

TERMINAL INTERNACIONAL DE FLUIDOS TUXPAN - ALMACENAMIENTO



Estudio de Riesgo Ambiental
Modalidad Análisis de Riesgo

Diciembre 2017

CONTENIDO

I.	ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO	1
I.1	BASES DE DISEÑO	4
I.1.1	Proyecto civil	23
I.1.2	Proyecto mecánico	39
I.1.3	Bases de diseño del proyecto sistema contra incendio	72
I.2	DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO	99
I.2.1	Diagrama de bloques	99
I.2.2	Descripción de la recepción de productos	99
I.2.3	Descripción de almacenamiento de producto	101
I.2.4	Descripción del sistema de bombeo	105
I.2.5	Transferencia de producto al área de carga de auto tanques	107
I.2.6	Hojas de seguridad	112
I.2.7	Almacenamiento	112
I.2.8	Equipos de proceso y auxiliares	115
I.2.9	Pruebas de verificación	119
I.3	CONDICIONES DE OPERACIÓN	125
I.3.1	Especificación del cuarto de control	126
I.3.2	Sistemas de aislamiento	128
I.4	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS	129
I.4.1	Antecedentes de accidentes e incidentes	129
I.4.2	Metodologías de identificación y jerarquización	134
II.	DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES	154
II.1	RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN	154
II.1.1	Evaluación de Consecuencias	154
II.1.2	Escenarios	163
II.1.3	Resultados de las simulaciones	166
II.1.4	Representación gráfica	167
II.2	INTERACCIONES DE RIESGO	175
II.3	EFFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL	177
III.	SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL	198

III.1	RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS.....	198
III.1.1	Sistemas de seguridad.....	208
III.1.2	Medidas Preventivas.....	227
IV.	RESUMEN	235
IV.1	SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL.....	235
IV.2	HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL 242	
IV.3	INFORME TÉCNICO.....	243
IV.3.1	Antecedentes de accidentes e incidentes.....	244
V.	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS.....	253

I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

Alcance del Proyecto

La Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan-Almacenamiento (TIFT-A) estará conformado por dos componentes, el primero de ellos el cual no es el alcance del presente proyecto es una Terminal Marítima (que será denominada Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Descarga), la cual está integrada por un muelle (ya existente y con autorización), recuperación de vapores, líneas de carga/descarga y área de patines de medición. El segundo componente y el cual corresponde al proyecto es una Terminal de Almacenamiento y Reparto de Hidrocarburos (Denominada Terminal Internacional de Fluidos de Tuxpan-Almacenamiento), la cual permitirá manejar gasolinas, diésel, turbosina, éter metil tert-butilico (MTBE, *por sus siglas en inglés*) y etanol.

El proyecto tendrá como finalidad la importación de combustibles refinados como son Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina, para su distribución en el interior de la República Mexicana. Las instalaciones tendrán la flexibilidad de poder exportar por barco los productos refinados manejados en la Terminal de Almacenamiento y Reparto de Hidrocarburos, dejándose las preparaciones necesarias para realizar esta actividad en el futuro.

Adicionalmente, la Terminal de Almacenamiento y Reparto de Hidrocarburos maneja éter metil tert-butilico (MTBE, *por sus siglas en inglés*) y etanol. El MTBE será usado como oxigenante para las gasolinas que se comercializarán en la zona metropolitana del Valle de México, para ello, se utilizarán bombas que tendrán la capacidad para envío a buque tanque y para el blending (mezcla) con MTBE en los tanques de gasolinas, teniendo la flexibilidad también de poder realizar el blending con MTBE en cualquier tanque de almacenamiento. El etanol también se utilizará como oxigenante para las gasolinas que se enviarán al resto de la República Mexicana, el cuál será inyectado directamente en las líneas hacia llenaderas mediante bombas.

La Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan-Almacenamiento se ubicará al sur del Libramiento de Acceso al Puerto de Tuxpan, en una fracción deducida de la finca rustica del lote doscientos cincuenta y tres de la exhacienda de Asunción y Santiago de la Peña en el Puerto de Tuxpan, municipio de Tuxpan de Rodríguez Cano en el Estado de Veracruz. Como referencia se encuentra al suroeste de las coordenadas marcadas por la mojonera indicada en el

levantamiento topográfico como el vértice 1, N: 2,317,814.451 (m) y E: 674,035.675 (m). Probablemente se realice una ampliación a futuro en el predio que colinda al lado Sur del predio en estudio.

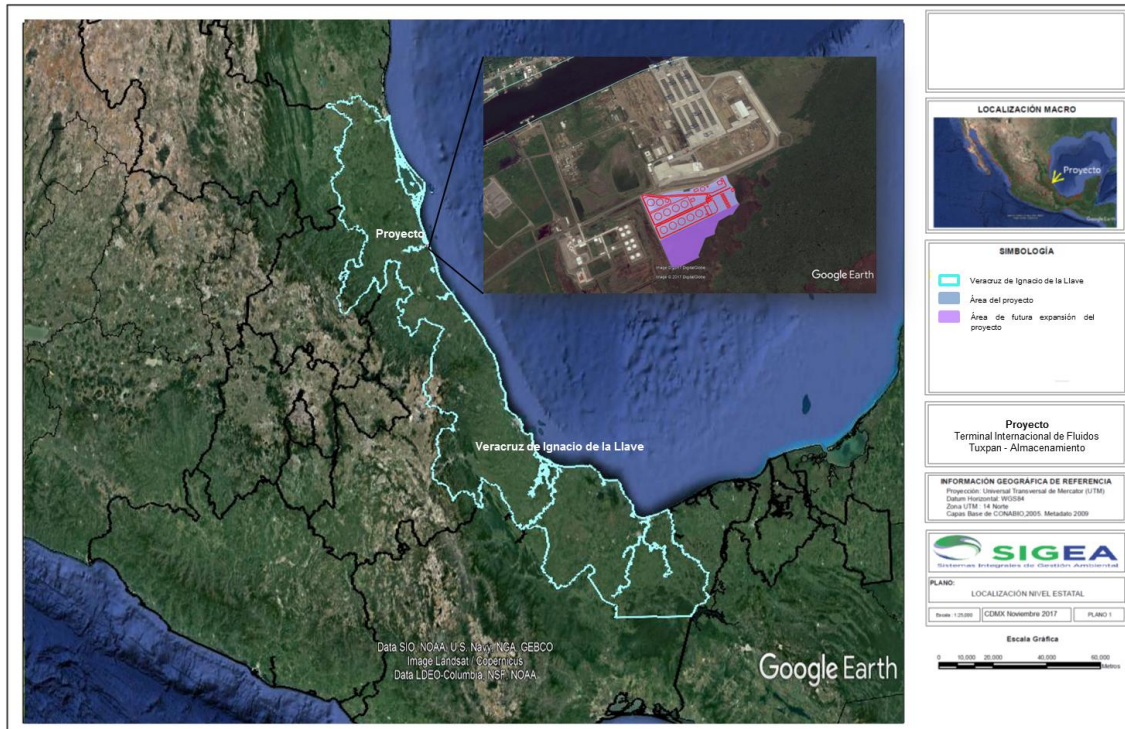


Figura I-1. Localización del proyecto.

El sistema de coordenadas que se utilizará para el trazo y ubicación de las instalaciones será el de Proyección Universal Transversa de Mercator (UTM) y WGS84, zona UTM 14.

Coordenadas georreferenciadas del proyecto.

El proyecto se localizará en el municipio de Tuxpan, los polígonos (del proyecto y expansión futura) se localizan de acuerdo a las siguientes coordenadas UTM (ver Tabla I-1).

Tabla I-1. Coordenadas y superficie polígono 1 área del proyecto.

Polígono Cuadro de Construcción TIFT-A		
Vértice	Norte (Y)	Este (X)
1	2,317,814.4512	674,035.6750
2	2,317,793.3374	674,043.2512
3*	2,317,810.0198	674,139.5605

Polígono Cuadro de Construcción TIFT-A		
Vértice	Norte (Y)	Este (X)
4	2,317,750.3015	674,062.1815
5	2,317,724.0397	674,082.2199
6	2,317,690.8632	674,082.2682
7*	2,317,690.9855	674,182.0030
8	2,317,632.4390	674,101.2605
9	2,317,424.0183	673,618.7825
10	2,317,514.2549	673,579.8022
11	2,317,697.8903	673,500.4755
12	2,317,710.0518	673,528.6279
13	2,317,695.6275	673,613.3291
14	2,317,696.6038	673,615.5891
15	2,317,700.3335	673,622.0429
16	2,317,702.7179	673,627.4718
17	2,317,700.4289	673,628.4771
18	2,317,705.2783	673,639.5183
19	2,317,706.7880	673,638.8553
20	2,317,712.9851	673,661.3645
21	2,317,723.6094	673,725.1649
22	2,317,724.7750	673,768.1973
23	2,317,714.3204	673,769.6276
24	2,317,719.4119	673,807.8725
25	2,317,729.8445	673,806.4841
26	2,317,740.3446	673,843.0644
27	2,317,750.2722	673,914.0254
28	2,317,771.9831	673,956.7320
29	2,317,801.4967	674,001.8248
SUPERFICIE= 119,316.355 m ²		

Fuente: Promovente

Tabla I-2. Coordenadas y superficie polígono 2 área futura de expansión.

Polígono Cuadro de Construcción Futura Expansión		
Vértice	Norte (Y)	Este (X)
9	2,317,424.0183	673,618.7825
8	2,317,632.4390	674,101.2605
32	2,317,625.4558	674,104.2772
33	2,317,611.0744	674,092.9136
34	2,317,591.7393	674,077.0665
35	2,317,564.7150	674,057.3279
36	2,317,563.2111	674,035.9949
37	2,317,528.1624	673,970.6981
38	2,317,476.5860	673,946.3096
39	2,317,451.3106	673,942.3579
40	2,317,432.1390	673,886.7734
41	2,317,334.6510	673,841.0626
42	2,317,322.8890	673,846.1435
43	2,317,256.0227	673,691.3531
SUPERFICIE= 57,149.819 m ²		

I.1 Bases de diseño

Fenómenos naturales y datos meteorológicos

Clima

Tipo de Clima

De acuerdo con la clasificación climática de Köppen y modificada por García (1988), el clima predominante en la superficie del Sistema Ambiental corresponde al A(w2), el cual se describe como un clima cálido subhúmedo, con lluvias en verano, de mayor humedad. En invierno se tiene una marcada disminución de la precipitación. De acuerdo con las Normales Climatológicas publicadas por el Servicio Meteorológico Nacional (SMN), la precipitación promedio anual del periodo 1951 – 2010 en la estación 30229 (Tuxpan de Rodríguez Cano), alcanza los 1,356 mm.

En el periodo junio – noviembre, se produce más del 77% de la precipitación anual (cerca de 1,044 mm). En el periodo diciembre – mayo, las precipitaciones se reducen de manera notable a unos 312 mm. En este periodo se pueden presentar incluso algunos meses con precipitación cero.

El mes más cálido es junio y el más fresco es enero. La temperatura anual media normal del periodo 1951 – 2010 fue de 25.8 °C, con un mínimo promedio en enero de 20.7 °C y un máximo medio de 28.9 °C en agosto. La temperatura máxima alcanzó en dicho periodo los 48.8 °C (medida el 3 de septiembre de 1966). La temperatura mínima presentó un valor de casi 0.8 °C (medida el 14 de enero de 1975). Las temperaturas más bajas en la región se producen en el periodo de invierno, estación en la que se presentan los ciclones y frentes fríos o “Nortes”

De acuerdo con datos históricos correspondientes al periodo comprendido entre 1917 y 2000, del Observatorio Meteorológico de Veracruz (INE, 2003) los nortes pueden ocurrir en cualquier época del año; sin embargo, se ha observado que se presentan con mayor frecuencia entre septiembre y febrero.

Temperatura

De acuerdo con el Servicio Meteorológico Nacional (SMN 2017), la temperatura media anual del municipio de Tuxpam de Rodríguez Cano es de 25.8°C con una oscilación térmica de aproximadamente 5°C. El mes más frío es enero con una temperatura promedio de 20.7°C, y los meses más cálidos del año van de abril a septiembre con temperaturas que alcanzan los 28.9°C.

Durante un periodo de registro de 60 años, se obtuvo una temperatura máxima normal anual de 30.4°C; y un promedio de máxima mensual de 37.6°C, siendo los meses más calurosos entre junio y septiembre. Asimismo durante estos años de registro se puede observar que es el mes de septiembre el que presenta los datos con valores de temperatura más altos en cuanto a máxima mensual y máxima diaria.

En cuanto a las temperaturas mínimas registradas durante este mismo periodo de tiempo se tiene un promedio anual normal de 21.3°C, con una mínima mensual que durante el mes de enero registró 12.2°C y una mínima diaria cuya temperatura más baja se registró también durante el mes de enero con 0.8°C.

Tabla I-3. Temperatura media mensual y anual en Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.

Mes	Temperatura máxima normal °C	Temperatura media °C	Temperatura mínima normal °C
Enero	25.0	20.7	16.4
Febrero	26.7	22.1	17.6
Marzo	29.2	24.5	19.9
Abril	31.7	27.0	22.3
Mayo	32.7	28.1	23.5
Junio	33.2	28.7	24.2
Julio	33.0	28.6	24.2
Agosto	33.6	28.9	24.2
Septiembre	33.1	28.4	23.8
Octubre	31.5	26.7	22.0
Diciembre	26.2	22.0	17.8
Anual	30.4	25.8	21.3

Fuente: Estación meteorológica No. 00030229 Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.

Latitud: 20°56'50" N Longitud: 097°26'40" W Altura: 17.0msnm. Periodo 1951-2010.

Precipitación

El promedio de precipitación anual, de acuerdo a los datos provenientes de la estación meteorológica No. 00030229 de Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz, es de 1,355.6 mm, con un promedio de 117.4 días con lluvia al año, siendo los meses de junio a septiembre en los que se presenta mayor precipitación. Por otro lado, según un periodo de registro de 60 años entre 1951 y 2010 de esta estación, se tiene que el promedio de máxima mensual y máxima diaria se alcanza durante el mes de julio llegando a los 683.3 mm y 320 mm de precipitación respectivamente.

Tabla I-4. Precipitación media y máxima mensual y anual, y número de días con lluvia en Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.

Mes	Precipitación media mm	Precipitación máxima	No. de días con lluvia
Enero	39.5	214.2	8.4
Febrero	50.0	473.5	7.3
Marzo	38.6	143.0	7.4
Abril	54.1	213.0	6.8

Mes	Precipitación media mm	Precipitación máxima	No. de días con lluvia
Mayo	78.9	228.0	6.7
Junio	207.5	547.7	12.0
Julio	170.8	683.3	13.1
Agosto	179.9	460.0	13.9
Septiembre	266.4	679.6	14.0
Octubre	132.2	350.0	11.2
Noviembre	87.1	256.5	8.0
Diciembre	50.6	143.8	8.6
Anual	1,355.6	366.05	117.4

Fuente: Estación meteorológica No. 00030229 Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.
 Latitud: 20°56'50" N Longitud: 097°26'40" W Altura: 17.0msnm. Periodo 1951-2010.

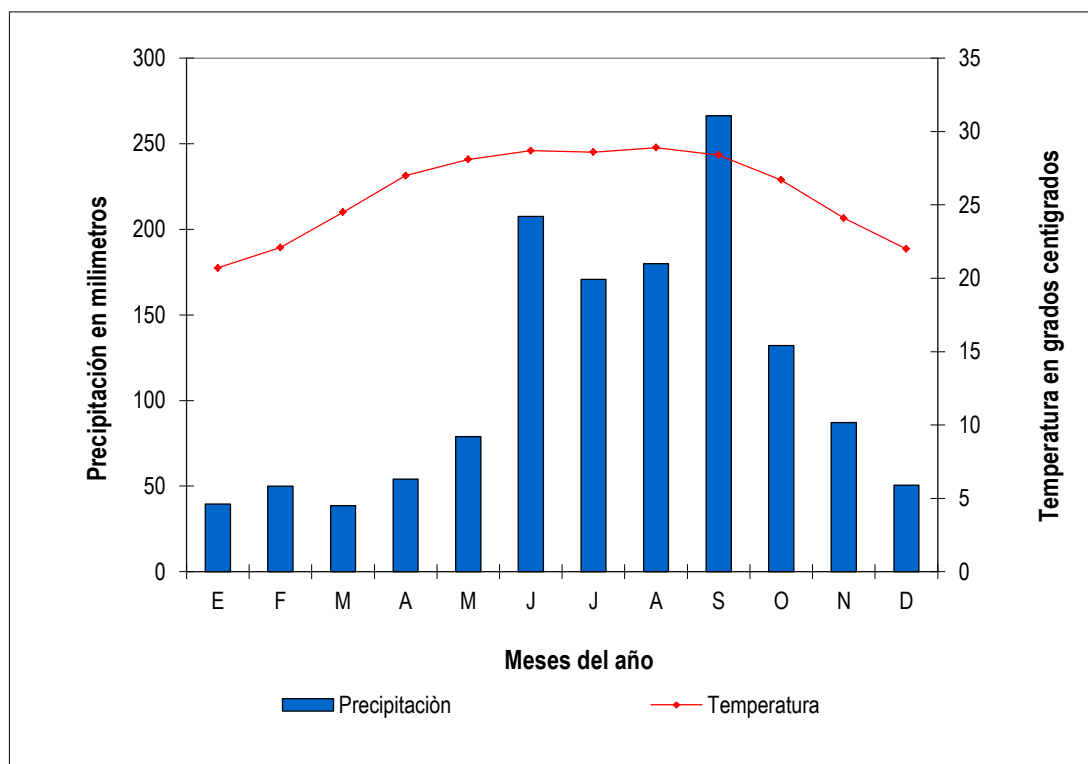


Figura I-2. Comportamiento de los factores del clima en Tuxpam de Rodríguez Cano, Veracruz.

Vientos dominantes

Debido a la posición que guarda el estado de Veracruz con relación al Sistema de Circulación Atmosférica, la entidad se sitúa en la zona de dominio de los vientos alisios del hemisferio norte. Durante el verano (abril a septiembre), los vientos alisios son más vigorosos y dominan en altitudes mayores; no así durante la época fría (octubre a marzo), en la cual pierden potencia y profundidad.

En el Sistema Ambiental, al igual que en la mayoría del estado, los vientos predominantes provienen del norte; sin embargo, durante los meses de verano predominan los vientos del este. Los meses de septiembre a febrero presentan una componente importante de la dirección oeste, así como componentes de baja frecuencia e intensidad asociadas a los efectos de brisa de mar y tierra.

Fenómenos Climatológicos

En el estado de Veracruz inciden dos perturbaciones atmosféricas: los nortes y los ciclones tropicales. Por una parte los nortes son perturbaciones atmosféricas propias de la época fría y consisten en la invasión de grandes masas de aire provenientes del norte de Estados Unidos o sur de Canadá que, al pasar por las aguas relativamente cálidas del Golfo de México, modifican sus condiciones de humedad y de temperatura.

Por otra parte, los ciclones tropicales son perturbaciones propias del verano cuya formación permite que se introduzca una gran cantidad de humedad a las capas superiores de la atmósfera y son capaces de traspasar la Sierra Madre Oriental (CONABIO 2011).

De acuerdo con el registro de ciclones tropicales que ocurrieron en México de 1970 a 2008 (CONAGUA, 2011), casi todos los años se reportan ciclones que impactan el Estado de Veracruz, con velocidades máximas de viento en impacto que van desde los 55 hasta 260 km/h. Con frecuencia su ocurrencia a nivel regional genera intensas lluvias y crecidas de los ríos que pueden provocar inundaciones y afectar la pesca y la navegación.

En la siguiente tabla se muestra una lista de los ciclones tropicales que han tocado tierra cerca en estado de Veracruz en los últimos 37 años.

Tabla I-5. Ciclones tropicales que impactaron en el Estado de Veracruz de 1980 a 2017.

Año	Nombre	Categoría de impacto	Lugar de entrada a tierra o costa más cercana	Periodo Inicio - fin	Día de impacto	Vientos máximos (km/h)
2017	Katia	TT (H2)	Nor-noroeste de Ver.	5-9 sep	8 sep	205
2017	Franklin	TT (H1)	Costa central de Ver.	6-10 ago	9 ago	150
2016	Danielle	TT	Este-sureste de Tuxpan Ver.	19-21 jun	20 jun	105
2014	Dolly	TT	Costa Norte de Ver.	1-3 sep	2 sep	105
2013	Fernand	TT	5 km al norte de Zempoala, Ver.	25-26 ago	25 ago	100
2012	Helene	TT	80 km Barra Nautla Ver.	9 al 11 y 17 al 18 ago	18 ago	95
2011	Arlene	TT	55 km Sur de Tuxpan, Ver.	28-30 jun	30 jun	100
2005	Bret	TT	15 km Sur de Tuxpan, Ver.	28-29 jun	29 jun	65
1999	DT 2	DT	Cazones-Tuxpan Ver.	2-3 jul	3 jul	55
1993	Gert	TT (H1)	Chetumal Q. Roo (Tuxpan, Ver.)	14-21 sep	18 sep (20 sep)	65 (148)
1990	Diana	TT (H2)	Chetumal Q. Roo (Tuxpan, Ver.)	4-8 ago	5 ago (7 ago)	110 (158)
1988	Debby	H1	Tuxpan Ver.	31 ago-8 sep	2 sep	120

DT: Depresión Tropical, TT: Tormenta Tropical, H 1-5: Huracán y Categoría alcanzada en la escala de intensidad Saffir-Simpson. Fuente: CONAGUA 2017

Fenómenos geológicos y hidrometeorológicos

Fenómenos geológicos

Los fenómenos de origen geológico capaces de provocar daños se dividen en procesos geodinámicos externos e internos. Los primeros afectan a la superficie terrestre mediante la erosión y transporte de suelos y rocas, inducidos por precipitaciones pluviales extremas, huracanes y tormentas tropicales. Los segundos tienen su origen en fuerzas internas del planeta que provienen de la actividad sísmica, volcánica y tectónica.

