente donde se ubicará el área de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 7 Vista hacia el Poniente del área de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.



Punto 8 Vista hacia el Norte al área de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 8 Vista hacia el Sur del área de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.



Punto 9 Vista hacia el Oriente del área de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.



ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL MODALIDAD ANALISIS DE RIESGO

Refinería Dos Bocas



Punto 9 Vista hacia el Poniente del área de almacenamiento de la Refinería Dos Bocas.

V.1.3 Videos.

No Aplica.



V.2 Otros anexos.

Anexo 1.

Plano de Localización general de la Refinería Dos Bocas.

Planos de localización general de equipo de plantas de proceso e infraestructura de servicios.

Plantas de Proceso.

1. Planta de Destilación Combinada UDC.
2. Planta Hidrotratadora de Naftas HDN.
3. Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos PNX.
4. Planta Reformadoras de Naftas REF.
5. Planta Hidrotratadora de Diésel HDDI.
6. Planta Hidrotratadora de Gasóleos HDTGO.
7. Planta Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.
8. Planta de Recuperación de Azufre PARA.
9. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas PAA.
10. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas PAA.
11. Planta de Regeneración de Amina sin CO₂ URA.
12. Planta de Regeneración de Amina con CO₂ URA.
13. Planta Isomerizadora de Butanos. I-C4.
14. Planta de Alquilación ALKY.
15. Planta de Coquización Retardada PCR.
16. Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases PTRG.
17. Planta Productora de Hidrógeno PH.



Infraestructura de Servicios.

- 18. Planta Cogeneración.
- 19. Planta Suministro de Agua.
- 20. Planta Pretratamiento de Agua.
- 21. Planta Desmineralización de Agua.
- 22. Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.
- 23. Mezclado en Línea.
- 24. Casa de Bombas.
- 25. Tanques de Almacenamiento.
- 26. Trampa de Diablos.
- 27. Desfogue.
- 28. Sistema Contraincendio.
- 30. Torres de Agua de Enfriamiento.
- 31. Recuperación y Tratamiento de Condensado.

Anexo 2.

Bases de Diseño Civil Estructural para el cuarto de control. Refinería Dos Bocas.

Bases de Diseño Civil Estructural para sistemas de aislamiento (sistema de protección contra fuego). Refinería Dos Bocas.

Proyecto Civil. Refinería Dos Bocas.



Anexo 3.

Memoria Descriptiva. Requerimientos mínimos de equipos dinámicos. Refinería Dos Bocas.

Memoria Descriptiva. Requerimientos mínimos de equipos estáticos. Refinería Dos Bocas.

Anexo 4.

Memoria técnica descriptiva proyecto contra incendio. Refinería Dos Bocas.

Descripción de los sistemas de seguridad. Refinería Dos Bocas.

Plano de localización del sistema contra incendio. Refinería Dos Bocas.

Plano de localización de equipos, dispositivos y sistemas de seguridad. Refinería Dos Bocas.

Anexo 5.

Hojas de Seguridad de Sustancias.

1. Ácido Fluorhídrico.
2. Ácido Sulfúrico.
3. Ácido Sulfhídrico.
- 4 Alquilado Ligero
5. Azufre.
6. Butano.
7. Butileno.
8. Cloro.
9. Coque.



10. Crudo.
11. Diesel.
12. Gas Natural.
13. Gasóleo Pesado.
14. Gasolina Magna Resto Del País.
15. Gasolina Magna Z. M. V. M.
16. Gasolina Premium Resto Del País.
17. Gasolina Premium Z.M.V.M.
18. Hidróxido De Sodio.
19. Isobutano.
20. Isopentano.
21. LPG.
22. Metil Ter-Butil Éter.
23. Nitrógeno.
24. Percloroetileno.
25. Propano.
26. Propileno.
27. Turbosina.

Anexo 6.

Diagramas de Flujo de Proceso, Diagramas de Tubería e Instrumentación y Hojas de Balances de Materia y Energía.

Plantas de Proceso.

1. Planta de Destilación Combinada UDC.
2. Planta Hidrotratadora de Naftas HDN.



3. Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos PNx.
4. Planta Reformadoras de Naftas REF.
5. Planta Hidrotratadora de Diésel HDDI.
6. Planta Hidrotratadora de Gasóleos HDTGO.
7. Planta Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.
8. Planta de Recuperación de Azufre PARA.
9. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas PAA.
10. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas PAA.
11. Planta de Regeneración de Amina sin CO₂ URA.
12. Planta de Regeneración de Amina con CO₂ URA.
13. Planta Isomerizadora de Butanos. I-C4.
14. Planta de Alquilación ALKY.
15. Planta de Coquización Retardada PCR.
16. Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases PTRG.
17. Planta Productora de Hidrógeno PH

Infraestructura de Servicios.