Tabla I-6. Resumen de los principales procesos geológicos capaces de provocar daños.

Procesos geodinámicos externos	• Procesos de remoción en masa (deslizamientos, flujos de lodo, derrumbes. • Hundimientos y subsidencia • Licuefacción
Procesos geodinámicos internos	• Sismos (fallas, fracturas) • Vulcanismo (derrames de lava, caída de cenizas, flujos piroclásticos, lahares y avalanchas de escombros.

Deslizamientos

El movimiento de laderas o procesos de remoción en masa es el peligro geológico que presenta mayor grado de recurrencia en el estado de Veracruz. Dentro de los principales factores que condicionan la inestabilidad de laderas en el estado se tienen: una compleja topografía, rocas intensamente fracturadas y falladas, alternancia de lutitas y areniscas, rocas intrusionadas por diques, potentes espesores de regolita y suelo, escurrimientos y una intensa erosión.

Los tipos de remoción en masa más frecuentes en el estado de Veracruz son: deslizamientos rotacionales y traslacionales, caídos de roca o derrumbes, volteos y flujos.

En el caso del área del proyecto el peligro por deslizamiento es bajo como se puede observar en la siguiente Figura I-3.



Figura I-3. Peligros por deslizamiento en Tuxpan de Rodríguez de Cano.
Fuente: Atlas Municipal de Riesgo Básico Tuxpan. Protección Civil Veracruz.

Hundimiento de terreno

Los hundimientos de terreno, son movimientos de componente vertical que ocurren repentinamente cuando los techos de cavidades subterráneas colapsan debido a que la carga que soportan excede su resistencia.

La formación de cavidades subterráneas está condicionada por dos tipos de procesos, los relacionados con la actividad antrópica (obras mineras, excavaciones y tuberías dañadas que socavan el terreno) y los naturales, que dependen del tipo de roca y suelo que predomina en una región.

En la siguiente Figura I-4 se muestra las áreas susceptibles de hundimiento e identifica las zonas de ocurrencia asociada a túneles de lava y las a cavidades por karsticidad; en el mismo podemos observar que el área del proyecto no es susceptible a presentar hundimiento por karsticidad y por túnel de lava.

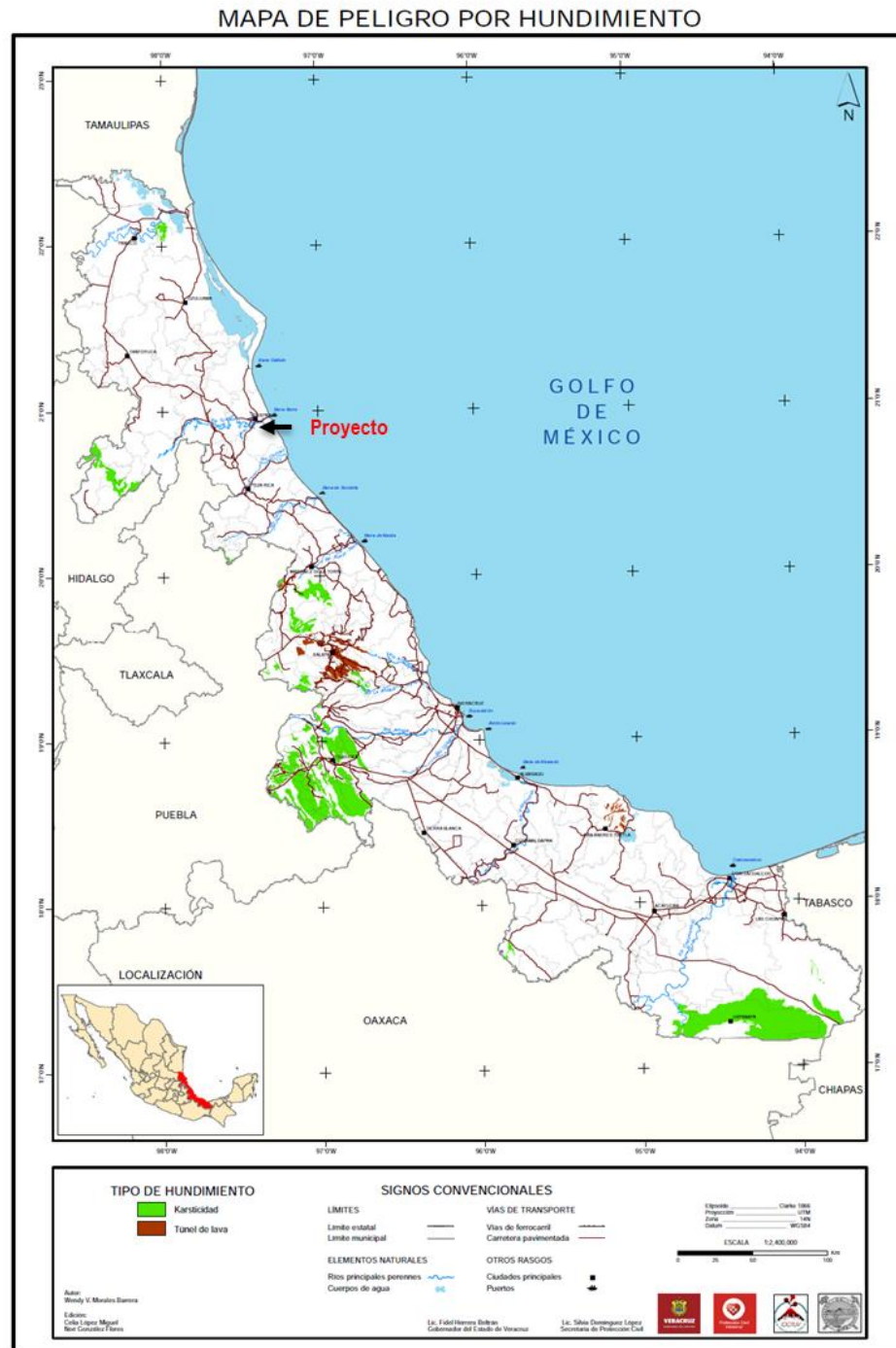


Figura I-4. Peligros por hundimiento.

Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.

Licuefacción

El fenómeno de licuefacción se produce en determinado tipo de suelos que al ser sometidos a vibraciones inducidas por sismos, explosiones o vibraciones de maquinaria origina que se desarrollen elevadas presiones intersticiales de forma rápida. Esto da lugar a que el suelo se comporte como si fuera un fluido, el cual no tiene capacidad de soportar edificaciones ni otro tipo de estructuras. Los factores que influyen notablemente para que ocurra el fenómeno de licuefacción son:

- a) Suelos uniformemente graduados por partículas del tamaño de la arena.
- b) Suelos saturados en agua
- c) Contenido de arcilla inferior al 10%
- d) Bajo grado de compactación.

Con base en las características antes mencionadas, el área del proyecto no es susceptible a presentar procesos de licuefacción, como se puede observar en la Figura I–5



Figura I-5. Peligros por licuefacción.

Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.

Fallas geológicas.

De acuerdo al atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del estado de Veracruz, no se tienen registros de fallas geológicas en el área del proyecto.

Sismología

De acuerdo a la zonificación de sismicidad en la República Mexicana elaborada por el Servicio Sismológico Nacional (SSN), el área del proyecto se ubica dentro de la Zona sísmica B. La zona donde se ubica el proyecto presenta una clasificación peninsísmica, con sismos poco frecuentes.



Figura I-6. Regionalización sísmica de la República Mexicana.

A continuación se describe cada una de las zonas sísmicas de las República Mexicana:

- Zona A.- No se tiene registros históricos de sismos, no se han reportado sismos en los últimos 80 años y no se esperan aceleraciones del suelo mayores a un 10% de la aceleración de la gravedad a causa de temblores.
- **Zonas B y C (o zona intermedia).- Se registran sismos no tan frecuentemente o son zonas afectadas por altas aceleraciones pero que no sobrepasan el 70% de la aceleración del suelo.**
- Zona D.- Se han reportado grandes sismos históricos, donde la ocurrencia de sismos es muy frecuente y las aceleraciones del suelo pueden sobrepasar el 70% de la aceleración de la gravedad.

Actividad volcánica

Un volcán se considera activo cuando existen reseñas de testigos presenciales de su erupción o cuando basándose en datos geológicos, es posible comprobar la ocurrencia de eventos eruptivos dentro de los últimos 10,000 años.

En el mapa de peligro volcánico (Figura I-7) se muestra la localización de los dos volcanes que bajo el criterio anterior se consideran activos, uno es el Pico de Orizaba o Citlaltépetl, localizado en la parte central en los límites con el estado de Puebla, y el otro es el San Martín o Tiltépetl, ubicado dentro del Complejo Volcánico de Los Tuxtlas, en la región sur del estado.

Como se puede en la Figura I-7 el área del proyecto no se ubica dentro de una zona de peligro volcánico.

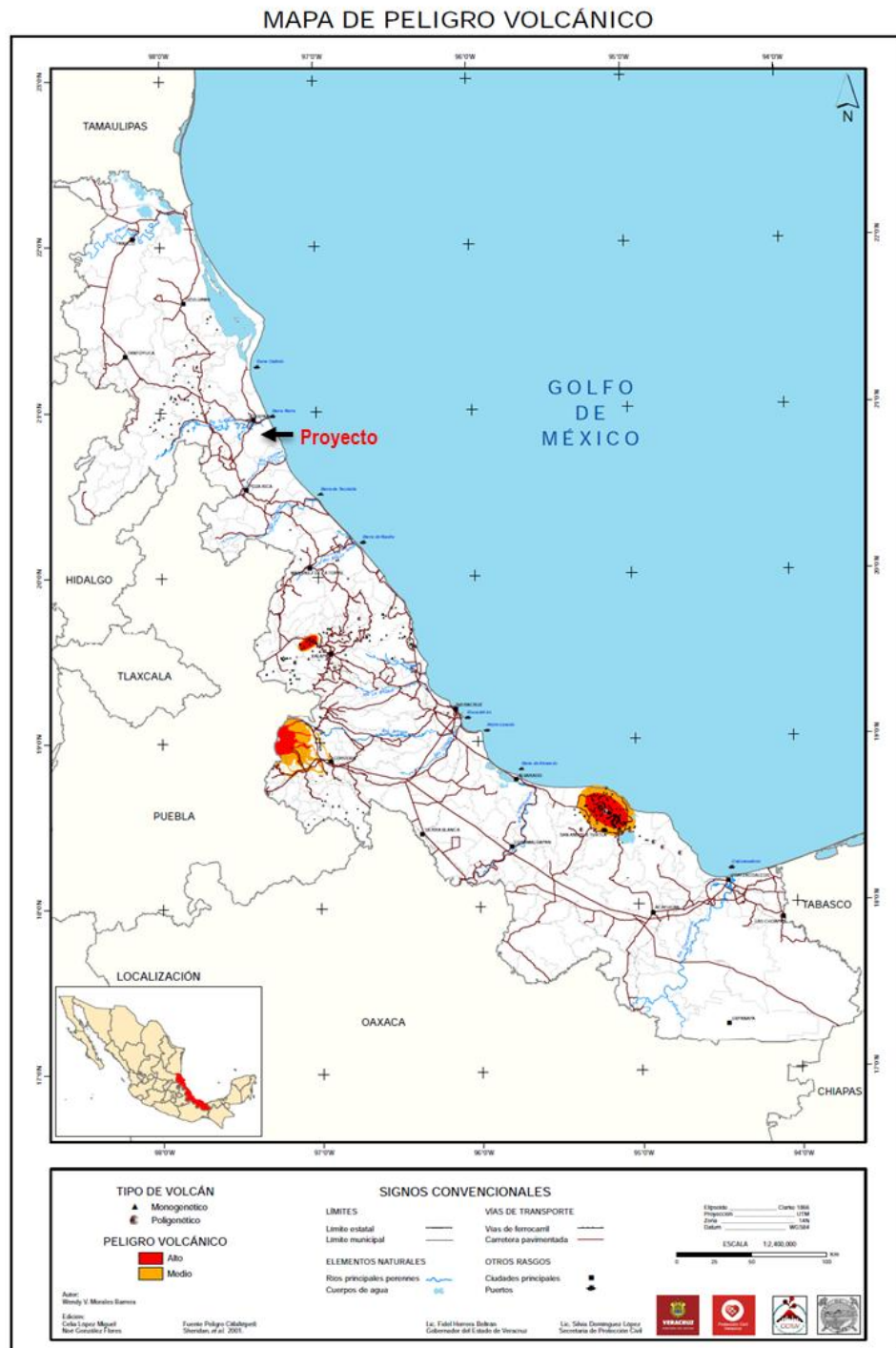


Figura I-7. Peligro Volcánico.

Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.

Fenómenos hidrometeorológicos

Son los que más frecuentemente se presentan en la entidad veracruzana, los cuales pueden deberse al impacto directo de los sistemas ciclónicos por efecto de los vientos.

Inundaciones

Las inundaciones pueden clasificarse por su origen en pluviales, fluviales y lacustres.

Las zonas inundables de la Región Administrativa Golfo Centro de la CNA: Las áreas expuestas a inundación ante la presencia de huracanes, ondas tropicales, frentes fríos y lluvias torrenciales, las representan las cuencas bajas de los ríos: Tuxpan, Cazones, Tecolutla, Nautla, Misantla, Actopan, La Antigua, Jamapa, Papaloapan, Blanco, Coatzacoalcos y Tonalá.

De acuerdo al atlas municipal de riesgo básico Tuxpan, establece que el área del proyecto tiene un peligro medio de inundación, como se muestra en la Figura I–8.

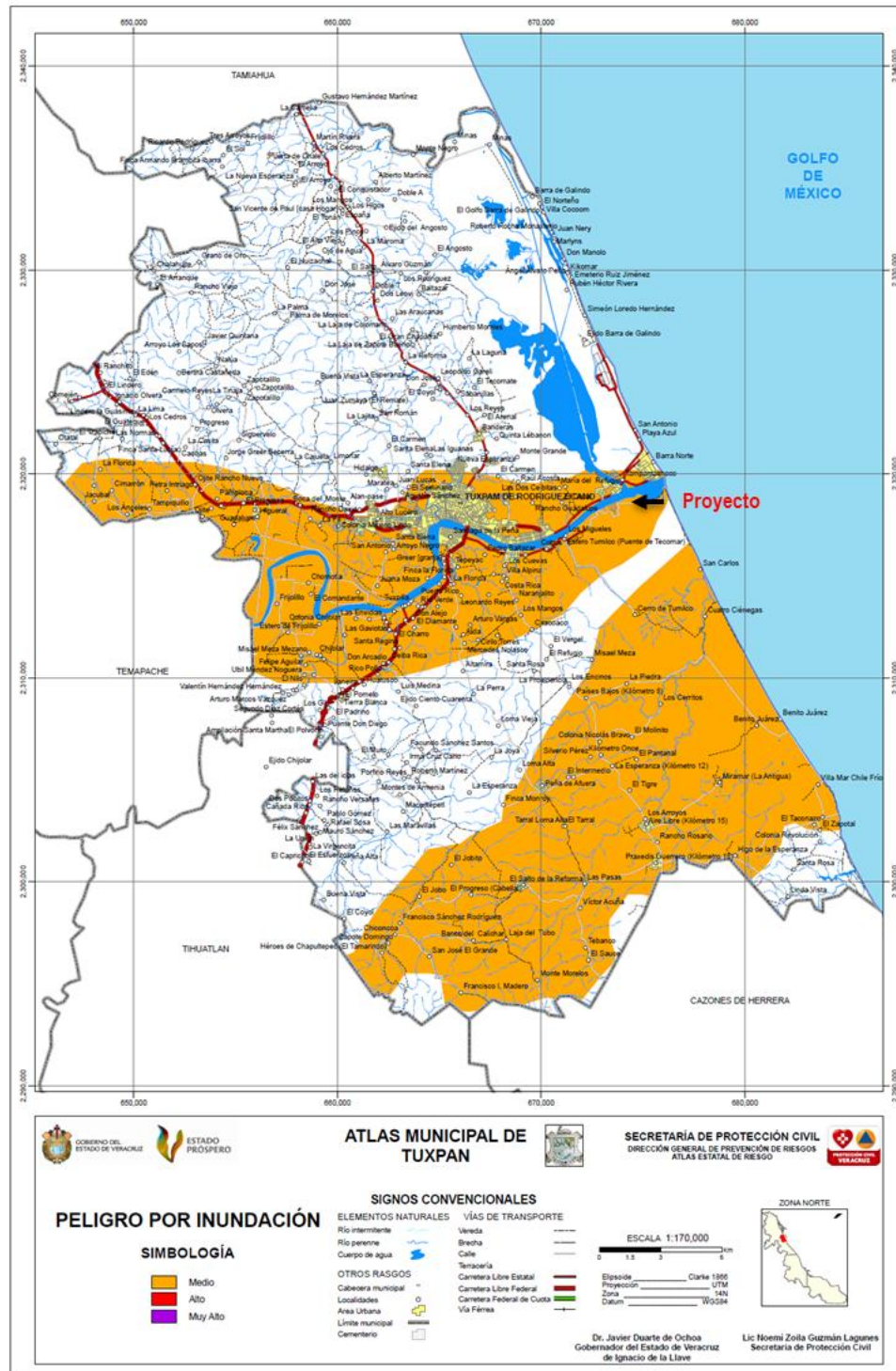


Figura I-8. Peligro por inundaciones.

Fuente: Atlas Municipal de Riesgo Básico Tuxpan. Protección Civil Veracruz.

Depresión, tormenta, ciclón tropical

Para tener una mejor idea acerca del desarrollo y trayectoria de los sistemas ciclónicos que han entrado en el Golfo de México se muestran tres mapas. El primero mapa (Figura I–9), corresponde a los sistemas en su etapa de Depresión Tropical que han impactado al estado de Veracruz de 1995-1999. En este caso, solo se le asignan un número, puesto que el nombre se les asigna al alcanzar cuando menos la categoría de tormenta tropical.

El segundo mapa (Figura I–10) corresponde a los sistemas en etapa de Tormenta Tropical. En esta fase a los sistemas se les asigna un nombre. Obviamente en este caso el mapa muestra un número mayor de sistemas, debido a que se consideran los sistemas que afectaron al estado o pasaron cerca de él o impactaron en estados vecinos como depresiones tropicales.

Un tercer mapa (Figura I–11) muestra a los sistemas en etapa de ciclón tropical o huracán. Desde luego, en este mapa no se considera a los sistemas en etapa de depresión tropical y tormenta tropical.

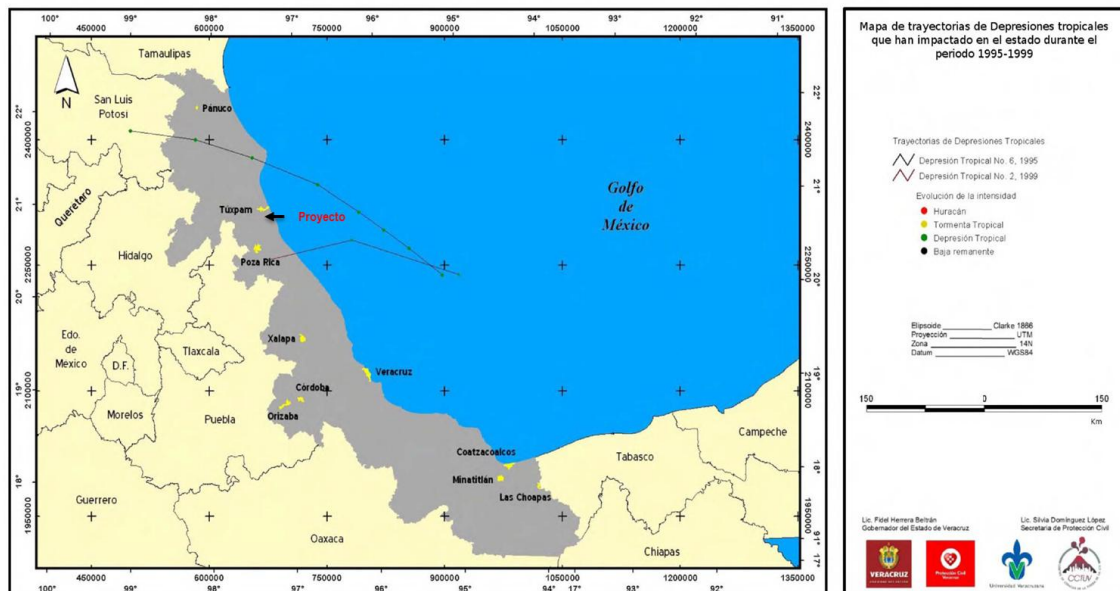


Figura I–9. Depresiones tropicales en Veracruz de 1995 a 1999.

Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.

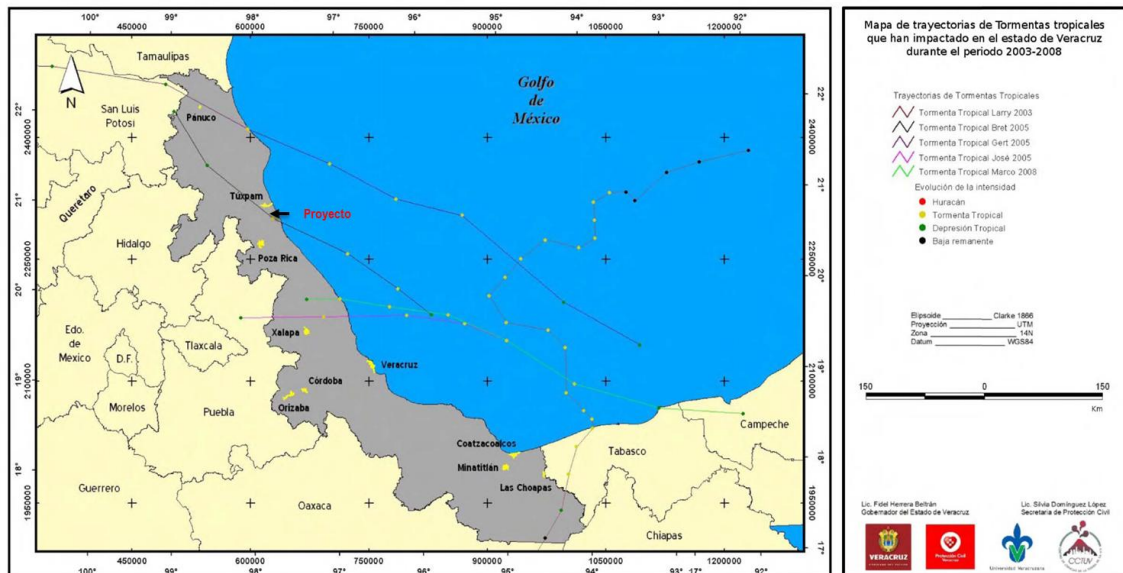


Figura I-10. Tormentas tropicales en Veracruz de 2003 a 2008.

Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.

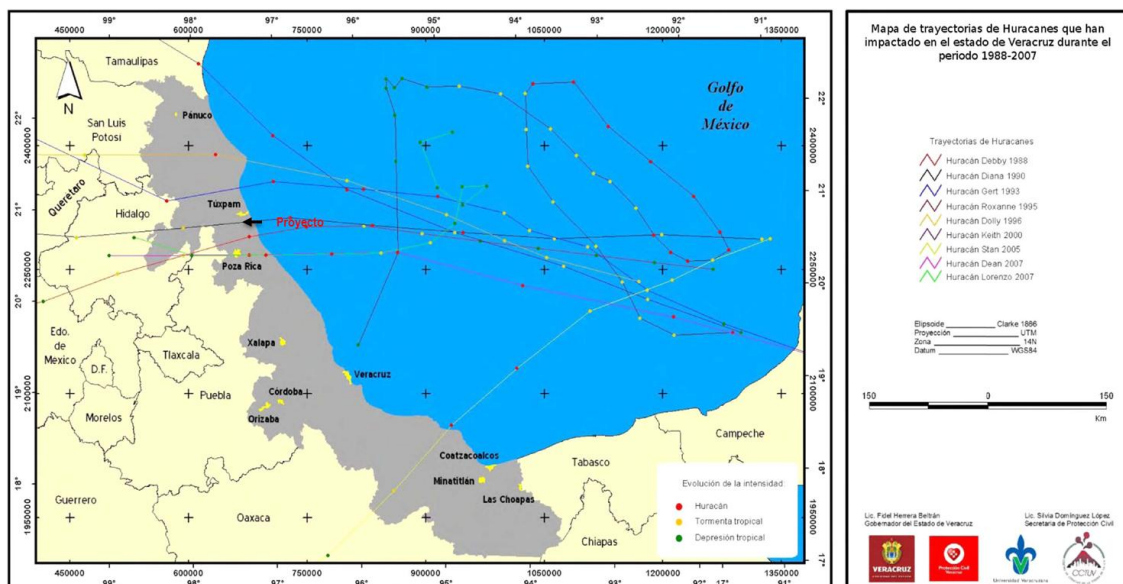


Figura I-11. Huracanes que han impactado a Veracruz durante 1998 a 2007.

Fuente: Atlas peligros geológicos e hidrometeorológicos del Estado de Veracruz.

I.1.1 Proyecto civil

I.1.1.1 Normas, Códigos y Reglamentos¹

Los criterios y diseño de los trabajos ejecutados por la disciplina de civil planificación tendrán sustento conforme a lo indicado en la siguiente normatividad:

- ASME B31.4-2016 Pipeline Transportation systems for liquid hydrocarbons and other liquids
- NFPA 30 Flammable and Combustible Liquids Code Edition 2015
- NOM-EM-003-ASEA-2016, especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo.
- NOM-034-SCT2-2011, Señalamiento horizontal y vertical de carreteras y vialidades urbanas. Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- NOM-012-SCT-2-2014, Sobre el peso y dimensiones máximas con los que pueden circular los vehículos de autotransporte que transitan en las vías generales de comunicación de jurisdicción federal. Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- Diseño por Sismo: Manual de Diseño Por Sismo, MDOC-DS-CFE-15.
- Diseño por Viento: Manual de Diseño por Viento, MDOC-DV-CFE-08.
- Concreto Reforzado: Building Code Requirements for Structural Concrete and commentary, ACI 318-14.
- Acero Estructural: Steel Construction Manual, Load and Resistance Factor Design LRFD, 2010 14th Edition.
- Perfiles Rolados en Frio: AISI American Iron and Steel Institute Cold Formed Steel Design Manual – 2008.
- Pernos y Tornillos: AISC Specification for Structural Joints Using ASTM A325 or A490 bolts, 2009.
- Cimentaciones: Normas Técnicas Complementarias para Diseño y Construcción de Cimentaciones.
- Soldadura: Structural Welding Code Steel, AWS-D1.1, 2010.

¹ Cabe señalar que durante la elaboración de la ingeniería básica y del Estudio de Riesgo Ambiental se encontraba vigente la NOM-EM-003-ASEA-2016.

- Cargas vivas: Reglamento de Construcciones para el DF (RCDF-2004).
- Combinaciones de diseño: Minimum Design Loads for Buildings and Other Structures SEI/ASCE 7-10.

1.1.1.2 Criterios de diseño para el proyecto civil

Diseño de la superestructura

1. El acero estructural estará acorde con el código AISC-360-10 LRFD.
2. Los perfiles rolados en frío deberán revisarse con el código AISI.
3. Todas las conexiones soldadas deberán utilizar el código AWS D1.1/D1.1M, la sección 3.3 (incluido el cuadro 3.1), y se utilizarán los electrodos de 70 ksi (480 MPa) de resistencia a la tracción excepto donde se indique.
4. Perfiles estructurales del tipo: ángulos (L), canales (C, MC), y secciones tipo I (M,S y HP), placas y barras serán de conformidad con la norma ASTM A36/A36M, a menos que se especifique lo contrario.
5. Perfiles estructurales del tipo I de patín ancho (W shapes) serán ASTM A-992
6. De preferencia el diseño se hará con conexiones soldadas en taller y/o atornilladas en campo.
7. Las rejillas no deberán considerarse como apoyo lateral de las vigas.
8. Excepto como se especifica en el párrafo siguiente o si las conexiones de deslizamiento crítico son requeridas por las Especificaciones del AISC .
9. Para juntas estructurales usando la norma ASTM A325 o A490 para tornillos, todos los pernos o tornillos deberán ser de $\frac{3}{4}$ " pulgadas (19 mm) y mayores (con excepción de los pernos de anclaje), los tornillos del tipo-N (con diseño tipo aplastamiento con hilos incluidos en el plano de corte) de alta resistencia ASTM A325.
10. Los tamaños mínimos de los pernos serán como sigue:

- a) Elementos Estructurales Principales – 3/8" (19 mm) ASTM A325 (galvanizados).
 - b) Elementos Estructurales Secundarios - 5/8" (16 mm) ASTM A307 o A307 (galvanizados)
- 11. El espesor mínimo de las placas base y/o placas de conexión serán de 3/8" (10 mm).
 - 12. Las estructuras metálicas deberán, estar galvanizadas de acuerdo al ASTM A123.

Concreto

- 1. El diseño de los Elementos Estructurales de Concreto se hará de conformidad con el ACI-318-14 y su Manual of Concrete Practice (MCP).
- 2. El diseño de estructuras que contienen líquidos, deberá cumplir con los requerimientos de ACI Specification for Environmental Concrete Structures ACI-350.5-12.
- 3. El concreto empleado en las estructuras, deberá ser resistente al ataque de los sulfatos, de acuerdo a los resultados del estudio de corrosividad.
- 4. El acero de refuerzo cumplirá con la norma NMX-C-407-ONNCCE-2001.
- 5. La malla electrosoldada lisa cumplirá con la norma NMX-B-290-ONNCCE-2006.
- 6. El Acero de Refuerzo deberá ser diseñado para resistir momentos y cargas axiales en los miembros de los marcos y en los elementos estructurales de los muros de acuerdo con la norma ASTM A706/A706M. ASTM
- 7. A615/A615M Grado 60. El reforzamiento será aceptable mediante las siguientes condiciones:
 - a) El límite elástico real basado en las pruebas de acero no debe de exceder el límite elástico especificado por más de 18,000 psi (124 MPa). En las pruebas de revaluación no podrá exceder este valor en más de un adicional de 3,000 psi (20.7 MPa).
 - b) La relación de la resistencia a la tensión real final a la resistencia de la tensión no deberá ser menor de 1.25.

Anclas

1. Las anclas, las tuercas y rondanas deberán ser compatibles y estar de acuerdo a la norma ASTM A36/A36M, F1554 Grade 36, F1554 Grade 55, F1554 Grade 105, A193/A193M Grade B7, A354 Grade BC, o A354 Grade BD.
2. Todas las anclas que sean galvanizadas en caliente deberán cumplir con ASTM A36/A36M, A307, F1554 Grade 36, Grade 55 ó Grade 105.

Muros de mampostería

Para el diseño de los muros de mampostería deberán estar diseñados de acuerdo Building Code Requirements for Masonry Structures. (ACI 530-02/ASCE 5-02/TMS 402-02).

Deformaciones admisibles

Cargas verticales

1. La deflexión Permisible para las techumbres con carga muerta más carga viva no excederá $L/240 = 0.0042$ (donde L = Longitud del claro).
2. La deflexión permisible para techos y vigas con carga muerta más carga viva no excederá de $L/360 = 0.0028$ (donde L = Longitud del claro).
3. La deflexión permisible para los largueros no excederá de $L/180 = 0.0056$ (donde L = Claro de los largueros).
4. La deflexión lateral para edificios que tengan elementos estructurales capaces de sufrir daños ante pequeñas deformaciones no excederá de $H/500$ (donde H = altura del edificio). Para otros casos la deflexión lateral máxima permisible será de $H/250$.

Cargas sísmicas

1. Se revisarán desplazamientos permisibles con base en el MDOC-DS-CFE-15, considerando el Espectro de
2. Diseño obtenido para el sitio.

Cargas de viento

1. Al no contar con una referencia certera en el MDOC-Viento, se podrán revisar deformaciones laterales debidas a fuerzas de viento, tomando los siguiente límites (RCDF-DV-2004).
2. Cuando existan elementos que puedan dañarse como consecuencia de las deformaciones angulares: $0.002 \cdot H$ (donde H = altura del edificio).
3. Cuando no existan elementos que puedan dañarse como consecuencia de las deformaciones angulares: $0.005 \cdot H$ (donde H = altura del edificio).

Diseño de la subestructura

En el informe Geotécnico se establecen las propiedades de suelos y características geotécnicas del Diseño de Ingeniería de detalle de cimentaciones en el proyecto, contendrá los siguientes apartados:

- Modelos Geotécnicos.
- Estados límite de falla y de servicio.
- Diseño de Terracerías.
- Procedimiento constructivo de cimentaciones.
- Estudios geológicos, sísmicos, corrosividad, etc.

Losa de piso (apoyada sobre el suelo)

1. El espesor mínimo de la losa de piso (apoyadas sobre suelo) deberá ser de 10 cm y para el espesor final se deberá basar en las cargas y el reporte Geotécnico.
2. No habrá cargas de vehículos sobre la losa de piso dentro del Edificio del Cuarto de Control y/o Cobertizos.

Cimentaciones

1. El diseño de la cimentación deberá estar basado en los resultados de la investigación de ingeniería geotécnica.
2. Para la revisión por capacidad de carga ante acciones accidentales, no se podrá incrementar la capacidad de carga admisible, debido a que en dichas combinaciones ya se incluyen los coeficientes de reducción.

3. Para la revisión contra el volteo ante la combinación de cargas permanentes y accidentales usando las combinaciones, deberá ser como mínimo 1.5.
4. Para la revisión contra el deslizamiento ante la combinación de cargas permanentes y accidentales deberá ser como mínimo 1.5.
5. El mínimo factor de seguridad contra la flotabilidad deberá ser 1.2 si se usan las cargas de servicio sin factorizar.
6. Para la revisión del asentamiento inmediato y a largo plazo deberá cumplir con el asentamiento estimado en el Reporte geotécnico, si la cimentación es sensible a la acción de equipos o sistemas de tuberías, deberá cumplir lo límites establecidos por la normativa aplicable o lo recomendado por el fabricante del equipo.
7. El grout tendrá un espesor mínimo de 25 mm.
8. El diseño de cimentaciones para tanques de almacenamiento que tienen suficiente presión interna para levantar el depósito deberá considerar con los requerimientos del API Standard 650 Apéndice F.7.5.
9. Se considerarán los empujes en estado de reposo para el diseño de muros de fosas, excepto para muros de contención en el cual se diseñará con el empuje activo.
10. Si se tienen bloques de anclaje, estos deberán ser diseñados por todas las condiciones de estabilidad (capacidad de carga, volteo, deslizamiento, flotación, etc), considerando efectos de la fricción, cohesión, empujes activos y pasivos, así como las componentes de las fuerzas por resistir.

Cargas para análisis y diseño estructural

Cargas muertas (DL)

La carga muerta incluye el peso propio del sistema de construcción, como losas, columnas, trabes, muros de mampostería y concreto, acabados.

Carga viva (LL, LLr)

1. La carga viva son todas las cargas que actúan sobre la estructura, pero no son de forma permanente.
2. Las siguientes cargas vivas se deberá de considerar en el análisis y diseño: Carga Viva Máxima (Cvm o LL) y Carga viva Instantánea (Cvi o LLr).

Cargas de viento (W)

1. Los parámetros específicos de diseño del sitio y la carga de viento se determinarán conforme al MDOC-VIENTO-1933 únicamente para la fase de Ingeniería Básica; y para la fase de Ingeniería de Detalle se empleará MDOC-VIENTO-2008.
2. Debido a que las clasificaciones de ciertas estructuras pueden variar, por su uso, tamaño y función, éstas serán indicadas en el diseño.

Cargas de sismo (S)

1. Los parámetros específicos de diseño del sitio y la carga de sismo se determinarán conforme a las especificaciones del MDOC-DS-1993 únicamente para la fase de Ingeniería Básica, y para la fase de Ingeniería de Detalle se empleará lo indicado en la sección 3.1 del MDOC-DS-CFE-2015, considerando los resultados del estudio final de Mecánica de Suelos y Geofísica, debiendo clasificar a las estructuras por su importancia y efectos en caso de falla como “A”. Por su tamaño y relación con el sector energético o industrial “Clase 1”.
2. Por su nivel de seguridad, se deberán tener los siguientes tipos de Espectros de Diseño Sísmico de acuerdo a lo indicado en la sección 3.1, tabla 1.4 del MDOC-DS-CFE-2015:
 - a) Espectro de respuesta probabilística, ver inciso 3.1.3.1 del MDOC-DS-CFE-2015.
 - b) Espectros de respuesta determinista, ver inciso 3.1.3.2 del MDOC-DS-CFE-2015.
 - c) Revisión de fallas locales activas, según lo indicado en el inciso 3.1.3.3 del MDOC-DS-CFE-2015.
3. La regionalización sísmica del proyecto será de acuerdo con lo indicado en la sección 3.1.3.5 y la “figura 1.2 regionalización sísmica de la república mexicana, y la “tabla 1.3 regionalización sísmica”.
4. Todos los espectros mencionados en esta condición de carga corresponden al estado límite de prevención de colapso. Para obtener los espectros para el estado límite de servicio, se afectarán las ordenadas espectrales elásticas por factores de reducción o se obtendrán espectros para un periodo de retorno específico por una norma internacional, nacional o por autoridades competentes.
5. Debido a que las clasificaciones de ciertas estructuras pueden variar, por su uso, tamaño y función, estas serán indicadas en el diseño.

Cargas de granizo

Se deberá de considerar una carga uniforme en azotea de 100 kg/m² para el diseño de los marcos de acero y/o concreto. Esta condición de carga es accidental, por lo que deberá de combinarse solo con las cargas muertas.

Cargas debidas a la operación de tuberías y ductos

Se deberá de considerar el efecto de cargas de fricción, temperatura, purgado, presiones interiores etc, proporcionadas por un especialista de análisis de flexibilidad, se considerarán estructuras de atraque; así como la consideración en el diseño, debido a mecanismos que permiten el libre desplazamiento de las tuberías sobre sus apoyos, según sea requerido por el análisis de esfuerzos en el ducto u otras tuberías.

Combinaciones de carga para diseño por resistencia última ACI

1. Se aplicarán las combinaciones descritas en el capítulo 9.2 del ACI para el diseño por esfuerzos últimos, la estructura y todas sus partes deberán de resistir los efectos más críticos de las combinaciones de cargas siguientes.
2. Deberán investigarse los efectos de una o más cargas especiales o no mostradas, o que sean adecuados para la estructura en estudio.
3. La carga de viento del MDOC-Viento-2008, está basada en “niveles de servicio”, por lo que en las combinaciones deberá usarse 1.6W en las Combinaciones 9-4 y 9-6; y 0.8W en la Combinación 9-3.
4. La carga de viento del MDOC-Viento-2008, está basada en “niveles de servicio”, por lo que en las combinaciones deberá usarse 1.6W en las Combinaciones 9-4 y 9-6; y 0.8W en la Combinación 9-3.

Combinaciones de carga para diseño por resistencia última AISC LRFD

1. Se aplicarán las combinaciones descritas en el capítulo 2.3 del SEI/ASCE 7 para el diseño por esfuerzos últimos, la estructura y todas sus partes deberán de resistir los efectos más críticos de las combinaciones de cargas siguientes.
2. Deberán investigarse los efectos de una o más cargas especiales o no mostradas, o que sean adecuados para la estructura en estudio.

3. La relación de esfuerzos en los elementos, no debe exceder de 1.0 para todas las combinaciones incluyendo viento y sismo.

Combinaciones de carga para la revisión de estados límite de servicio

Para cálculo de deformaciones de elementos estructurales, revisión de presiones de contacto sobre el suelo y estabilidad de cimentaciones deberá utilizar las combinaciones indicadas en la sección 2.4.1 del SEI/ASCE 7-10.

Arquitectónico

Edificio de control

Consta de dos plantas con un área aproximada de 558 m², en el cual se concentrarán actividades administrativas y de operación. Las áreas que conforman la Planta Baja Arquitectónica serán las siguientes; espacio para módulos de trabajo de un usuario, cubículos privados para Mantenimiento, Superintendencia, Administración Comercial, área de archivo, área de Recepción, el diseño incluye Sala de Juntas para diez usuarios, Cuarto de Baterías, Cuarto Eléctrico, Servicio Médico y área de comedor para el personal.

Las áreas que conforman la Planta Alta Arquitectónica serán las siguientes; área de servicio (Cuarto de aseo, Bodega, separación para hombres y mujeres de sanitarios y vestidores, también lo conforma el Cuarto de Operación, Cuarto de Telecomunicaciones, Cuarto de Instrumentación y el área de mantenimiento y cilindros para los sistemas de supresión con agente limpio. Se deberá considerar el acondicionamiento y/o ventilación de los espacios de acuerdo a los códigos y normas establecidos, así como el diseño de iluminación artificial dentro de los niveles mínimo recomendados. Los materiales y sistemas constructivos considerados serán:

Subestación eléctrica

Consta de una planta con un área aproximada de 372 m², en el cual se concentrarán actividades de operación, diseñado para la carga eléctrica. Las áreas que lo conforman serán las siguientes; Cuarto de tableros, Cuarto de CCM, Cuarto para equipo HVAC, Cuarto de baterías y Cobertizo de Transformadores con un sistema principal de estructura metálica y cubierta de lámina en acero galvanizado tipo TR-101 acabado prepintado y losa de piso de concreto armado acabado aparente. Se deberá considerar el acondicionamiento y/o ventilación de los espacios de acuerdo

a los códigos y normas establecidos, así como el diseño de iluminación artificial dentro de los niveles mínimo recomendados.

Cobertizo de compresores de aire y SCI

Consta de un solo nivel con un área aproximada de 90 m². Consta de un sistema principal de estructura metálica y cubierta de lámina en acero galvanizado tipo TR-101 acabado prepintado y losa de piso de concreto armado acabado aparente

Edificio de laboratorio de control de calidad

Consta de una planta con un área aproximada de 205 m², en el cual se concentrarán actividades administrativas y de operación. Las áreas que lo conforman serán los siguientes: Bodega de muestras, Laboratorio para realización de pruebas físico-químicas de los productos con módulos de trabajo para tres usuarios, se considera en el diseño una campana extractora de gases, una regadera de emergencia y lavaojos, área para recepción de muestras, área de servicio (Sanitario), Cuarto de Telecomunicaciones, Cuarto de Baterías, Cuarto Eléctrico, Cuarto de desperdicios tóxicos y un área para almacenamiento y peso de la anilina para el diésel marino. Se deberá considerar el acondicionamiento y/o ventilación de los espacios de acuerdo a los códigos y normas establecidos, así como el diseño de iluminación artificial dentro de los niveles mínimo recomendados.

Edificios de sanitarios de operadores

Consta de una planta con un área aproximada de 32 m², en el cual se concentrarán los servicios para operadores.

Caseta de control de acceso

Diseñado en un solo nivel con un área aproximada de 32 m², en el cual se concentrarán actividades de control de acceso y vigilancia, con área sanitario y área de vigilancia.

Terracerías

En la etapa de ingeniería de detalle, se deberá de contar con el levantamiento topográfico y las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos para el proyecto. Con esta información se analizarán los movimientos de terracerías, de tal forma que se reflejen las dimensiones de corte y

terraplén necesarios para llegar al nivel de piso terminado requerido en el proyecto. Para el desarrollo de la Ingeniería FEED se dispone de un levantamiento general del área de proyecto y una mecánica de suelos, las cuales deberán ser verificadas durante el desarrollo de la Ingeniería de Detalle.