18. Planta Cogeneración.
19. Planta Suministro de Agua.
20. Planta Pretratamiento de Agua.
21. Planta Desmineralización de Agua.
22. Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.
23. Mezclado en Línea.
24. Casa de Bombas.



25. Tanques de Almacenamiento.
26. Trampa de diablos.
27. Desfogue.
28. Sistema Contraincendio.
29. Aire de Instrumentos y de Planta.
30. Torres de Agua de Enfriamiento.
31. Recuperación y Tratamiento de Condensado.
32. Almacenamiento y Recibo de Ácido Sulfúrico y Sosa Caustica.
33. Tratamientos de Efluentes.
34. Edificaciones.

Anexo 7.

Metodología de Identificación de Peligros. Listas de Verificación.

Plantas de Proceso.

1. Planta de Destilación Combinada UDC.
2. Planta Hidrotratadora de Naftas HDN.
3. Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos PNx.
4. Planta Reformadoras de Naftas REF.
5. Planta Hidrotratadora de Diésel HDDI.
6. Planta Hidrotratadora de Gasóleos HDTGO.
7. Planta Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.
8. Planta de Recuperación de Azufre PARA.
9. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas PAA.
10. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas PAA.



11. Planta de Regeneración de Amina sin CO₂ URA.
12. Planta de Regeneración de Amina con CO₂ URA.
13. Planta Isomerizadora de Butanos. I-C4.
14. Planta de Alquilación ALKY.
15. Planta de Coquización Retardada PCR.
16. Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases PTRG.
17. Planta Productora de Hidrógeno PH

Infraestructura de Servicios.

18. Planta Cogeneración.
19. Planta Suministro de Agua.
20. Planta Pretratamiento de Agua.
21. Planta Desmineralización de Agua.
22. Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.
23. Mezclado en Línea.
24. Casa de Bombas.
25. Tanques de Almacenamiento.
26. Trampa de diablos.
27. Desfogue.
28. Sistema Contraincendio.
29. Aire de Instrumentos y de Planta.
30. Torres de Agua de Enfriamiento.
31. Recuperación y Tratamiento de Condensado.
32. Almacenamiento y Recibo de Ácido Sulfúrico y Sosa Caustica.



33. Tratamientos de Efluentes.

34. Edificaciones.

Anexo 8.

Hojas de Simulación PHAST.

Plantas de Proceso.

1. Planta de Destilación Combinada UDC.
2. Planta Hidrotratadora de Naftas HDN.
3. Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos PNx.
4. Planta Reformadoras de Naftas REF.
5. Planta Hidrotratadora de Diésel HDDI.
6. Planta Hidrotratadora de Gasóleos HDTGO.
7. Planta Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.
8. Planta de Recuperación de Azufre PARA.
9. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas PAA.
10. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas PAA.
11. Planta de Regeneración de Amina sin CO₂ URA.
12. Planta de Regeneración de Amina con CO₂ URA.
13. Planta Isomerizadora de Butanos. I-C4.
14. Planta de Alquilación ALKY.
15. Planta de Coquización Retardada PCR.
16. Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases PTRG.
17. Planta Productora de Hidrógeno PH



Infraestructura de Servicios.

- 22. Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.
- 23. Mezclado en Línea.
- 24. Casa de Bombas.
- 25. Tanques de Almacenamiento
- 26. Trampa de diablos
- 27 Desfogues

Anexo 9.

Diagramas de Radios de Afectación.

Plantas de Proceso.

- 1. Planta de Destilación Combinada UDC.
- 2. Planta Hidrotratadora de Naftas HDN.
- 3. Planta Isomerizadora de Pentanos-Hexanos PNx.
- 4. Planta Reformadoras de Naftas REF.
- 5. Planta Hidrotratadora de Diésel HDDI.
- 6. Planta Hidrotratadora de Gasóleos HDTGO.
- 7. Planta Desintegración Catalítica Fluidizada FCC.
- 8. Planta de Recuperación de Azufre PARA.
- 9. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas Fenólicas PAA.
- 10. Planta de Tratamiento de Aguas Amargas No Fenólicas PAA.
- 11. Planta de Regeneración de Amina sin CO₂ URA.
- 12. Planta de Regeneración de Amina con CO₂ URA.
- 13 Planta Isomerizadora de Butanos. I-C4.



14 Planta de Alquilación ALKY.

15 Planta de Coquización Retardada PCR.

16. Planta de Recuperación y Tratamiento de Gases PTRG.

17. Planta Productora de Hidrógeno PH.

Infraestructura de Servicios.

22. Suministro de Gas Combustible y Gas Natural.

23. Mezclado en Línea.

24. Casa de Bombas.

25. Tanques de Almacenamiento.

26. Trampa de diablos.

27 Desfogues.