Para la construcción de las plataformas del proyecto se considerará lo siguiente:

1. Deshierbe y despalme, lo cual asegure el retiro de toda la materia orgánica del sitio.
2. Mejoramiento del terreno de acuerdo a las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos.
3. Obras de protección contra inundaciones durante la etapa de construcción.
4. El movimiento de tierras para las plataformas en las áreas de proyecto, se llevará a cabo utilizando material de banco autorizado que cumpla con la granulometría, calidad y grados de compactación de acuerdo a recomendaciones del estudio de mecánica de suelos.
5. En el área de tanques de almacenamiento, los diques de contención se construirán al mismo nivel que el resto de la planta, con pendientes del 1% al interior del dique para permitir el libre escurrimiento de líquidos hacia los registros de drenaje pluvial/aceitoso, teniendo en cuenta que la altura del muro del dique deberá ser suficiente para contener el volumen de los tanques en su interior en caso de derrame.
6. En la ingeniería de detalle se deberá de indicar un procedimiento de construcción de las plataformas de terracería.
7. Los empates de la terracería con los entronques de acceso y salida de la Terminal de Almacenamiento con la carretera, localizada al noroeste, se realizarán de acuerdo a la normativa que indica la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.

Pavimentos

Se consideran como áreas pavimentadas: calles de circulación, calles de mantenimiento, explanadas, rampas, guarniciones, banquetas, etc.

De acuerdo a las necesidades del proyecto y tomando en cuenta el estudio de mecánica de suelos se considerarán dos tipos de pavimentos, pavimentos flexibles y pavimentos rígidos. Se considerará un corte en caja para alojar la estructura de pavimento correspondiente.

Pavimentos flexibles

Los pavimentos flexibles son aquellos que tienden a recuperarse después de sufrir deformación, transmitiendo la carga en forma lateral al suelo a través de sus capas. En las áreas en donde no circularán auto tanques se podrá usar pavimento de asfalto.

La estructura de dicho pavimento, espesor, riegos de impregnación, emulsión asfáltica, las características del material pétreo y el grado de compactación; se deberán definir en la etapa de ingeniería de detalle con base en las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos y las normas de la Secretaría de Comunicaciones y Transporte.

Pavimentos rígidos

Los pavimentos rígidos son aquellos que transmiten directamente los esfuerzos al suelo, en una forma minimizada.

Los patios de maniobras deberán ser de pavimentos rígido, también llamado concreto hidráulico, esto debido al tráfico pesado que circula en esas áreas. Así mismo en las áreas de proceso, taludes, vialidades, franjas de mantenimiento, accesos y corredores de tuberías se utilizará concreto hidráulico.

Se tendrá en cuenta que el concreto hidráulico en áreas de calles de acceso y circulación para operación y mantenimiento serán diseñados para resistir el paso de vehículos pesados, con sus respectivas juntas de expansión, contracción y de construcción, además se considerará que el relleno de estas juntas sea el adecuado para resistir hidrocarburos, la relación largo/ancho de la modulación de los tableros deberá estar entre los límites 0.71 y 1.4. Al igual que los pavimentos flexibles, las consideraciones para el diseño estarán en función de las recomendaciones del estudio de mecánica de suelos en la etapa de ingeniería de detalle.

Para las banquetas y explanadas fuera de las zonas de proceso y en donde no hay paso de vehículos, se utilizará pavimento de concreto simple, formando tableros en los cuales la relación del ancho de la losa con su longitud no exceda del valor de 1.25.

Todas las banquetas se considerarán con un mismo ancho y deben estar libres de cualquier instalación sobre ellas; así mismo, todas las edificaciones contarán con una banqueta perimetral para paso peatonal, sin que ésta se vea invadida o afectada por alguna instalación sobre ella. Las vialidades de acceso principales serán de 7.0 m de ancho.

Drenajes

Dentro del proyecto existirán diferentes áreas, las cuales tendrán requisitos particulares de drenajes; es importante señalar que la conducción de los sistemas de drenaje se realizará por gravedad, por lo que su derecho de paso es preferente respecto de cualquier otra instalación subterránea.

Drenaje pluvial

Es el sistema que colecta y desaloja el escurrimiento superficial pluvial limpio y libre de hidrocarburos y conforme a la normatividad estará separado de la descarga del drenaje sanitario.

Los criterios para el drenaje pluvial para esta etapa de proyecto son los siguientes:

- a) Captación de escurrimientos de techumbres.
- b) Captación de escurrimiento de vialidades.
- c) Determinación de gastos por el método racional americano.
- d) La intensidad de diseño será determinada en base a un estudio hidrológico que se desarrollará durante la ingeniería de detalle. sobre la base de los datos estadísticos meteorológicos de históricos máximos registrados en los últimos 10 años y en la intensidad de una tormenta durante 24 h con consideración a los volúmenes del agua contra incendio.
- e) Diámetro mínimo de la tubería de colectores externos será de 20 cm.
- f) Los diques tendrán una pendiente del 1% hacia el punto de captación y en el cual se deberán de considerar cajas de válvulas.
- g) Las vialidades tendrán pendiente transversal del 2% y longitudinal del 1%.
- h) Se utilizarán coladeras de rejilla.
- i) Los registros serán de concreto armado.
- j) Todos los registros tendrán un desarenador de 40 cm y las coladeras de patio de 20 cm.
- k) Material de la tubería será Polietileno de Alta Densidad (PEAD).
- l) Valores para el coeficiente de escurrimiento, de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla I-7. Valores para el coeficiente de escurrimiento.

Superficies	C
Impermeables	0.95
Pavimento en buenas condiciones	0.90
Asfalto en buenas condiciones	0.85
Adoquines	0.70
Terracerías	0.60
Grava	0.30
Superficies no pavimentadas	0.30
Parques, áreas verdes	0.25
Bosques densos	0,20
Áreas urbanas	0.90

- m) La pendiente de las tuberías permitirá alcanzar una velocidad mínima de 0.60 m/s y una máxima de 5.0 m/s.
- n) La tubería se diseñará para que trabajen al 85% de su capacidad.

La captación de las techumbres se hará por medio canalones y se descargara por medio de bajadas pluviales, que vienen de las cubiertas de los edificios o naves descargando directamente a la superficie o a registros, el agua será conducida a través de la red de drenaje pluvial.

En las vialidades las captaciones de agua pluvial serán por medio de pendientes superficiales, encauzando el escurrimiento hasta puntos de captación como registros y/o cunetas hasta la red pluvial y posteriormente llegar al punto de descarga.

De forma similar para las áreas de patios se utilizarán rejillas y/o cunetas las cuales conducirán el agua a un sistema de tuberías y registros pluviales para su disposición final. El punto de descarga final será definido en la ingeniería de detalle.

Drenaje sanitario

El drenaje sanitario consiste en un sistema que desaloja las aguas negras y grises provenientes de los servicios sanitarios de las áreas que así lo requieran.

Los criterios para el drenaje sanitario son los siguientes:

- a) Método de diseño de la red de drenaje sanitario: unidades de descarga.
- b) Diámetro de tubería de 10 cm para albañales internos (como mínimo).
- c) Diámetro de tubería de 15 cm (como mínimo) para colectores.
- d) El Material de la tubería en el interior del edificio será de PVC cédula 40.
- e) El Material de la tubería en el colector principal será de PEAD.
- f) La pendiente de las tuberías permitirá alcanzar una velocidad mínima de 0.60 m/s y máxima de 5.0 m/s (dependiendo del material a utilizar).

Conforme a las áreas que lo requieran, el desalojo se realizará por medio de ramales horizontales por debajo de la losa de piso. La tubería se diseñará para que trabajen óptimamente al 80% de su capacidad.

El punto de disposición final se localizará en un punto bajo de cada terminal, siendo el punto de descarga una planta de tratamiento que cumpla con la norma NOM-003-SEMARNAT-1997 cuya agua puede ser reutilizada o bien puede usarse para riego, esto se definirá en la ingeniería de detalle.

Drenaje aceitoso

El drenaje aceitoso consiste en un sistema de captación de agua contaminada por derrames y/o escurrimientos de hidrocarburos, la cual deberá ser tratada para su posterior descarga.

Para el diseño del drenaje aceitoso proveniente de las áreas de proceso, se debe tomar en cuenta los valores de purga de tanques y equipos.

En áreas de diques se debe considerar la aportación pluvial, en esta área se debe tener el sistema pluvial con válvulas de bloqueo (by-pass) que permitan el control selectivo de la salida de afluentes. La losa de piso en el área de tanques de almacenamiento será a base de concreto con una pendiente de al menos 1% para permitir el escurrimiento y recolección de derrames.

El área estará delimitada por un dique perimetral, dimensionado en función de la capacidad del tanque de mayor capacidad más un 10%. En caso de que el agua pluvial esté contaminada esta será enviada a la fosa API.

En la zona de llenaderas el drenaje pluvial aceitoso se captará por medio de trincheras perimetrales y será canalizado a la fosa API.

El material de la tubería para este sistema será acero al carbón, de diámetro mínimo será de 10 cm (para distancias de 6 metros y de mayor longitud utilizará un diámetro de 15 cm), además de copas de purga, adecuadas al diámetro de purga de los equipos.

Registros

Los registros son estructuras que complementan los sistemas de drenajes antes mencionados. Todos los registros serán elaborados a base de concreto reforzado, con una resistencia a la compresión de $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$ y acero de refuerzo $F_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$. Se les adicionará en el concreto un impermeabilizante integral evitando infiltraciones debido al nivel freático.

Los registros se ubicarán en puntos donde se requieran de acuerdo a la norma, se colocarán también en las intersecciones, cambios de diámetro y dirección.

Los registros para el sistema de drenaje aceitoso deberán contar con un sello hidráulico, para contener gases y evitar su propagación, las tapas serán ciegas de concreto armado y ventiladas. Para el sistema de drenaje sanitario se utilizan tapas ciegas de concreto armado y para el sistema pluvial se utilizará tapas de rejilla.

Instalaciones subterráneas

Se consideran instalaciones subterráneas en general a los ductos eléctricos, telefónicos, de alumbrado, agua contra incendio, agua de servicio, encofrados, y todos los registros eléctricos, de instrumentación y control, drenaje aceitoso, drenaje sanitario y drenaje pluvial.

Para los registros eléctricos, telecomunicaciones, control e instrumentación y sus ductos enterrados, se considerarán las dimensiones, localización y detalles de acuerdo a lo especificado por cada disciplina.

Estos registros serán de concreto reforzado, con una resistencia a la compresión $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$ y acero de refuerzo $F_y = 4200 \text{ kg/cm}^2$, así como impermeabilizante integral en el concreto.

Para los bancos de ductos subterráneos se protegerán con concreto de resistencia a la compresión de $f'c = 250 \text{ kg/cm}^2$ e impermeabilizante integral, evitando filtraciones. En la ingeniería de detalle se definirá si se utiliza polietileno como refuerzo para evitar infiltraciones.

Consideraciones:

- a) La distancia entre la pared exterior de cualquier banco de ductos, a la pared exterior de tuberías de proceso será mínimo de 20 cm.
- b) La distancia entre la pared exterior, de una trabe, zapata o losa de cimentación será mínimo de 30 cm.
- c) Los bancos de ductos de telefonía y de instrumentos, tendrán una separación mínima de los bancos de ductos eléctricos de baja tensión de 75 cm, y de las de media y alta tensión de 150 cm.
- d) Las distancias de separación son respecto al paño exterior de los bancos de ductos.

I.1.2 Proyecto mecánico²

I.1.2.1 Normas, Códigos y estándares de referencia

El diseño, fabricación, pruebas e inspección de los equipos deberán ser conforme a todas las especificaciones, códigos y estándares nacionales e internacionales vigentes que se mencionan a continuación, incluyendo modificaciones, interpretaciones o adiciones a los mismos según aplique.

- API 610 12a Ed. Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries
- API-650 12^a. Ed. Add. 2, 2016, Welded Tanks for Oil Storage.
- API RP 651 4^a Ed. Cathodic protection of aboveground Petroleum storage tanks.
- API-2000 7^a Ed. Venting Atmospheric and Low Pressure Storage tanks.
- API-2555 Method for Liquid Calibration of Tanks.
- API 2610 Design, Construction, Operation, Maintenance and Inspection of Terminal & Tank Facilities
- API 682 Shaft Sealing Systems for Rotary Pumps.
- API STD 547 General-Purpose Form-Wound- squirrel cage Induction Motor-250 Horsepower and large
- ASME Sección II parte D Ed. 2015 Materials.

² Cabe señalar que durante la elaboración de la ingeniería básica y del Estudio de Riesgo Ambiental se encontraba vigente la NOM-EM-003-ASEA-2016.

- ASME Sección V Ed. 2015 Nondestructive Examination.
- ASME Sección IX Ed. 2015 Welding, Brazing and Fusing Qualifications.
- ASME B16.5 2013 Pipe Flanges and Flanged Fittings.
- ASME B16.47 2011 Large Diameter Steel Flanges.
- ASME B16.20 Metallic Gaskets for Pipe Flanges - Ring Joint, Spiral- Wound and Jacketed.
- ASME B31.3 Process Piping.
- ASME B31.4 Pipeline Transportations Systems for Liquids and Slurries.
- ASTM A36 / A36M Standard Specification for Carbon Structural Steel.
- ASTM A283/ A283M Standard Specification for Low and Intermediate Tensile Strength Carbon Steel Plates
- ASTM A53 Gr B Standard Specification for Pipe, Steel, Black and Hot-Dipped, Zinc-Coated, elded and Seamless.
- ASTM A106 Gr B Standard Specification for Seamless Carbon Steel Pipe for High-Temperature service.
- ASTM A 105/ A-105M Standard Specification for Carbon Steel Forgings for Piping Applications.
- NOM-008-SCFI-2002 Sistema general de unidades y medidas.
- DISEÑO POR SISMO MDOC. CFE 2015 Manual de Diseño de Obras Civiles de CFE(Diseño por sismo)
- DISEÑO POR VIENTO MDOC. CFE 2008 Manual de Diseño de Obras Civiles de CFE (diseño por viento)
- NFPA 22 Standard for water tanks for private fire protection
- NFPA 11-2016 Standard for Low-, Medium-, and High-Expansion Foam.
- NACE MR0103-2010 Standard material requirements.
- NOM-004-STPS-1999Sistemas de protección y dispositivos de seguridad en la maquinaria y equipo que se utilice en los centros de trabajo.
- NOM-010-STPS-1999 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-2001Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se genere ruido

- NOM-018-STPS-2000 Sistema para la Identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
- NOM-026-STPS-2008 Colores y señales de seguridad e higiene, e Identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.
- ISO 1940-1:2003 Mechanical vibration — Balance quality requirements rotors in a constant (Rigid) State. — Part 1: Specification and verification of balance tolerances (Vibración mecánica – requerimientos de calidad del balanceo de rotores rígidos - parte 1: Especificación y verificación de las tolerancias del balanceo)
- ISO 13709:2009 Centrifugal pumps for petroleum, petrochemical and natural gas industries. (Bombas centrífugas para las industrias del petróleo, petroquímica y gas natural).
- ISO 21049-1:2012 Shaft sealing systems for centrifugal and rotary pumps (Bombas - Sistemas de sello de flechas para Bombas centrífugas y rotatorias).
- ISO 9000 Quality management systems - Fundamentals and vocabulary.
- ISO 9001 Quality management systems – Requirements.
- ISO 9606 Approval testing welders.
- ISO 15607 Specification and qualification of welding procedure for metallic materials.
- ISO 8504-1 Preparation of Steel Substrates Before Application of Paints and Related Products - Surface Preparation Methods SO-12944-1-8 Pinturas y barnices - protección anticorrosiva de estructuras de acero por sistemas de pintura protectores
- ISO-2409 Paints and Varnishes /Cross/Cut Test:
- ISO-4624 Paints and Varnishes / Pull/Off Test for Adhesión.
- ISO 286 Geometrical product specifications.
- NOM-030-SCT4-1996. Condiciones de Seguridad para la Estiba y Trincado de Carga en Embarcaciones sobre Cubierta y en Bodegas.
- NOM-123-SEMARNAT-1998 Que establece el contenido máximo permisible de compuestos orgánicos volátiles (COV's), en la fabricación de pinturas de secado al aire base disolvente para uso doméstico y los procedimientos para la determinación del contenido de los mismos en pinturas y recubrimientos.
- NOM-EM-003-ASEA-2016 Especificaciones y criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para el Diseño,

Construcción, Pre- Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de Almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo.

1.1.2.2 Criterios de diseño para el proyecto mecánico

Equipo Estático (tanques de almacenamiento)

El diseño, materiales, fabricación, inspección, pruebas, suministro y montaje de los tanques atmosféricos deben cumplir estrictamente con las Normas, códigos, estándares citados en el apartado anterior.

- a. Las dimensiones de los tanques atmosféricos, condiciones de diseño, capacidad, materiales, fluido contenido y demás características y datos de diseño se muestran en el apartado de almacenamiento del presente documento.
- b. El diseño, materiales, fabricación, inspección y pruebas de los tanques atmosféricos debe cumplir con los requerimientos del API STD 650 12a Ed., estándares, códigos y normas de referencia, así como con la especificación citada inicialmente. Cuando exista un requerimiento contrario o diferente en los documentos de la licitación o contrato, el Proveedor deberá indicarlo por escrito (considerar las condiciones más estrictas) y no procederá hasta obtener la aprobación correspondiente por escrito del cliente.
- c. En todos los planos, información de equipos, y demás documentos generados en el proyecto, deben utilizarse las unidades de medida requeridas por la NOM-008-SCFI. Podrán utilizarse otras unidades de medida, anotando primero la cantidad y unidad requerida por la NOM-008-SCFI y a continuación, entre paréntesis () la unidad deseada.
- d. Los tanques deben suministrarse con sistema para conexión a tierra y pararrayos, El techo flotante (cuando sea requerido), debe tener la conexión a tierra a través de cualquier parte fija del tanque.
- e. Los planos de diseño suministrados al Proveedor son de referencia. El proveedor es responsable de suministrar el tanque de acuerdo con los requerimientos del proyecto.
- f. Los espesores mínimos en cuerpo, fondo y techo de los Tanques Atmosféricos no deben ser menores que los requeridos por el Estándar API STD 650 12a Ed.

Detalles de diseño

- a. La altura del fluido utilizada para el diseño de la envolvente, es medida desde la parte superior de la placa del fondo, hasta la parte superior del ángulo de coronamiento.

- b. Gravedad específica de diseño. El contratista debe tomar la gravedad específica de 1,0 para el cálculo del espesor en el cuerpo o la del fluido a contener, cuando esta sea mayor de 1,0.
- c. Para el cálculo de espesores en el cuerpo se debe utilizar “el método de un pie”, de acuerdo con el numeral 5.6 del API STD 650 12a Ed.
- d. Los Tanques Atmosféricos se deben diseñar para las siguientes condiciones de carga combinadas con cargas de sismo o viento:
 - En condiciones de montaje, totalmente vacío.
 - En condiciones de operación normal.
 - En condiciones de prueba hidrostática.
- e. Para el cálculo del módulo de sección de los anillos de refuerzo se debe considerar que el espesor del casco no contribuye en el cálculo del módulo de sección.
- f. En caso de aplicar soportes para boquillas de instrumentación e instalación de soporte para protección contra incendio (cámaras de espuma, anillos de enfriamiento, etc.), el proveedor debe contemplar el requerimiento y verificar con la ingeniería y/o cliente para tipo de soportes a instalar, antes de aplicar tratamiento térmico o realización de prueba hidrostática.
- g. Para el caso del suministro de la válvula presión – vacío en los recipientes que no tengan membrana interna flotante y su servicio sea para hidrocarburos, el Proveedor debe considerar los datos de vaciado y llenado del tanque indicado en la Hoja de Datos. El suministro es por parte del proveedor, previa autorización y liberación por parte del cliente.
- h. Los tanques deberán contar con sistema de medición de niveles, temperatura y presión para el control de inventarios. Esta instrumentación debe ser suministrada por el Proveedor, previa autorización y liberación por parte del cliente.
- i. Para los tanques que requieren instalación de Membrana Interna Flotante, el Proveedor debe cumplir con todos los requerimientos de las Normas, Códigos y Estándares para su diseño, suministro, instalación, pruebas, etc.

Refuerzo de aberturas

El Contratista debe diseñar e instalar las placas de refuerzo requeridas en las aberturas de la envolvente, fondo y techo de acuerdo con el API STD 650 12a Ed.

Estos refuerzos deben ser probados neumáticamente a 1.019 Kg/cm² y sus orillas deben ser redondeadas y matarles el filo a los bordes.

Corrosión permisible

Al espesor mínimo requerido calculado de acuerdo a las condiciones de diseño se le debe agregar el espesor por corrosión.

Para internos de acero al carbón, se debe agregar el espesor adicional por corrosión en ambos lados. Los espesores considerados, sin ser limitativos, serán los siguientes:

Espesor adicional por tolerancia a la corrosión; en techo y fondo 1.6 mm (1/16 plg), para servicio de diésel y gasolinas en cuerpo: 0 mm; para servicio de agua en cuerpo: 1.6 mm (1/16 plg), en anillo anular 3 mm (1/8 plg), además se deben tener en cuenta las consideraciones del párrafo 5.3.2 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.

Fondo

A menos que se especifique lo contrario, la pendiente mínima en el fondo del tanque será de 1.30 desde el centro del tanque al sumidero. Las dimensiones de las placas del fondo, así como sus espesores mínimos deben estar de acuerdo con el párrafo 5.4 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016 a menos que se especifique.

Si el equipo requiere placa anular de fondo, esta debe cumplir con el párrafo 5.5, así como lo establecido en las tablas 5.1a y 5.1b del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.

Las placas del fondo en donde descansan columnas fijas (si es que aplica), o en los lugares donde se localizan cargas concentradas de otros aditamentos o dispositivos, se deben diseñar considerando las condiciones del terreno y la flexión de la placa. Las placas de refuerzo deben estar centradas con el dispositivo que aplica la carga sobre el fondo y se deben soldar con cordón corrido alrededor del refuerzo usando soldadura de sello con filete de 5 mm (3/16 plg) mínimo.

Las placas deben tener como mínimo 6 mm (1/4 plg) para equipos con recubrimiento interno y 8 mm (5/16 plg) para equipos sin recubrimiento interno, esto sin considerar el espesor por corrosión permisible.

El tipo de fondo será indicado en las hojas de datos de los tanques, el cual debe contemplar dar cumplimiento a la NOM-EM-003-ASEA-2016. En caso de aplicar doble fondo, el proveedor del tanque debe dar las dimensiones y todas las especificaciones de los materiales a utilizar para ser consideradas por la ingeniería y constructor.

El o los sumideros del tanque, deberán localizarse como se indica en las hojas de datos de los tanques. En caso de que el proveedor indique que el número requerido es diferente, deberá enviar su solicitud al cliente por escrito los tanques que requieren protección catódica de acuerdo al documento Criterios de protección Catódica 681431-02-TX-ME-CD-001 y en cumplimiento con API RP 651.

Protección por corrosión catódica

El proveedor deberá realizar los estudios, cálculos y suministros necesarios para dictaminar si es requerida la aplicación de la instalación de protección catódica en los tanques. En caso de ser requerido el servicio, este debe cumplir con API RP 651 (Última Edición) y la Especificación Técnica de protección catódica en tanques No. 681431-02-TX-ME-CD-001. El estudio debe contemplar dar cumplimiento con la NOM-EM-003-ASEA-2016.

Techo

Las placas del techo deben ser fijadas al ángulo de coronamiento del tanque con filete continuo de soldadura y no deben estar sujetas a los miembros de soporte. Su espesor mínimo nominal debe ser de 5 mm (3/16 in) sin corrosión, la corrosión debe ser agregada al espesor calculado o bien, de acuerdo a el párrafo 5.10 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.

Todos los elementos estructurales, ya sean internos o externos, deben tener un espesor mínimo nominal de 6 mm (incluyendo su corrosión) para cualquier componente. El diseño y cálculo de los mismos debe involucrar los esfuerzos de flexión y corte producidos por una carga uniformemente repartida ocasionada por el peso de las placas del techo, traveses y largueros, debido a lo cual, las placas del techo se consideran vigas articuladas.

La pendiente mínima debe ser de $\frac{3}{4}$ in en 12 in. En caso de requerir soportes para instrumentación o anillos de enfriamiento, se debe considerar el peso, así como la instalación de los mismos y sus parches, antes de realizar cualquier tratamiento térmico y/o prueba hidrostática.

El proveedor del tanque, debe considerar también dentro de su cálculo, el peso de las tuberías para los anillos de agua de enfriamiento (estar en contacto con la ingeniería).

Se considerará en el diseño y construcción el acomodo de las placas del techo de tal manera que las placas que se encuentren más cercanas al centro del tanque, estén por debajo de las placas más alejadas del centro y con esto evitar acumulación de condensados por el vapor alojado en el techo.

Membrana interna flotante

El proveedor deberá presentar su diseño y selección por escrito al cliente, antes de realizar la compra. La membrana o techo interno flotante debe ser considerada del tipo Pontón, soportada con patas (tubular), doble sello (primario tipo zapata y rim mounted como secundario o lo indicado en la Hoja de datos de los tanques, en especificación de material en acero al carbón y debe considerarse completamente soldada.

El proveedor de la membrana interna flotante debe revisar el número de cámaras de espuma que serán requeridas por condición de seguridad para el diseño de las dimensiones del Foam dam.

El proveedor del tanque deberá dejar el mismo número de preparaciones para instalar las cámaras de espuma.

Se debe instalar 1 entrada para hombre al menos de 600 mm (24 plg) de diámetro.

Conexiones para tuberías

Todas las bridas de rango comercial Clase 150 deben cumplir con todos los requisitos indicados en el ASME B16.5 o equivalente hasta DN 600 (NPS 24), para DN 660 (NPS 26) y mayores debe cumplir con ASME B.16.47 o equivalente.

Para cargas admisibles en boquillas, el Proveedor debe realizar los cálculos y corroborar sus diseños con los esfuerzos generados por fuerzas y momentos actuantes en boquillas. Estos, deben ser entregados al cliente para la realización de estudios de flexibilidad.

Todas las conexiones para drenaje deben ser suministradas completas incluyendo la boquilla, la tubería interior y el sumidero de acuerdo con lo indicado en las Hojas de Datos y el párrafo 5.8.7 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.

Conexiones para instrumentación

Todas las bridas deben cumplir con los requisitos indicados en el ASME B16.5 o equivalente hasta DN 600 (NPS 24), para DN 660 (NPS 26) y mayores, debe cumplir con ASME B16.47 o equivalente.

El proveedor que es el encargado de revisar la parte del suministro de la instrumentación debe considerar que el rango comercial en las bridas es de Clase 150 a menos que el indique lo contrario en las Hojas de Datos. En cualquiera de los casos, el proveedor debe asegurarse que las bridas del instrumento correspondan a la misma clase y tipo de las bridas del tanque.

El tanque debe contar con un tubo buzo para garantizar la correcta medición de nivel y temperatura por dentro. El diseño del tubo buzo será responsabilidad del fabricante del tanque.

Las perforaciones en el tubo buzo debe seguir los lineamientos del API MPMS 3. Se debe considerar el diseño de los soportes internos.

El proveedor debe estar en comunicación con el cliente, por si se requieren soportes adicionales para la instrumentación instalada, ya que estos deben colocarse antes de probar el tanque.

Materiales

El proveedor debe entregar los certificados de materiales correspondientes, mismos que se conservaran para la inspección e integración del expediente del equipo. Los certificados de materiales deben incluir los datos químicos y propiedades mecánicas de los materiales.

Todos los materiales utilizados en la fabricación de los tanques deben ser nuevos y libres de defectos. No se permiten materiales que se hayan utilizado en la fabricación de algún otro equipo o componentes, ni el uso de materiales que no puedan ser completamente identificados. Todos los materiales deben cumplir los requerimientos del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.

Fabricación y montaje

- a) Antes de iniciar la fabricación del tanque, se deben tener aprobados todos los documentos de diseño, así como los documentos de Calidad (Procedimientos de Soldadura (WPS) y la calificación (PQR) entre otros).

-
- b) Las boquillas y entradas para hombre (incluyendo los refuerzos), deben ser localizados evitando interferencias con soldaduras longitudinales y circunferenciales y cumplir con el punto 5.7.3 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
- c) El ángulo de coronamiento debe colocarse en la parte exterior del tanque; se recomienda el mostrado en la Figura F-2 detalle (b) del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016, sin embargo, el Proveedor puede proponer otro diseño; cualquiera que sea este, debe estar soportado con cálculos.
- d) La junta entre el ángulo de coronamiento y el techo fijo debe ser tipo “junta frágil”. La soldadura debe ser filete continuo.
- e) En techos cónicos soportados, las placas de compresión que unen las columnas con el fondo del tanque deberá ser el mayor de los siguientes diámetros:
- 350 mm (14 plg).
 - Dos veces el diámetro de la columna.
 - Las placas de compresión deben unirse al fondo del tanque con un filete de soldadura continua.
- f) En los tanques o partes del tanque donde sea aplicado relevado de esfuerzos, se debe rotular y colocar el siguiente letrero:
“PARTE RELEVADA DE ESFUERZOS. NO SOLDAR NI CORTAR”
- g) Los materiales para soldaduras deben ser definidos acorde con el numeral 4.8 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016 y complementarse con el Código ASME Sección IX.
- h) Los procedimientos de soldadura y registros de calificación (WPS y PQR) deben cumplir con los requerimientos del ASME Sección IX.
- i) Todas las juntas soldadas verticales y horizontales en el cuerpo del tanque deben ser de fusión y penetración completa.
- j) Cuando sea requerido el uso de parches, clips, soportes o cualquier elemento unido al tanque, deben fijarse por medio de un filete continuo de soldadura de penetración completa.
- k) Todos los accesorios soldados al equipo (clips, soportes, parches), deben de ser del mismo material de la parte donde se localice.
- l) Toda la escoria depositada en la soldadura debe ser removida.
-

- m) Todas las uniones temporales de soldadura efectuadas durante la etapa de montaje y fabricación se deben esmerilar y reparar de acuerdo con el API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016, antes de la aplicación del recubrimiento y de la prueba hidrostática.
- n) Las tolerancias de fabricación deben cumplir con el API 12a. Ed., Add. 2, 2016.
- o) El Proveedor debe contar con su sistema propio de Calidad, que compruebe que cumplirá con todos los requisitos de las Normas, Códigos y Estándares a fabricar. Debe enviar a revisión toda la documentación necesaria (Plan de Calidad, Procedimientos de Prueba Hidrostática, WPS, PQR, etc.).
- p) Selección y especificación de la geo-membrana y del relleno que debe instalarse entre la base de cimentación del tanque y el fondo del mismo.
- q) El Proveedor debe validar que la cimentación y trabajos periféricos están correctos antes de iniciar con el montaje (orientación de boquillas de acuerdo a layout con norte de construcción, no de fabricación).

Escaleras y plataformas

- a) Los tanques de 6 metros de altura y menores deben suministrarse con escalera vertical (marina) con guardas de seguridad. Los tanques con altura mayor a 6 metros, deben suministrarse con escalera helicoidal.
- b) Clips de sujeción deben ser del mismo material que las placas de la envolvente del tanque.
- c) La rejilla tipo "Irving" no debe ser soldada a ningún elemento después del galvanizado.
- d) El piso de las plataformas, debe ser de rejilla estándar electro forjada, con solera de 3,2 mm x 25,4 mm como mínimo, galvanizada por inmersión en caliente, fijada con grapas al bastidor de la plataforma, diseñada para permitir la remoción del piso, sin desmantelamiento de componentes del recipiente, tuberías e instrumentos, entre otros.
- e) Todos los accesorios para fijación y soporte deben ser de acero galvanizado.
- f) El Proveedor, debe asegurarse de cumplir con los requerimientos de seguridad de la OSHA, así como lo indicado en el punto 5.8.10 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
- g) Se debe considerar instalación de alumbrado eléctrico. Se debe considerar dejar plataformas para mantenimiento y revisión en cámaras de espuma e instrumentación, así como en los accesos.

Cuerpo para los tanques

- a) El cuerpo para los tanques de almacenamiento puede estar conformado por placas de 8 pies, recortado a 7 pies 11 1/2 pulgadas de alto, debe considerarse un anillo de ajuste (si es requerido) en la parte superior del cuerpo, más un ángulo de coronamiento en la parte superior del cuerpo. La dimensión de la placa puede variar sin embargo debe cumplir con los tamaños estándares indicados en API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
- b) El espesor nominal de las placas utilizadas en la fabricación, no deben tener un espesor menor que el calculado o el mínimo requerido por API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
- c) Debe contar con al menos una entrada para hombre para acceder al interior del tanque.
- d) Las ubicaciones en cuanto elevación de las boquillas deberán estar localizadas a la mínima distancia indicada en el API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016 a menos que otra cosa se especifique por el Cliente (se deberá estar en comunicación con la ingeniería).
- e) Recordar, dejar las preparaciones adecuadas para la instalación de las cámaras de espumas.
- f) Se debe considerar instalar parches para los soportes de los anillos de enfriamiento, para la instrumentación y escaleras y plataformas.

Limpieza y pintura

El proveedor debe cerciorarse de cumplir con el grado de limpieza interior y exterior de la superficie de los tanques, así como la correcta selección y aplicación de recubrimiento acorde a las condiciones climatológicas del sitio a instalar los tanques, servicio y condiciones de diseño. La limpieza interior y exterior de la superficie de los tanques y pintura deben cumplir con los requerimientos indicados en la Especificación de Recubrimiento Anticorrosivo de Tanques 681731-02-TX-ME-ESP-004.

Embarque

El transporte del tanque o partes del mismo, los materiales y accesorios al sitio de la obra, son responsabilidad del contratista.

Las caras de las bridas y superficies maquinadas deben protegerse para evitar corrosión, y con tapa de madera de 19 mm (3/4") de espesor, fijadas con cuatro (4) tornillos como mínimo. Todas las conexiones roscadas se deben proteger con tapones sólidos de acero.

Identificación

Todos los tanques deben llevar una placa de identificación de acero inoxidable tipo 304 localizada en un lugar visible, con toda la información y los requerimientos de la Sección 10 del API STD 650 12a Ed. Conteniendo, además de la información requerida por el API la siguiente:

- Número de orden de compra.
- Número de identificación, localización y Nombre de la Planta.
- Servicio del tanque.
- Nombre del Contratista.
- Espesores del envoltente, techo y fondo.
- Dimensiones generales.
- Especificación de los principales materiales de construcción.
- Gravedad específica de diseño.

Partes de repuesto

Para el arranque y operación de los equipos, se requieren refacciones que deben ser suministradas por el proveedor, en base a las normas, especificaciones y experiencias operativas para garantizar el arranque, funcionamiento y operación continua del equipo.

El proveedor debe entregar para aprobación una lista donde se tabularán las refacciones para la puesta en operación y para operación normal. Las refacciones serán clasificadas y definidas de acuerdo a la siguiente clasificación:

- Refacciones para pre-arranque, arranque, puesta en marcha y pruebas de desempeño.
- Refacciones a emplear durante la garantía.
- Refacciones para 2 años de operación normal.

Todo embalaje de las refacciones deberá contar con las siguientes características:

- Nombre de la planta.
- Identificación y descripción del equipo.
- Nombre del fabricante.
- Descripción de la refacción.

- Cantidad de refacción.
- Número de parte del catálogo.
- Número del catálogo.
- Diagrama de localización de la refacción dentro del equipo.
- Clave de identificación de cada refacción.

Garantías

- a) El Proveedor debe garantizar los tanques atmosféricos y componentes suministrados, por al menos 24 meses después de su puesta en operación o 36 meses después de la recepción por el cliente, lo que ocurra primero, contra el material defectuoso, mano de obra defectuosa, mal diseño y fallas bajo condiciones normales de operación.
- b) En caso de falla durante el periodo de garantía, el proveedor es responsable de la reparación, modificación y/o reemplazo de las partes defectuosas, o de todo el equipo a satisfacción del cliente.
- c) Todos los gastos originados por mano de obra, materiales, equipos y herramientas involucrados en la reparación, así como los gastos de transportación y hospedaje hasta la planta, serán por cuenta del proveedor.
- d) Si el proveedor de los tanques no es el fabricante, el proveedor debe entregar la garantía de aplicación del fabricante del equipo.

Documentación

Toda la información suministrada por el proveedor, debe estar en idioma español. En la información que contenga unidades de medida, estas deben de cumplir con la NOM-008-SCFI-2002 y las permitidas por la Dirección General de Normas de la Secretaría de Economía establecidas en el Oficio DGN-312.01.2009.1968 del 5 de junio de 2009.

Libro de proyecto

Una vez concluida la fabricación y con la entrega definitiva del tanque, el proveedor debe suministrar al Cliente los documentos requeridos en el contrato, junto con la información siguiente:

- a) Hojas de Datos.
- b) Memoria de Cálculo conteniendo como mínimo la información abajo listada:

- Materiales.
 - Espesores de todos los componentes: cálculo de espesores de pared, wind girders (en caso de aplicar), placa anular y componentes, techo, fondo, estructuras de soportes para tuberías, escaleras, plataformas, techo, membrana interna flotante e internos; cálculo de la memoria interna flotante (incluir el foam dam), etc.
 - Análisis por viento y sismo.
 - Análisis por volteo y deslizamiento.
 - Cálculo de cargas admisibles en boquillas.
 - Cálculo de anclaje.
 - Pesos: vacío, en operación, lleno de agua, vacío y con accesorios.
 - Calculo por sloshing.
- c) Se debe considerar la preparación y envío de las memorias de cálculo para su revisión y comentarios del cliente desde el proceso que sea indicado en la requisición.
- Planos de fabricación (taller) donde se muestren como mínimo:
 - Dimensiones del tanque.
 - Temperatura de operación y diseño.
 - Producto almacenado y su gravedad específica.
 - Capacidad de almacenamiento.
 - Tipo de techo.
 - Dimensiones de Foam Dam y detalles del anillo contra incendio (debe estar en comunicación con el área de contraincendios para conocer pesos y detalles de soportería).
 - Tipo de sello perimetral y tipo de drenaje pluvial para techo flotante.
 - Requerimientos de relevado de esfuerzos.
 - Tipo de limpieza y recubrimiento interior y exterior del tanque.
 - Velocidad de viento de diseño.
 - Dimensiones y localización de anillos de refuerzo.
 - Características de la protección bajo el fondo del tanque.
 - Espesores y dimensiones de todos los componentes.
 - Materiales (placas, tubos, acero estructural, electrodos, internos, empaques, bridas, etc.).

- Pesos: vacío, en operación, lleno de agua, vacío con accesorios.
 - Centro de gravedad del equipo.
 - Cargas admisibles en boquillas.
 - Cortantes y momentos en la base del equipo.
 - Arreglo de barrenos para anclaje.
 - Boquillas con las dimensiones, localización y características correspondientes.
 - Dimensiones y localización de escaleras y plataformas.
 - Requerimientos de aislamiento (material, espesor, etc.).
 - Tipo de inspección y pruebas requeridas.
 - Localización, tipo y dimensiones de soldadura.
 - Detalles generales de todo el equipo.
- d) Procedimientos de soldadura (WPS) y Calificación (PQR), mapas de soldadura, de acuerdo a los requerimientos del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
- e) Para tanques con techo flotante indicar niveles máximo y mínimo en el cual el techo flotante puede flotar con seguridad.
- f) Libro de proyecto (Data Book) incluyendo como mínimo:
- Certificado de cumplimiento con esta especificación con el API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
 - Información del tanque tal como se fabricó (As-Built) de acuerdo con los requerimientos del Anexo L del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
 - Reportes de pruebas de materiales y/o certificados de materiales.
 - Reportes del tratamiento térmico.
 - Resultados de la prueba hidrostática donde se muestre (como mínimo): nivel del agua durante la prueba, presión manométrica del espacio en la parte inferior del techo, duración de la prueba y temperatura del agua durante la prueba.
 - Resultados de las pruebas no destructivas.
 - Planos como se construyó el tanque (As-Built).
 - Copia o fotografía de la placa de datos del tanque.
 - Calibración volumétrica. Con certificado emitido por alguna entidad autorizada y certificada por la EMA.
 - Instrucciones para mantenimiento.

- Documentos de Control de Calidad y Programa de Fabricación.
- g) Los siguientes documentos deben ser guardados por el Proveedor cuando menos por un periodo de cinco (5) años, después de que el tanque haya sido entregado al cliente:
 - WPS's y PQR's, mapas de soldadura, calificación de soldadores.
 - Certificados de los resultados de las pruebas no destructivas.
 - Resultados de las pruebas de tratamientos térmicos.
 - Mapas u otros documentos con los resultados de pruebas hidrostáticas, neumáticas u otras pruebas. El documento debe contener, como mínimo, fecha de las pruebas, fluido utilizado en la prueba, duración de la prueba, temperatura del fluido de prueba, nivel del líquido durante la prueba, presión de prueba.
 - Reportes de pruebas de materiales o certificados de materiales.
 - Radiografías.

Actividades de pre-arranque, arranque y puesta en operación

El proveedor deberá dar asistencia técnica en sitio en las actividades de pre-arranque, arranque y puesta en operación para los equipos con dispositivos internos que pudieran requerir estos equipos (tales como membrana flotante. etc.) Enviando personal altamente calificado y con amplia experiencia en actividades de arranque y puesta en marcha de instalaciones industriales similares a las obras objeto de este proyecto.

Equipo dinámico (bombas)

Todas las bombas deberán ser consideradas Bombas de Proceso. El motor eléctrico de las bombas debe cumplir con los requerimientos de la norma NEMA MG-1 (o API 547 Última Edición en caso de aplicar) y ser suministrados para operar en un área clasificada como: Clase 1, División 2, Grupo D.

Los motores eléctricos deben operar en forma continua en un rango de temperatura ambiente de -10°C a 40°C y cuando no se indique otra cosa se debe tomar a 0°C de bulbo seco, esta temperatura es la del medio que enfría al motor.

El equipo de bombeo debe ser suministrado incluyendo sus servicios auxiliares (entre estos debe estar considerado el plan de sellos mecánico), todo sobre una placa base de acero estructural común, la cual será diseñada para poder anclarse sobre una plancha de concreto.

El suministro debe incluir toda la instrumentación, cableado necesario para el monitoreo y control de los equipos, fijación a sus bases, plan de sellos, interconexión con suministro eléctrico y sistema de tierras, así como pruebas pre operacionales, arranque y puesta en operación.

Una vez terminado el proceso de revisión de información por parte del cliente y/o su representante, el Proveedor debe incluir pruebas del comportamiento hidrostático certificadas en el laboratorio del fabricante de la bomba. Así mismo, debe proporcionar los catálogos y dibujos detallados con la leyenda “aprobado para construcción” debidamente firmados por representantes legales y en formato de la compañía constructora, en idioma español y en dimensión del sistema internacional.

El proveedor debe notificar cualquier desviación (durante la etapa de cotización y/o fabricación), enviándola por escrito al cliente.

Debe constar, que en ningún momento esta especificación libera al proveedor del cumplimiento con todos los requerimientos del código API 610 Eleventh Edition, September 2010 y las Códigos, Estándares y Normas de referencia aplicables.

Requerimientos especiales

- Las bombas suministradas bajo esta especificación deben ser centrifugas horizontales, incluyendo motor eléctrico en base a los requerimientos listados en las Hojas de Datos.
- Las bombas seleccionadas deben diseñarse y construirse para una vida útil de 20 años y por lo menos 3 años de operación ininterrumpida.
- Las bombas deben diseñarse para operar continuamente al menos a 105% de la velocidad nominal y operar brevemente en condiciones de emergencia, hasta la velocidad de disparo del accionador.
- Los depósitos y compartimentos que encierran partes en movimiento lubricadas (tales como cojinetes, sellos de flechas, partes altamente pulidas, instrumentos y elementos de control), deben ser diseñadas para minimizar la contaminación por humedad, polvo y otros materiales durante periodos de operación y esperas.

- Todo el equipo debe ser diseñado para permitir un mantenimiento de fácil acceso, rápido y económico.
- Las bombas deben diseñarse para instalarse y dar servicio a la intemperie, de igual forma el equipo se debe de proteger y empacar de modo que pueda almacenarse a la intemperie antes de su instalación. El nivel de ruido del equipo de bombeo debe estar de acuerdo con el máximo nivel de ruido permitido especificado en la hoja de datos y/o debe ser máximo de 85 dB a un 1.5 metros de distancia.
- Las bombas a suministrar también deberán cumplir con los lineamientos del código API-610 última edición y los materiales deberán ser los adecuados para sus servicios.
- Las bombas deben ser ensambladas y montados como paquete, en un patín rígido de acero estructural, con orejas de izaje y barrenos para el anclaje, adecuados para instalarse en cimentación de concreto con tornillos y gatos para nivelación.
- Los impulsores deben ser completamente cerrados y contruidos en una sola pieza de fundición.
- Los ejes de las bombas centrífugas con diámetros menores a 100 mm (4 in) deberán ser maquinadas y rectificadas en toda su longitud.
- En caso de que las bombas sean accionadas por motor eléctrico, éste debe cumplir con los requisitos de la norma NEMA MG-1 (o API 547 Última Edición en caso de aplicar).
- El motor eléctrico debe ser adecuado para operar en área eléctrica Clase 1, División 2, Grupo D.
- Las bombas centrífugas horizontales deberán ser probadas completamente ensambladas.
- Las bombas centrífugas horizontales deben tener como mínimo una diferencia de 1.0 m entre el NPSHA y NPSHR para el flujo y temperatura normal de operación de la bomba.
- Las bombas deberán ser capaces de incrementar en el futuro al menos 5% de su cabezal al flujo nominal mediante la sustitución del impulsor por uno de mayor diámetro o diseño hidráulico diferente, capacidad de velocidad variable o utilizar en una etapa en blanco.

Los detectores de vibración, posición y temperatura deben ser suministrados por el Proveedor de la Bomba Centrífuga cumpliendo con API 610 Eleventh Edition, September 2010 / ISO 13709:209, cuando estos son requeridos según corresponda

Descripción general de los componentes

Motor eléctrico

El motor eléctrico deberá ser nuevo y completo; el cual, en algunos casos deberá incluir variador de frecuencia en base a lo indicado en las Hojas de Datos, el proveedor deberá indicar el rango de velocidad de operación en rpm (este dato debe estar en la placa de datos), el cual debe ser adecuado para las condiciones de diseño y operación de la bomba. El motor debe cumplir con los requerimientos de la norma NEMA MG-1 (o API 547 Última Edición en caso de aplicar) y ser suministrado con los elementos de protección requeridos en base a su capacidad y las condiciones de operación indicadas en las hojas de datos de la bomba.

Los motores con potencia nominal igual o mayor a 75 HP deben estar equipados con calentador de espacio (cuando aplique). Si es requerido Variador de Frecuencia (VFD) en el motor, se debe cumplir con la designación “Inverter Duty” (de acuerdo a NEMA MG 1).

Carcasa

El espesor de la carcasa sujeta a presión, debe ser suficiente para resistir la presión máxima de descarga más los incrementos permisibles de carga y velocidad, a la temperatura de bombeo y a la presión de prueba hidrostática a temperatura ambiente, con 3.2 mm (1/8 in) de excedente mínimo para corrosión. El montaje de la carcasa debe ser a línea de centros y de división radial.

Se deben suministrar tornillos de nivelación y pernos guías para facilitar el desensamble y re ensamble. Cuando se usen tornillos de nivelación como medio de separación de caras en contacto, una de ellas debe ser realizada o rebajada para evitar fugas en la junta o un ajuste inadecuado en el ensamble. Para bombas divididas radialmente se deben suministrar orejas o pernos de ojo para izaje de la carcasa superior solamente.

Sellos mecánicos

El diseño del sello mecánico debe ser tipo cartucho ya sea sencillo o doble, que incluya la camisa, collarín, sellos primarios y secundarios como unidad, en base a lo indicado en las Hojas de Datos. Estos sellos deben ser removibles sin desmontar el accionador. No se permiten mangas o camisas tipo gancho (“hook”).

Las partes de la brida del sello deben resistir cuando menos la presión máxima de diseño de la cámara de sello, a la temperatura de bombeo y debe tener la suficiente rigidez para evitar la distorsión que dañe la operación del sello.

La cámara del sello debe diseñarse para soportar la máxima carga aplicada por los birlos. Las bombas deben suministrarse con sellos duales (Tandem).

El sello mecánico dual no presurizado debe ser balanceado, estar diseñado para resistir la presión del fluido barrera.

Los sellos mecánicos deben seleccionarse de acuerdo al estándar API 682 / ISO 21049 en su Última Edición (Usar el procedimiento de selección del Anexo A, codificación del Anexo D y material del Anexo B).

El Proveedor debe suministrar el plan de lubricación y enfriamiento del sello mecánico con sus tuberías y accesorios, que debe cumplir y seleccionarse de acuerdo al estándar API 682 / ISO 21049 en su Última Edición.

El plan de enfriamiento de las bombas centrífugas debe ser de conformidad con el Anexo B de API 610 Eleventh Edition, September 2010 / ISO 13709:2009, con presión y temperatura del fluido de enfriamiento y de la fuente (suministro) en el centro de trabajo, como se señale en la Hoja de Datos.

Instrumentación en bomba

El Proveedor debe suministrar toda la instrumentación necesaria, indicadores de temperatura y presión en los sellos de las flechas, plan de lubricación y enfriamiento de los sellos mecánicos y sistema auxiliares relativos conforme al API 682 / ISO 21049 e ISO 10438 en su Última Edición.

Placa de identificación

Bomba Centrífuga.

Se debe suministrar una placa de datos de acero inoxidable 18 Cr – 8 Ni o de aleación de cuproníquel, fijada a la bomba por remaches de acero inoxidable en un lugar fácilmente accesible.

Esta placa debe tener estampada con letra de golpe o con un método similar, la siguiente información:

- No. de inventario de la bomba.
- Tamaño y modelo de la bomba.
- No. De serie de la bomba.
- Material de la bomba.
- Flujo en m³/hr.
- Carga en m.
- Presión de prueba hidrostática en Kg/cm².
- Velocidad en rpm.
- Presión máxima de trabajo en Kg/cm².
- Diámetro del impulsor.
- Número de orden de compra.
- Fecha de fabricación.
- Fabricante.

Identificación del Motor.

- Nombre o marca registrada del fabricante.
- Modelo.
- Potencia nominal en kW.
- Tensión nominal en volts.
- Corriente nominal a carga plena en amperes.
- Frecuencia eléctrica en Hz.
- Frecuencia de rotación a carga plena en r/min o min⁻¹ (rpm).
- Diagrama de conexiones.

- Factor de servicio.
- Tipo de servicio (continuo o intermitente).
- Máxima temperatura ambiente.
- La eficiencia nominal a carga plena en por ciento (2 dígitos enteros y 1 decimal).
- Sistema de lubricación y características del lubricante.
- Tensión de alimentación de calefactores en volts.
- Símbolo de NOM-ANCE de autorización para la comercialización en México.
- La leyenda “Hecho en México” o indicación del país de origen.
- Número de serie.
- Peso del motor en kg.
- Sentido de rotación del eje o flecha.
- Código de temperatura.

Boquillas y conexiones

Las bombas centrífugas horizontales deben tener sus bridas de succión diseñadas para la misma presión que las bridas de descarga. Se deben usar boquillas con bridas para tuberías de 51 mm (2 in) de diámetro nominal y mayores; aplica para todos los servicios con líquidos inflamables y tóxicos.

Las bombas deben suministrarse con conexión para venteo a menos que la bomba sea auto-venteada por el arreglo de las boquillas.

Las boquillas de succión y descarga deberán estar de acuerdo a lo indicado en la sección 6.4.2 y 6.4.3 del API 610 Eleventh Edition, September 2010.

No deben suministrarse salidas roscadas en las volutas de succión o descarga ni en otras áreas de alta velocidad, a menos que éstas sean esenciales para la operación de la bomba.

Las tuberías de interconexión entre la Bomba centrífuga y los sistemas (enfriamiento, plan de sello, entre otros) deben tener conexiones que permitan su desacoplamiento.

Los sistemas de tubería del venteo y drenado, se deben diseñar sin necesidad de desensamblar, esto es, llegar al borde del patín con válvula y conexión bridada.

Accionador

Debe ser adecuado para operar satisfactoriamente bajo condiciones de sitio especificadas en las Bases de Diseño.

Se debe dimensionar para cubrir la demanda de potencia a las condiciones máximas de operación especificadas, incluyendo todas las pérdidas externas de la bomba.

Los motores eléctricos como accionadores para bombas deben tener un rango de potencia, incluyendo el factor de servicio de por lo menos igual a los porcentajes de la potencia al freno a las condiciones nominales de operación de la bomba.

Tabla I-8. Potencias Nominales para Accionamientos por Motor (Tabla 12 del API 610).

Características del Motor		Factor
Kw	Hp	%
< 22	< 30	125
22 – 55	30 – 75	115
> 55	> 75	110

Impulsor

El impulsor debe ser de fundición y de una sola pieza, este debe asegurarse a la flecha de la bomba y sujetarlo contra movimiento circunferencial por medio de cuñas, los pernos pueden ser aceptados previa solicitud por escrito al Cliente.

No se aceptan equipos de bombeo cuyo impulsor seleccionado sea el diámetro máximo o mínimo para el punto de operación y deberá estar seleccionado de acuerdo a lo indicado en el API 610 Eleventh Edition, September 2010.

El impulsor seleccionado en ningún caso podrá ser menor del 85% del máximo tamaño de impulsor aceptado por la carcasa, deberán ser estática y dinámicamente balanceados en planos múltiples y los desbalances residuales deberán ser conforme a los procedimientos del ISO 1940-1 Grado G2.5. El impulsor será tipo cerrado, montado en cantiliver.

Flecha

Las flechas deben ser del diámetro suficiente para transmitir el par de torsión requerido bajo cualquier condición específica de operación, incluyendo el 105% de la velocidad para accionadores de velocidad variable y para soportar continuamente todos los esfuerzos que resulten de los pesos soportados, del empuje axial y arranques, incluyendo el arranque de motores a tensión plena.

Las mangas de las flechas deben sellarse en un extremo y el ensamble manga-flecha o tuerca debe extenderse más allá de la cara exterior del prensa estopas o de la brida del sello. De esta manera no pueden confundirse las fugas entre la flecha y la manga, con las fugas a través de la caja de estoperos o de las caras del sello mecánico.

Las flechas deben ser maquinadas y terminadas adecuadamente en toda su longitud, así que la excentricidad total indicada (run out) no debe exceder de 25 micras (0.001 in). En el ensamble de manga-flecha, la excentricidad total indicada (ron out) no debe ser mayor de 51 micras (0.002 in).

Considerar el suministro de bujes removibles para bombas horizontales.

Anillos de desgaste

Se deben suministrar las carcasas y los impulsores de las bombas con anillos de desgaste renovables. Si el balance del empuje axial lo requiere, deben suministrarse anillos de desgaste frontal y posterior. No deben usarse paletas de bombeo para establecer el balance axial.

Las superficies “compañeras” de desgaste de los materiales endurecibles, deben tener una diferencia de dureza de por lo menos 50 Brinell, a menos que ambas superficies de desgaste, estacionaria y giratoria tengan una dureza mínima de 400 Brinell.

Los anillos de desgaste removibles deben fijarse en su posición por medio de ajuste a presión y con prisioneros roscados o seguros (axial o radialmente) o por medio de bridas o tornillos.

Para determinar el espacio entre los anillos de desgaste y entre otros elementos en rotación, se debe considerar la temperatura de bombeo, las condiciones de succión, las características de dilatación, agarrotamiento de los materiales de los anillos y de los elementos en rotación y de la eficiencia hidráulica. Los claros deben ser suficientes para asegurar la confiabilidad de operación y la no adherencia bajo las condiciones de operación.

Cojinetes

Los cojinetes deben ser de diseño estándar disponible (bolas, rodillos, mangas o zapatas pivotadas). Los cojinetes de empuje axial también deben ser del tipo antifricción o hidrodinámico, según se requiera.

Los cojinetes antifricción deben seleccionarse para dar un rango de vida L-10 de 3 años (25,000 horas) en operación continua a las condiciones nominales de operación de la bomba, y no menor de 16 horas con cargas máximas axiales y radiales a la velocidad nominal. (El rango de vida L-10 es el número de horas a velocidad constante que debe completar o exceder el 90% de un grupo de cojinetes idénticos, antes de la primera evidencia de falla).

Los cojinetes antifricción deben sujetarse en la flecha y fijarse en la caja de baleros de acuerdo con ISO 286 (ANSI/ABMA estándar 7). Sin embargo, el aseguramiento de los cojinetes axiales a la flecha debe ser de roldana de tipo lengüeta.

Las cajas de cojinetes deben equiparse con sellos reemplazables tipo laberinto y deflectores en donde la flecha pasa a través de la caja; los sellos del tipo de labio no se deben usar. Los deflectores deben ser hechos de material antichispas. El diseño del deflector de laberinto debe retener efectivamente el aceite en la caja de cojinetes.

Las cajas con cojinetes internos deben contar con una brida semicircular de montaje, así como soportes entre la carcasa de la bomba y la caja de cojinetes debe ser de acero cuando se manejen líquidos inflamables o tóxicos.

Las cajas de cojinetes deben estar, de preferencia, dispuestas de tal forma, que se puedan reemplazar los cojinetes sin remover el accionador o montaje de la bomba

Lubricación

Para las bombas, su accionador y en su caso caja de engranes, se deben suministrar con preparación para lubricación con sistema de lubricación por niebla o con sistema de lubricación forzada, lubricación por grasa o por nivel de aceite según corresponda.

Materiales

Los materiales de construcción de las bombas deben ser de acuerdo con las Hojas de Datos y con API 610 Eleventh Edition, September 2010.

El proveedor debe especificar las pruebas opcionales y los procedimientos de inspección que son necesarios para asegurar que los materiales son satisfactorios para el servicio.

Si diferentes materiales con diferentes potenciales electroquímicos se ponen en contacto en presencia de una solución electrolítica, se puede crear pares galvánicos y pueden dar lugar a una seria corrosión del material menos noble. El proveedor debe seleccionar los materiales evitando condiciones que favorezcan la corrosión galvánica.

Recubrimiento anticorrosivo

El proveedor debe presentar la propuesta del sistema anticorrosivo seleccionado para las condiciones de operación y ambientales que rijan el sitio. Deben ser enviadas para revisión al Cliente y/o su representante junto con sus procedimientos de calidad, hojas de especificación técnica de pintura y la selección de los colores a aplicar.

Embalaje y marcado de envíos para embarque

La preparación para embarque debe realizarse después de que todas las pruebas se han realizado satisfactoriamente y el equipo haya sido inspeccionado y aprobado, de acuerdo a las normas aplicables para cada equipo.

Embalaje

Todo procedimiento de embalaje debe estar de acuerdo a las buenas prácticas y a la normativa aplicable, el Proveedor deberá enviar su procedimiento al cliente para revisión.

- a) El diseño debe contar con ingeniería de soporte describiendo la información técnica básica.
- b) Se debe considerar en el diseño de contenedores los conceptos – multiusos y – multimodal.
- c) Se deben considerar los límites establecidos en la normatividad de transporte terrestre para las medidas de los mismos.
- d) Se deben incluir dos métodos o formas de manipulación, 4 orejas laterales para levante con grúa y dos rieles en la base para levante con montacargas así como accesorios de sujeción para transporte terrestre y marítimo respectivamente.
- e) Se debe incluir accesorios internos para sujeción e inmovilización de la carga.

- f) Se debe incluir como mínimo dos accesos removibles o abatibles para facilitar el acceso y acomodo de los materiales, equipos o herramientas.
- g) El embalaje debe ser adecuado para 6 meses de almacenamiento a la intemperie.

Marcado

El embalaje debe tener impreso o en etiqueta adherida en el empaque, de manera clara y legible, como mínimo los siguientes datos en idioma español.

- a) La representación gráfica o el nombre del producto.
- b) Nombre, denominación o razón social y domicilio del fabricante nacional o importador.
- c) La leyenda que identifique al país de origen del mismo (ejemplo: - Hecho en..., - Manufacturado en..., u otros análogos).
- d) Marca, modelo o forma en que el Proveedor, fabricante o el importador identifique el producto.
- e) Instrucciones sobre el producto y su manejo a través de pictogramas.
- f) País y puerto de origen y destino.
- g) Número de serie del despacho y número de caja dentro del lote.
- h) Estiba máxima y volumen.
- i) Los números de las cajas o bultos deben comenzar del número 1 en adelante.
- j) Los embarques parciales subsecuentes contra la misma orden de compra, deben continuar con la secuencia numérica a partir del último número del embarque anterior.
- k) la letra debe ser de 50mm (2in) como mínimo.
- l) El número consecutivo del embalaje debe sobresalir de los demás números.
- m) Número de Orden de Compra.

En caso de que el embalaje no permita el marcado se debe realizar directamente sobre el equipo y/o materiales.

La identificación de embarque y documentos anexos al mismo que debe aparecer en todos los paquetes, deben incluir lo siguiente:

- Compañía usuaria.
- Instalación destino.
- Número de folio otorgado por el Sistema de Transporte de Material (STM) Integral.
- Peso de material.

Cuando en un folio estén manifestadas varias cajas, éstas deben estar numeradas en congruencia con lo indicado en el documento, además de llevar impreso el número de folio. Los números de cajas o bultos deben comenzar del número 1 en adelante, por ejemplo, si el manifiesto consiste de 3 cajas, la primera caja debe ser marcada – caja 1 de 3 y la segunda – caja 2 de 3 y así sucesivamente.

Partes de repuesto y garantía

El proveedor debe cotizar partes de repuesto para el arranque y dos años de operación después de terminar el lapso de garantía tanto para las bombas como para sus sistemas auxiliares e instrumentos.

Deberá garantizar por escrito los equipos por 18 meses en operación ininterrumpida o 24 meses a partir de su embarque, contra defectos de materiales, fabricación y funcionamiento.

En caso de falla durante el periodo de garantía el proveedor será responsable de la reparación, modificación y/o reemplazo de las partes defectuosas hasta cumplir con las especificaciones. Todos los gastos originados de mano de obra, materiales, equipos y herramientas involucrados en la reparación, así como los gastos de transporte deben ser por cuenta del proveedor.

El proveedor de los equipos debe suministrar una carta de garantía del buen funcionamiento de los equipos.

El proveedor deberá reparar o sustituir sin cargo extra, cualquier anomalía encontrada en la instalación, prueba y operación del equipo, dentro del periodo de garantía.

Documentación del proveedor

Toda la información suministrada por el Proveedor al Cliente debe estar en idioma español, con el uso de unidades de medida en el sistema internacional y con el sistema inglés entre paréntesis. En todos los documentos el Proveedor debe indicar como mínimo los siguientes datos:

- Razón social del Proveedor.
- Nombre y número de proyecto.
- Número de proyecto del contratista.
- Nombre y clave del equipo.

- Número de la requisición y orden de compra.
- Nombre y número del documento.
- Fecha de emisión y número de revisión.

A menos que se indique otra cosa, el proveedor debe suministrar al cliente en idioma español (1 original y 2 copias y un CD o DVD con los archivos electrónicos de la siguiente información técnica del equipo, sin ser limitativa:

- Hojas de datos de la bomba centrífuga, complementada con datos del proveedor y/o fabricante.
- Hojas de datos del motor, complementada con datos del proveedor y/o fabricante.
- Curva de operación de la bomba certificada.
- Dibujos de arreglo general del equipo con dimensiones, plantas y elevaciones en el formato API-610
- Dimensiones de espacios requeridos para mantenimiento.
- Dibujo seccional de la bomba.
- Dibujo dimensional del motor.
- Dibujos dimensionales del reductor de velocidad.
- Dibujo de sistemas auxiliares.
- Dibujos de tubería auxiliar y conexiones.
- Hoja de datos de ruido (motor y bomba) complementada con datos del proveedor y/o fabricante.
- Tiempo de entrega del equipo.
- Lista de herramientas especiales incluidas en la cotización y su descripción.
- Peso total del equipo indicando la posición del centro de la bomba.
- Esquemáticos eléctricos.

Dentro de las cuatro semanas siguientes después de recibir la orden de compra, el proveedor deberá entregar al cliente 1 original y 6 copias de los dibujos dimensionales seccionales y diagramas esquemáticos certificados de las unidades complementarias ensamblados para su revisión, así como un CD o DVD con los archivos electrónicos.

De manera general, la información que debe contener cada dibujo es la siguiente:

- Identificación.
- Cliente.
- Pedido.
- Partida (de acuerdo al pedido).
- No. De requisición.
- Planta.
- Ubicación.
- Contrato-requisición (de la firma de ingeniería que lleve el proyecto, cuando sea el caso).
- Modelo y tamaño.

La revisión de los dibujos del proveedor se debe efectuar dentro de las dos semanas siguientes, después de recibidos por el cliente. Esta revisión no constituye una licencia para desviarse de los requerimientos de la orden de compra, a menos que se acepten específicamente por escrito.

Después de revisados y aprobados los dibujos, el Proveedor debe suministrar las copias certificadas en la cantidad especificada. Todos los dibujos deben ser perfectamente legibles.

La información listada debe suministrarse durante la inspección y pruebas, para aprobación por el cliente, no siendo limitativa:

- a) Datos de pruebas y curvas características certificadas, incluyendo carga diferencial, potencia hidráulica y potencia al freno calculada a la gravedad específica del líquido a manejar y eficiencias todas expresadas como funciones del flujo. Cuando aplique se deben indicar las correcciones por viscosidad.
- b) Dibujos de instalación mecánicos y dimensiones de ajuste.
- c) Dibujos dimensionales de los elementos mecánicos y del motor.
- d) Datos certificados de prueba hidrostática.
- e) Información certificada de las pruebas de vibración de la flecha.
- f) Instructivo de operación y mantenimiento para la bomba, sello mecánico y motor.
- g) Dibujos de cortes transversales con partes numeradas y lista de partes del equipo suministrado.

- h) Lista de materiales, para la bomba y el sello mecánico, incluyendo número de partes, nombre de las partes, la cantidad de partes requerida, la metalurgia (número AISI o su equivalente) de la parte, y un número de dibujo o de fundición que identifique cada parte para fines de intercambiabilidad.
- i) Hojas de datos de la bomba centrífuga horizontal certificada.
- j) Hojas de datos del motor certificadas.
- k) Dibujo y lista de materiales mostrando la tubería auxiliar suministrada por el fabricante (esta información puede incluirse en el dibujo de arreglo general).

A menos que se indique otra cosa en el contrato, el Proveedor deberá suministrar 1 original y 6 copias de la siguiente información técnica certificada del equipo como mínimo:

- Dibujos típicos de cortes transversales con indicación de especificaciones ASTM o sus equivalentes, de cada parte y literatura que describa con detalle el equipo cotizado.
- Reporte y protocolo de prueba hidrostática.
- Reportes y protocolo de pruebas de funcionamiento de la bomba.
- Reportes y protocolo de pruebas de funcionamiento del motor.
- Hoja de datos de ruido (motor eléctrico y bomba).
- Incluir el párrafo siguiente “El equipo cumple estrictamente con todos los lineamientos y especificaciones del proyecto (Normas aplicables, bases técnicas, especificaciones particulares, entre otros). El Proveedor debe incluir lista detallada de desviaciones, en caso de haberla. Las desviaciones pueden incluir diseños alternativos o sistemas equivalentes garantizados para el trabajo especificado.
- Tiempo de entrega del equipo.
- Lista de partes de repuesto recomendadas, para el arranque y 2 años de operación normal.
- Lista de herramientas especiales incluidas en la cotización y su descripción.
- Peso total del equipo y centro de cargas.
- Peso de bomba, base y motor.
- Reportes y protocolos de pruebas.
- Dimensiones generales para bomba, cople, motor en elevación y planta.
- Dimensiones de espacios requeridos para mantenimiento.

- Localización de pernos para anclaje y nivelación.
- Diámetros y clase para bridas de conexiones de bombas.
- Tubería auxiliar y conexiones (arreglo API o su equivalente).
- Materiales y clase.
- Código del sello.
- Número de base.
- Sentido de rotación.
- Localización del centro de gravedad.
- Fuerzas de excitación y amplitudes permisibles en base.
- Fuerzas y momentos máximos permisibles en boquillas.
- Fuerzas y momentos permisibles en el reductor.
- Sistema de lubricación.
- Marca del motor.
- Modelo y tipo del motor.
- Potencia y velocidad del motor.

Información complementaria que debe ser suministrada por el Proveedor:

- Manuales de operación, instalación y mantenimiento para la bomba-motor en idioma español.
- Certificados de materiales.
- La aceptación explícita de las garantías solicitadas.

Actividades de pre-arranque, arranque y puesta en operación

El proveedor deberá considerar en su cotización, dar asistencia técnica en sitio en las actividades de pre-arranque, arranque y puesta en operación. Deberá enviar personal altamente calificado y con amplia experiencia en arranque y puesta en marcha de instalaciones industriales similares a la obra de este proyecto.

Capacitación

El proveedor deberá considerar, que debe proporcionar al cliente los cursos teóricos y prácticos.

Estos cursos deben ser impartidos en idioma español o con traducción simultánea provista por el proveedor en el sitio de la construcción del proyecto y para asistencia.

A más tardar 120 días naturales antes de la fecha de puesta en operación del proyecto, el proveedor deberá entregar al cliente un programa de impartición de los cursos de capacitación que deberá incluir las fechas propuestas y el temario para aprobación por el cliente.

Una vez aprobadas las fechas y los temarios, el proveedor deberá entregar copia electrónica del material técnico y didáctico y el currículo de los instructores propuestos para cada curso de capacitación, con al menos 20 días calendario de anticipación al inicio de cada curso. Los cursos de capacitación preferentemente deberán ser impartidos por los proveedores de equipos y sistemas.

Durante la capacitación en el sitio, se utilizarán las instalaciones, equipos y sistemas reales para la familiarización y práctica del grupo de operación y mantenimiento del cliente.

El proveedor deberá proporcionar a cada participante el manual de entrenamiento (material técnico y didáctico) en idioma español. Así mismo, será responsable de registrar la asistencia, realizar la evaluación del curso por los asistentes que designe el Cliente y entregar constancias de participación a cada asistente al curso.

1.1.3 Bases de diseño del proyecto sistema contra incendio³

1.1.3.1 Códigos y estándares de referencia

Normas oficiales mexicanas

- NOM-EM-003-ASEA-2016 Especificación y Criterios técnicos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección del Medio Ambiente para el Diseño, Construcción, Pre-Arranque, Operación y Mantenimiento de las instalaciones terrestres de almacenamiento de Petrolíferos, excepto para Gas Licuado de Petróleo.
- NOM-001-SEDE-2012 Instalaciones Eléctricas "Utilización".

³ Cabe señalar que durante la elaboración de la ingeniería básica y del Estudio de Riesgo Ambiental se encontraba vigente la NOM-EM-003-ASEA-2016.

- NOM-002-STPS-2010 Condiciones de Seguridad- Prevención y Protección Contra incendios de los Centros de Trabajo.
- NOM-026-STPS-2008 Colores y señales de seguridad e higiene, e identificación de riesgos por fluidos conducidos en tuberías.

Normas y estándares internacionales

- NFPA 10: Norma para extintores portátiles (2013).
- NFPA 11: Norma para espumas de baja, media y alta expansión. Edición 2016.
- NFPA 12: Sistemas extintores de dióxido de carbono. Edición 2015.
- NFPA 13: Norma para la instalación de sistemas de rociadores. Edición 2016.
- NFPA 14: Norma para la instalación de tubería y manguera. Edición 2016.
- NFPA 15: Norma para sistemas de rociadores de agua. Edición 2017.
- NFPA 16: Norma para la instalación de rociadores de agua-espuma y sistemas de pulverización de agua-espuma. Edición 2015.
- NFPA 20: Norma para la instalación de bombas estacionarias de protección contra incendios. Edición 2016.
- NFPA 22: Normas para los tanques de agua para servicio privado contra incendio. Edición 2013.
- NFPA 24: Instalación de tuberías para servicio privado de incendios y sus accesorios. Edición 2016.
- NFPA 25: Norma para la prueba y mantenimiento de sistemas de protección contra incendios a base de agua. Edición 2014.
- NFPA 30: Código de Líquidos Inflamables y Combustibles. Edición 2015.
- NFPA 70®: Código Eléctrico Nacional. Edición 2017.
- NFPA 72®: Código Nacional de Alarmas de Incendios y Señalización. Edición 2016.
- NFPA 101: Código de seguridad de vida. Edición 2015.
- NFPA 1961: Norma para manguera de fuego. Edición 2013.
- NFPA 1962: Norma para el cuidado, uso, inspección, servicio, prueba y reemplazo de mangueras de incendio, acomplamientos, boquillas y mangueras contra incendio. Edición 2013.
- NFPA 1963: Norma para conexiones de mangueras de incendio. Edición 2014.

- NFPA 1981: Norma en aparatos de respiración autónoma para servicios de emergencia. Edición 2013.
- NFPA 2001: Norma sobre sistemas de extinción de incendios con agentes limpios. Edición 2015.
- API 650: Soldadura para tanques de almacenamiento de aceite 2012.
- API 2030: Aplicación de sistemas de rociadores de agua para protección contra incendios 2014.
- API 2021: Manejo de incendios en tanques de almacenamiento atmosférico 2015.
- API 2610: Diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de terminal y tanques.
- ANSI/ISEA Z358.1-2014: Norma nacional estadounidense para equipos de lavado de ojos y ducha de emergencia.

Tanque de agua contra incendio

El sistema de agua contra incendio estará conformado por un tanque de almacenamiento tipo atmosférico, de techo fijo con venteo, este debe cumplir con lo indicado en el API 650 y NFPA 22 Ed. 2013.

La capacidad y dimensionamiento del tanque de almacenamiento del agua contra incendio se debe determinar considerando el mayor volumen de agua contra incendio para combatir el riesgo mayor (sistema más demandante).

Para la determinación del mayor volumen se considerará: la cantidad de agua requerida para el riesgo mayor (cantidad de agua para la formación de espuma de la protección superficial) y para el enfriamiento de los equipos aledaños que reciban radiación de acuerdo a lo indicado en los códigos y normatividad aplicable.

Para determinar la capacidad de almacenamiento de agua contra incendio y combatir de forma ininterrumpida la demanda más grande de agua, se debe considerar un tiempo de suministro que para el caso del proyecto será de 4 horas.

El tanque de almacenamiento de agua contra incendio debe contar con un codo de succión y una placa anti-vórtice en la boquilla de succión, de acuerdo a NFPA 20 Ed. 2016.

Bombas contra incendio

De acuerdo a la NOM-EM-003-ASEA-2016, apartado 9.3.9, inciso (d); el sistema de bombeo debe estar constituido por bombas centrífugas de alimentación principal y relevo, accionando la primera con un motor eléctrico y la segunda con un motor de combustión interna o como alternativa se puede configurar el sistema con motores de combustión interna en su totalidad. En caso de existir una planta eléctrica, se pueden tener dos motores eléctricos, prescindiendo del motor de combustión interna.

El diseño de la tubería de succión debe ser lo más cercano al tanque de almacenamiento, ser corto y recto para reducir la caída de presión.

El diámetro de la tubería de succión y descarga debe estar diseñado para conducir el 150% de la suma del gasto nominal de todas las bombas principales en conjunto.

Tabla I-9. Determinación del tipo y cantidad de bombas.

Bombas principales requeridas	Bomba de relevo requerida
Una de motor eléctrico	Una de motor de combustión interna

El proyecto, debe contar con una Bomba Jockey para reponer las pérdidas de presión del sistema por pequeñas fugas accionada por medio de motor eléctrico. Deben cumplir con lo indicado en la NFPA 20 Ed. 2016.

La capacidad de las bombas contra incendio debe ser determinado de acuerdo al requerimiento de flujo y presión del riesgo mayor.

La capacidad de las bombas contra incendio, no debe ser mayor a un gasto de 18,927.06 lpm (5,000 gpm), si el riesgo mayor requiere de un mayor flujo de los 18,927.06 lpm (5,000 gpm), se requerirá que operen dos bombas contra incendio simultáneamente.

Las velocidades máximas permisibles para el dimensionamiento de las tuberías de succión y descarga de las bombas contra incendio serán respectivamente 15 pies/seg y 20 pies/seg.

Todas las bombas, deben contar con su correspondiente tablero de control. Todos los equipos, controles y accesorios que integren el sistema de bombeo deberán ser listados y/o aprobados por UL/FM.

Los tableros de control de las bombas deben estar montados en un armario NEMA 4X.

Los motores de combustión interna de las bombas contra incendio contarán con su propio tanque de diésel, con capacidad para garantizar el funcionamiento del motor de combustión interna de forma ininterrumpida durante 8 horas como mínimo.

Red de agua contra incendio

La red general de agua contra incendio para el proyecto constará de tubería enterrada alrededor de las instalaciones, para llevar agua contra incendio a los puntos o sitios a proteger de las mismas instalaciones. Para el proyecto se formarán circuitos cerrados (anillos) para la distribución de agua contra incendio.

El punto de suministro del agua contra incendio a la red del proyecto provendrá de la descarga de los equipos de bombeo contra incendio, estas redes según sea el caso estarán conformadas por hidrantes, monitores, alimentación a los sistemas de enfriamiento y sistemas de rociadores.

La red general contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento identificadas y localizadas en los puntos apropiados que permitan sectorizar o aislar el sistema en anillos y tramos de tubería que no exceda de 6 suministros de agua contra incendio entre las válvulas de seccionamiento.

El dimensionamiento de la tubería para la red contra incendio, debe ser determinado mediante un cálculo hidráulico, considerando la activación del sistema de mayor riesgo.

La presión mínima de la red debe mantenerse a 7 kg/cm² man. (100 psig) en el punto hidráulicamente más desfavorable, tomando como referencia la brida de descarga de la(s) bomba(s) principal(es) de alimentación de agua contra incendio.

La tubería, accesorios y otros componentes de la red general de agua contra incendio deben estar clasificados para la presión de trabajo máxima del sistema a la cual estos están expuestos, pero la clasificación no debe ser menor a 150 psi (10.3 bares).

La velocidad máxima permisible para el dimensionamiento de la red general de agua contra incendio será 20 pies/seg.

El material de la tubería de la red general es la siguiente:

Tubería enterrada: ACERO AL CARBON ASTM A106 Gr. B CLASE 150.

Hidrantes

La red de agua contra incendio contará con hidrantes tipo barril seco para conectar mangueras contra incendio, los hidrantes deben contar con dos conexiones para manguera de 63.5 mm (2 ½ in).

Los hidrantes no deben localizar a menos de 12,2 m (40 ft) del área a proteger y deben estar libres de obstrucciones que puedan afectar su operación.

Los hidrantes deben estar protegidos contra golpes en aquellos sitios en donde por el tránsito o transporte de materiales se haga necesario, esto no debe representar un obstáculo para su operación.

Monitores

La red general de agua contra incendio contará con monitores para la protección del área de tanques almacenamiento, la cobertura de los monitores se considera de 30 m (98.4 ft) de radio y deben de estar ubicados fuera de los diques de contención de los tanques. El flujo requerido para cada monitor debe ser de 1,892.7 lpm (500 gpm).

Toma siamesa

La red de agua contra incendio del proyecto contará con toma siamesa accesible y visible para el servicio de bomberos. Se conectará directamente a la red general de agua contra incendio, no se debe conecta al tanque de agua contra incendio ni a una red de suministro exterior.

La toma siamesa tendrá dos conexiones de entrada de 2½" en cuerda NST (NH) con capacidad para un gasto de 500 GPM, válvula anti-retorno en cada entrada que permiten agregar líneas adicionales sin interrumpir el flujo. Las tomas incluirán anillos giratorios, juego de tapones de 2½" con cadena, en cuerda NST y disco con leyenda de "BOMBEROS". Material de bronce con acabado cromado.

Sistemas de aspersión

Los sistemas de aspersión serán tipo diluvio a base de agua contra incendio y constarán de un sistema de tuberías fijas conectadas a la red general contra incendio. El sistema estará diseñado hidráulicamente con boquillas de aspersión para lograr la descarga de agua específica y distribución en la superficie o área a cubrir.

El sistema de aspersión debe contar con una válvula de control con activación automática (válvula de diluvio) a través de un sistema de detección y/o activación remota desde el cuarto de control.

La válvula de diluvio deberá ser aprobada y/o listada para el servicio contra incendio o de otro modo demostrar que es adecuada para el uso en sistemas de aspersión de agua. La válvula de diluvio deberá tener un medio de operación manual dentro del trim de la válvula.

La válvula de diluvio debe contar con un interruptor de presión, el cual permitirá saber cuándo el sistema ha sido activado de manera automática o de manera manual desde la misma válvula.

Las válvulas de diluvio deben estar situadas lo más lejos posible de la zona donde se encuentra el equipo a proteger, para evitar con ello radiaciones o daños en caso de un incendio.

Las válvulas de diluvio deben estar ubicadas e instaladas donde no sufran daños mecánicos y/o daños por alguna explosión (si existiera esa condición). El sistema de aspersión debe contar con una válvula de aislamiento (válvula de compuerta) normalmente abierta, entre la válvula de diluvio y el suministro de agua.

El sistema de aspersión debe contar con un filtro capaz de remover todos los sólidos del tamaño que puedan obstruir las boquillas de aspersión, normalmente Perforaciones de 3.2 mm (1/8 in) son adecuados.

Las tuberías de los anillos de aspersión deben tener una pendiente hacia el tubo de alimentación para asegurar el drenado.

El dimensionamiento de la tubería de cada sistema de aspersión, debe ser determinado por medio de cálculos hidráulicos, considerando que la boquilla más alejada debe operar a una presión mínima de 4.21 kg/cm² (60 psi).

El material de la tubería del sistema de aspersión debe ser de acero al carbón Galvanizado ASTM A53 Gr. B galvanizado en su interior y exterior.

Sistema de aspersión en tanques de almacenamiento

Los tanques de Almacenamiento contarán con un sistema de aspersión para enfriamiento del tanque en caso de un incendio.

El sistema de aspersión deberá ser diseñado para para que el tanque sea mojado con una densidad de aplicación de 4.1 lpm/m² (0.10 gpm/ft²).

La distribución de agua de enfriamiento se debe hacer por medio de anillos colocados a diferentes alturas del tanque, la cual suministrará agua a las boquillas de aspersión. Los anillos deben ser seccionados para hacer eficiente el uso del suministro de agua contra incendio.

Los anillos de los sistemas de aspersión deben tener juegos de bridas en sus extremos que permitan desmantelarlo cuando se realicen trabajos de mantenimiento.

La distancia horizontal entre boquillas debe ser tal que los patrones de pulverización cumplen o se superpongan en la superficie protegida.

Las boquillas de aspersión para los sistemas de enfriamiento deben ser del tipo chorro plano.

Sistemas de aspersión en bombas

Para las bombas que manejen líquidos inflamables o combustibles se debe considerar 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.

El sistema de aspersión deberá ser diseñado con una densidad de aplicación de 20.4 lpm/m² (0.50 gpm/ft²).

El sistema de aspersión debe tener juegos de bridas en sus extremos que permitan desmantelarlo cuando se realicen trabajos de mantenimiento.

Las boquillas para los sistemas de aspersión en las bombas deben ser del tipo cono lleno.

Sistemas de rociadores

Oficinas y laboratorio

Las oficinas deben de contar con un sistema de Rociadores diseñados de acuerdo a la NFPA 13 Ed.2016. Las oficinas están clasificadas como Riesgo Ligero de acuerdo a la NFPA 13 Ed.2016.

La densidad de aplicación para el Riesgo Ligero es de 0.10 gpm/ft² (4.1 mm/min).

Cobertizo de bombas contra incendio

El cobertizo de Bombas Contra incendio debe estar protegido con un sistema de Rociadores instalado de acuerdo a NFPA 13 Ed. 2016, con una clasificación de Riesgo Extra (Grupo 2).

Sistema de espuma contra incendio

La siguiente Tabla I–10 indica el tipo de clasificación del líquido contenido en los tanques de almacenamiento.

Los tanques serán protegidos con un sistema de espuma por inyección superficial.

Tabla I–10. Clasificación de líquidos.

Servicio	Cantidad de tanques	Clasificación de líquidos
Gasolina regular	4	Clase IB
Diésel	3	Clase II
Gasolina Premium	2	Clase IB
Turbosina	1	Clase II
Etanol	1	Clase IB
Trans Mix	1	Clase II

Sistema de presión balanceada

El sistema de presión balanceada es un sistema de dosificación de espuma que contarán con una bomba de espuma, válvula(s) para equilibrar las presiones de espuma y agua en un dosificador tipo venturi modificado. El dosificador estará situado en la tubería de espuma de entrega de la solución y contará con un orificio de medición del concentrado de espuma, montado en la sección de entrada de espuma del dosificador.

El paquete debe de contar con dos bombas, una accionada por un motor eléctrico y otra accionada por un motor de combustión interna. Las bombas deben ser del tipo desplazamiento positivo y cuerpo de acero al carbono.

El motor debe ser dimensionado con suficiente potencia para su operación, con válvula de alivio totalmente abierta en caso de sobrecarga del motor. Cada motor de las bombas debe ser listado por UL y aprobado por FM. Los controladores de las bombas deben estar montados en un armario NEMA 4X. Toda la tubería de concentrado de espuma será de bronce para la compatibilidad con todos los tipos de concentrados de espuma y resistencia a una corrosión superior. La tubería de succión contendrá un filtro tipo Y o filtro con cubierta de acero inoxidable, con una perforación de 3.2 mm (1/8 in). También, se debe proporcionar un manómetro en la línea de succión, para supervisar una potencial obstrucción durante operación, así como presión durante el procedimiento de limpieza.

Todas las válvulas manuales serán de cobre o bronce tipo bola proporcionando características de pérdida de fricción bajas, las válvulas deben contar con manijas que se cierran conforme a requerimientos de NFPA para supervisión de válvula.

El sistema de presión balanceada debe contar con un tanque de vejiga diseñado bajo el código de ASME, construido de acero inoxidable (ANSI 316). El tanque debe ser suministrado en la configuración horizontal. Una membrana tipo la vejiga de caucho flexible Nilon reforzado Buna-N, contiene el concentrado de espuma e impide entrar en contacto con el agua entrante. El tanque tendrá en el centro la tubería de descarga, localizada dentro de la vejiga, para asegurar el flujo de concentrado de espuma a la descarga.

Red de suministro agua-espuma

El material de la tubería que suministrará el Agua-Espuma es de acero al carbono ASTM A53 Gr. B galvanizado.

El dimensionamiento de la tubería para la red contra Incendio, debe ser determinado mediante un cálculo hidráulico de acuerdo a NFPA 11 Ed. 2016.

Inyección superficial de espuma

El sistema de inyección superficial de espuma contra incendio para el área de tanques de almacenamiento contará con cámaras de espuma tipo II.

La densidad mínima de aplicación considerada para la aplicación de espuma superficial en tanques de almacenamiento será de 4.1 lpm/m² (0.10 gpm/ft²)

La velocidad de espuma en el punto de descarga en el contenido del tanque no será superior a 3 m/s (10 pies/seg) para líquidos Clase IB o 6 m/seg (20 pies/seg) para otras clases de líquidos.

De acuerdo con las dimensiones de los tanques, se requieren del siguiente número de cámaras de espuma para cada tanque:

Tabla I-11. Número de cámaras de espuma.

Servicio	Cantidad de tanques	Diámetro	H (m)	Número de cámaras de espuma*
Gasolina regular	4	42.67	21.94	6
Diésel	3	42.67	21.94	6
Gasolina Premium	2	42.67	21.94	6
Turbosina	1	42.67	21.94	6
Tanque de MTBE	1	40.84	21.94	6
Etanol	1	20.42	14.63	3
Trans Mix	1	9.14	12.19	2

* De acuerdo con la Tabla 5.2.5.2.1 de la NFPA 11 Ed. 2016

Sistema de espuma en llenaderas

El área de llenaderas contará con un sistema de rociadores con agua-espuma de acuerdo a NFPA 16 Ed. 2015.

La densidad de aplicación para el área de llenaderas no debe ser menor a 6.5 lpm/m² (0.16 gpm/ft²).

El espaciamiento entre rociadores no debe exceder de 9.3 m² (100 ft²) por rociador o exceder 3.7 m (12 ft) de distancia entre rociadores en un ramal o entre ramales.

El sistema de rociadores con agua-espuma debe contar con una válvula de control con activación automática (válvula de diluvio) a través de un sistema de detección.

El sistema de aspersión debe contar con una válvula de aislamiento (válvula de compuerta), normalmente abierto entre la válvula de diluvio y el suministro de agua.

Sistemas de espuma en casa de bombas de llenaderas

La casa de bombas de llenaderas contará con un sistema de rociadores con agua-espuma de acuerdo a NFPA 16 Ed. 2015.

La densidad de aplicación para el área de llenaderas no debe ser menor a 6.5 lpm/m² (0.16 gpm/ft²).

El espaciamiento entre rociadores no debe exceder de 9.3 m² (100 ft²) por rociador o exceder 3.7 m (12 ft) de distancia entre rociadores en un ramal o entre ramales.

El sistema de rociadores con agua-espuma debe contar con una válvula de control con activación automática (válvula de diluvio) a través de un sistema de detección.

El sistema de aspersión debe contar con una válvula de aislamiento (válvula de compuerta), normalmente abierto entre la válvula de diluvio y el suministro de agua.

Tanque tipo vejiga para el tanque de almacenamiento de etanol

El suministro de concentrado de espuma será a través de un tanque tipo vejiga instalado cerca de la casa de bombas de llenaderas.

La capacidad del tanque tipo vejiga, se deberá seleccionar de acuerdo al sistema más demandante (riesgo mayor), de acuerdo a lo indicado por la NFPA 11 Ed. 2016.

El tipo de espuma a utilizar será un concentrado espumante AR FFF (Alcohol Resistant Film Former Foam a una proporción de 6% .

Características:

- Apropriada para ser usada con agua dulce o agua de mar.
- Compatible con proporcionadores estándar y dispositivos formadores de espuma.
- Apropriada para usarse con otros agentes extintores como otros concentrados y polvo químico seco.

Sistema de gas y fuego

El proyecto contarán de un sistema de gas y fuego (SDGF), el cual se conformara de un tablero de control para detección de gas y fuego (TCGF), alarmas audible y/o visible en la zona de proceso y cuarto de control, estaciones manuales de alarma (a ser ubicados en áreas de proceso y cuarto de control), detectores de fuego, detectores de gas combustible, detectores de gas hidrogeno, detectores de humo (áreas administrativas, cuartos eléctricos y cuartos de control).

El sistema de gas y fuego (SDGF) deberá prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de toda la planta, a través del monitoreo de la instrumentación dedicada al SDGF y deberá proveer al operador la información necesaria para mantener la operación de la planta completamente segura.

Se requieren detectores de gas combustible tipo puntual infrarrojo, detectores de flama tecnología (UV/IR) para el área de proceso, así como detectores de gas hidrógeno en cuarto de baterías, todos los transmisores de fuego y gas deberán ser transmisores inteligentes con capacidad de comunicarse con el tablero de control del sistema de gas y fuego con un circuito de señales de línea (SLC) con protocolo propietario mediante dos hilos en un circuito Clase A de acuerdo a NFPA 72 Ed.2016 hacia el tablero, todos los detectores deberán contar con autodiagnóstico y de operación segura.

Todos los equipos deberán estar listados y/o aprobados para su uso por una organización reconocida como "Underwriters Laboratories" (UL), "Factory Mutual" (FM) o equivalente y deberán estar marcados de manera permanente con dicho reconocimiento.

El sistema de gas y fuego debe ser independiente en Hardware y Software de otros sistemas de control.

Para brindar apoyo visual al personal durante un evento de incendio, el SDGF se comunicará con el sistema de CCTV (mediante señales digitales "contactos secos" y su interconexión será en el Cuarto de Control), el cual mediante rutinas pregrabadas posicionará y enfocará a la o las cámaras más cercanas hacia el sitio donde se produjo la alarma del SDGF y desplegará las imágenes en las pantallas localizadas en el cuarto de control.

En caso de un incendio, el SDGF se comunicará con los paneles de control de acceso de las Terminales mediante contacto secos para la liberación de las puertas de emergencia.

Todos los componentes del sistema de gas y fuego deberán cumplir con los requerimientos de la clasificación del área.

Tablero de control del sistema del gas y fuego (SDGF)

El tablero de seguridad estará localizado dentro de un recinto preferentemente tripulado y recibirá todas las señales de los dispositivos de iniciación del área a proteger por el sistema de detección y controlará las acciones de notificación en caso de que se presente un evento de incendio; así mismo manejará las señales de control de paro hacia el sistema de HVAC y se comunicará con el sistema de CCTV y sistema de control de acceso para que tomen las medidas pertinentes en caso de un incendio.

El tablero de seguridad del sistema de gas y fuego debe realizar la lógica de control y supervisión en forma continua y automática, monitoreando el estado de operación de los instrumentos y dispositivos del sistema, de tal manera que al presentarse una emergencia, se indique en forma inmediata el estado operativo de éstos y se activen las alarmas audibles y visibles. El software del sistema debe ejecutar las operaciones de control, supervisión y supresión, así como las configuradas en base a la matriz lógica de control (matriz causa y efecto).

Detectores de fuego

Los detectores de fuego serán localizados de tal forma que puedan tener una cobertura óptima para monitorear y confirmar la presencia de fuego que pudiera presentarse en los equipos de proceso.

Para la localización de los detectores se debe considerar el traslape de los campos de visión en el área a proteger, así como la relación entre la sensibilidad y la separación del detector de fuego.

Los detectores siempre deben estar dirigidos hacia abajo de 10° a 20° por lo menos, para prevenir el reflejo de la luz en el horizonte. Deben ser inmunes a falsas alarmas provocadas por arcos de soldadura, rayos del sol, para ello debe de diferenciar las características de una flama provocada por la combustión de hidrocarburos.

Detectores de gas combustible (Mezclas explosivas)

Para la instalación y espaciado de estos detectores se consideran los puntos de fuga potencial tales como las bridas, purgas, conexiones, válvulas, bombas y compresores, la densidad relativa del gas, la dirección de los vientos, la concentración del gas objetivo en las corrientes de proceso, la ventilación del lugar, así como la ubicación de cada equipo a ser protegido. La canalización eléctrica deberá estar separada de líneas de alta tensión. Los detectores se deberán instalar de tal forma que se eviten las vibraciones debido que estas podrían afectar su funcionamiento, así mismo se deberán usar protecciones para evitar el ingreso de agua por salpicaduras y filtros para protección contra polvo.

Detectores de hidrógeno (H₂) del tipo puntual

Los detectores de hidrógeno (H₂) serán del tipo puntual y estarán localizados en los cuartos de baterías.

Los detectores deben ser capaces de detectar gas hidrógeno (H₂) mediante el principio de celda catalítica, estos detectores se componen básicamente por un sensor y un transmisor. Los detectores de hidrógeno serán instalados en los cuartos de baterías, por lo que el sensor deberá ser localizado al interior de los cuartos y el transmisor será localizado el exterior de dichos cuartos, cercano al acceso y a una altura tal que sea posible su fácil lectura para notificar al personal la presencia de concentraciones de gas hidrógeno. El detector se conectará al tablero de seguridad del sistema de supresión de incendio mediante sus contactos de alarma (señales digitales).

El detector será capaz de transmitir al tablero de seguridad los siguientes niveles de alarma:

- Baja concentración de gas combustible – 200 ppm.
- Alta concentración de gas combustible – 400 ppm.

Y además deberá transmitir las siguientes señales de diagnóstico:

- Detector de gas hidrógeno en estado normal.
- Detector de gas hidrógeno en alarma (baja y alta).
- Detector de gas hidrógeno en falla.

Estaciones manuales de alarma

Las estaciones manuales de alarma serán del tipo doble acción “empujar y jalar” o “levantar y presionar” con el objetivo de evitar su accionamiento accidental. Se debe operar con una sola mano.

La parte operable de la estación manual de alarma no debe instalarse a menos de 1.07 m (42 in) y no más de 1.22 m (48 in) desde el piso terminado.

Las estaciones manuales estarán situadas dentro de 5 pies. (1.5 m) de cada puerta de salida.

Las estaciones manuales adicionales se proporcionan de manera que la distancia de viaje a la caja de alarma contra incendios manual más cercano no será superior a 200 ft. (61 m), medidos horizontalmente.

La estación manual tendrá un acabado en color rojo bermellón e incluirá una placa con las instrucciones de operación en idioma español, fabricado en aluminio, acero inoxidable o plástico laminado con la leyenda "Fuego".

La alarma debe contar con un mecanismo para restablecerse manualmente después de que ha sido activada, por lo cual el restablecimiento será manual con llave.

Las estaciones manuales de alarma deben cumplir con los requerimientos para instalación certificada de acuerdo a la clasificación del área donde serán instaladas.

Alarmas audibles

Las alarmas audibles están formadas por:

- Bocinas amplificadoras (altoparlantes).
- Generador de tonos.

El tono y mensaje correspondiente a cada tipo de riesgo, será enviado desde el generador de tonos y mensajes pregrabados hacia las alarmas audibles en campo para que estas lo reproduzcan. Los tonos reproducibles deben ser diferentes para cada tipo de riesgo detectado. La señal audible que proviene del Generador de tonos viene del gabinete del SDGF.

En áreas exteriores se deben instalar alarmas audibles del tipo corneta con la intensidad suficiente para asegurar que sea escuchado claramente el tono/mensaje pregrabado de alarma en dichas áreas, el nivel sonoro del ambiente considerando el sonido producido por las alarmas audibles no deberá exceder los 120 dB en la distancia auditiva mínima.

Las alarmas audibles deberán producir un nivel sonoro de al menos 15 dB por encima del nivel sonoro ambiente promedio o de 5 dB sobre el nivel sonoro máximo con una duración de al menos 60 segundos. Por otro lado, la frecuencia debe estar dentro del rango de 300 Hz a 1 500 Hz y cumplir con los requerimientos para instalación certificada de acuerdo a la clasificación de área donde serán instaladas.

Las alarmas audibles estarán localizadas en la parte superior o a un lado de las alarmas visibles (semáforo), en un herraje de montaje rígidamente fijado al poste o apoyo permitiendo variar la orientación de la bocina 180 grados en campo.

Generador de tonos

Las alarmas audibles deben contar con un generador de tonos para producir los tonos/mensajes pregrabados y estos deben ser instalados lo más cerca posible de las alarmas audibles.

El generador debe reproducir los tonos/mensajes previamente grabados en idioma español que serán reproducidas mediante las alarmas audibles distribuidas estratégicamente en las áreas de proceso y fuera de los cuartos de baterías.

Los tonos o mensajes de voz deben ser grabados en forma digital y almacenados en circuitos de memoria no volátil, cada generador debe tener capacidad de hasta seis circuitos de memoria con capacidad de almacenar tonos o mensajes de hasta 30 segundos de duración, cada uno.

Los tonos/mensajes deben ser reproducidos en forma intercalada (tres rondas completas del número transmitido, y cada ronda debe consistir en no menos de tres impulsos, por una vez el mensaje programado en tiempo de duración) hasta que la señal discreta enviada al Generador de tonos del Sistema de Gas y Fuego regrese a su estado normal (contactos normalmente abiertos), esto es cuando el sistema sea restablecido.

El tono/mensaje a reproducir depende del dispositivo de inicio activado, en caso de darse dos o más eventos diferentes de manera simultánea, sólo se debe reproducir el tono y mensaje de mayor prioridad.

El circuito de control por cada Generador de tonos debe tener capacidad de manejar un esquema de prioridades en la reproducción de los tonos y mensajes, estos es, si un tono está siendo reproducido cuando se active un tono o mensaje de mayor prioridad, este último desplaza la reproducción del primero de menor prioridad.

Los tonos que deben ser pregrabados en el generador de tonos, se muestran a continuación:

Tabla I-12. Generador de tonos y su mensaje.

Prioridad	Riesgo/mensaje	Tono	Audio/frecuencia	Modulación
Primera	Abandono de instalación	Sirena extremadamente rápida	560 a 1055 Hz	6 ciclos/seg
Segunda	Alta concentración de gas tóxico	Sirena temporal	Bajo 424 Hz Alto 77 Hz	15 ciclos/minuto
Tercera	Fuego	Sirena rápida	560 a 1055 Hz	3.3 ciclos/seg
Cuarta	Alta concentración de gas combustible	Corneta continua	470 Hz	Continuo
Quinto	Prueba/simulacro	Corneta intermitente lenta	470 Hz	50 ciclos/seg

Alarmas visibles

Las alarmas visibles en campo servirán para alertar al personal el tipo de riesgo existente en el área, serán dispuestas en arreglo tipo semáforo vertical o colgante horizontal de 5 luces. Todas las alarmas serán operadas por señales provenientes del Sistema de Gas y Fuego (SDGF) e indicarán el tipo de riesgo de acuerdo a la siguiente tabla:

Tabla I-13. Color y tipo de riesgo de alarmas visibles.

Color	Tipo	Leyenda
Verde	Continuo	Condición normal
Rojo	Intermitente	Fuego
Ambar	Intermitente	Alta concentración de gas combustible
Azul	Intermitente	Alta concentración de gas tóxico
Transparente o claro	Intermitente	Abandono de instalación

La luz destellante de la alarma debe ser vista a una distancia de 50 metros con un oscurecimiento producido por la combustión de cualquier tipo de hidrocarburo, considerando el montaje de las alarmas en un arreglo tipo semáforo.

Las alarmas visibles tipo semáforo serán colocadas de forma estratégica donde sean visibles rápida y oportunamente por el personal. Cada luz deberá contar con una placa de identificación con la leyenda indicada, fabricada en aluminio, acero inoxidable o plástico laminado que deberá ser sujeta de forma permanente.

La altura mínima para instalarlas será de 1.50 m para el plano vertical del nivel de piso terminado a la parte inferior del conjunto de luces (semáforo). Para su instalación en el plano horizontal la altura mínima será de 2.03 m y de 2.44 m como máximo tomando como base el nivel de piso terminado. Cuando por las bajas alturas de los techos no se pueda cumplir con la altura mínima de 2.03 m, las luces se instalarán a 150 mm debajo del techo.

Podrán estar activadas una o más alarmas visibles a la vez, excepto la verde, que solo permanecerá activa si y solo si no existe algún evento de alarma.

Las alarmas visibles (estroboscópicas) que indiquen condición de alarma deben ser del tipo destellante/intermitente, con una velocidad de intermitencia de máximo de 120 destellos por minuto (2 Hz) y mínimo de 60 destellos por minuto (1 Hz), con una intensidad luminosa efectiva de 700 cd a 1 000 cd de intensidad efectiva.

Tubería conduit

La distribución de cableado de instrumentación en el proyecto se realizará por medio de tubo conduit, charola o ductos encofrados y deberán cumplir con los requerimientos del área clasificada donde se instalen. Deben cumplir con la NOM-001-SEDE-2012 "Instalaciones Eléctricas (Utilización)"

El conduit utilizado para áreas generales será de tubo conduit metálico (RMC) Aluminio libre de cobre cédula 40, en tramos de 3.05 metros. De longitud, con un cople extremo. Pared gruesa para uso rudo con superficie interna lisa y específicamente manufacturado para instalaciones eléctricas. El máximo relleno del tubo conduit será del 40 %. El número de conductores en un conduit depende del tamaño de los conductores. Los empalmes entre conductores no están

permitidos, las conexiones de los cables se harán desde una terminal a otra. Las cajas unión son permitidas.

El diámetro mínimo del conduit que se usará, es de 3/4". Se evitará el cruce de trayectorias de control con aquellas de alimentación. Los cambios de dirección se harán con los accesorios adecuados.

Los tubos conduit seguirán trayectorias paralelas o en ángulos rectos con paredes, columnas, vigas, puentes de tubería, etc., siempre que sea posible. Los tubos conduit que corran paralelos formando grupos deberán ser soportados a cada 2.5 m. En ningún caso se permite que los tubos conduit se soporten de tuberías y equipos de proceso, ni expuesta a altas temperaturas de los equipos y tuberías de proceso.

Para la acometida a tableros, panel de control o cajas de conexiones cada conduit debe estar perfectamente fijado en estos dispositivos por medio de conectores MYER. Este ajuste no debe permitir movimientos o filtraciones de polvo o agua.

Las instalaciones involucradas deben modificarse con los accesorios necesarios (placas ahogadas, soportes, entre otros) para la instalación del conduit para el cableado de control.

La tubería conduit para el sistema de Gas y Fuego debe ser independiente a otros Sistemas de Control.

Se deben suministrar tuberías conduit y cajas de conexión separadas para los siguientes servicios de control:

- Circuitos de línea de señales SLC.
- Señales de Audio.
- Circuitos de potencia limitada.
- Circuitos de potencia no limitada.

La tubería conduit hacia instrumentos no debe obstruir las áreas de trabajo (mantenimiento) alrededor de los equipos., Igualmente no se debe usar la tubería conduit como conductor de puesta a tierra de equipos eléctricos.

Charola

En interiores se podrá usar charola tipo malla de acero galvanizado por inmersión en caliente. El sistema de soportes tipo charola para conductores, el ancho de charolas y tipo de conductores deben cumplir con los requerimientos del artículo 318 de la NOM-001-SEDE-2012.

La trayectoria de los soportes tipo charola para conductores deben contar con un 20 por ciento de espacio disponible a lo largo de su trayectoria.

No se permite que los soportes tipo charola para conductores se sujeten de tuberías o equipos de Proceso.

Ductos encofrados

La Distribución Eléctrica Subterránea debe realizarse por medio de tuberías conduit de PVC tipo pesado agrupadas en bancos de ductos, que lleguen a registros eléctricos convenientemente ubicados para facilitar la introducción de conductores eléctricos en cambios de dirección, así como en tramos rectos de mayor longitud. Los registros eléctricos subterráneos deben tener accesorios para soportar y ordenar el cableado dentro de ellos.

Los tamaños nominales (diámetros) normales a utilizar de tubería conduit debe ser de 27 a 103 mm (1 a 4 pulg.) durante el desarrollo del proyecto se puede aprobar la utilización de tamaño 155 mm (6 pulg.).

El espaciamiento entre tuberías en banco de ductos subterráneos se indica NOM-001-SEDE-2012.

Entre registros de instrumentación debe existir una pendiente para drenaje de acumulación de líquidos.

Los registros deberán estar identificados como registros de entrada mano o registros de entrada hombre.

Cable de instrumentos

Los conductores para señalización y control deben ser de acuerdo con la recomendación del fabricante y con la NFPA 72 Ed. 2017.

Sistema de detección en edificios

Los dispositivos del sistema de detección y alarma en edificios cumplirán con la norma NFPA 72 Ed. 2017.

El sistema de detección de humo y alarma constituido principalmente por los siguientes elementos y dispositivos:

- Detectores de humo.
- Detectores de temperatura.
- Estaciones manuales de alarma.
- Dispositivos de notificación audible y visible.

Los detectores de humo deberán ser del tipo fotoeléctrico e inteligentes para ser direccionados al Tablero de Control del Sistema de Detección y Alamas.

Se colocarán estaciones manuales de alarma para que el personal que se encuentre en el área pueda dar aviso del evento de fuego y se activen las alarmas visibles y audibles.

Como dispositivos de notificación, se colocarán alarmas visibles color rojo y alarmas audibles que reproducirán el tono de “fuego” en caso de activación de uno o más detectores de humo; así como con la activación de las estaciones manuales de alarma.

Todos los dispositivos estarán diseñados y certificados para cumplir con los requerimientos de la instalación de acuerdo a la clasificación de área donde serán instalados.

Detectores de humo

Los detectores de humo deberán operar bajo el principio de operación iónico y fotoeléctrico.

Deberán cumplir con los requisitos especificados en la NFPA 72 Ed. 2017.

La distancia entre detectores no deberá exceder 9 m (espaciamiento recomendado por la NFPA 72 Ed. 2017 con una velocidad del viento menor a 1.524 m/seg), y deberán ubicarse dentro de una distancia de un medio del espaciamiento, medida en ángulo recto, desde todas las paredes o particiones que se extiendan hasta 18 pulgadas (460 mm) del techo hacia abajo.

Detector de temperatura

Los detectores de temperatura será tipo lápiz, apto para clasificación 1, división 1 grupo B. Serán instalados en cuarto de residuos peligrosos y cocina. El detector se conectará al tablero de seguridad del sistema de supresión de incendios. Debe ser listado y/o aprobado por UL/FM y tener envolvente NEMA 4x.

Alarma audiovisible

La alarma audio-visible (bocina/estroboscopio) consisten en un dispositivo eléctrico, que genera una advertencia audible y visible, un evento que pone en peligro el personal y/o instalación, permitiendo que los ocupantes del edificio conocer el estado debido a una situación de emergencia.

La alarma audio-visible tiene una bocina con luz estroboscópica seleccionable estroboscópica intensidad 15, 30, 75 ó 110 Intensidad cd seleccionable, sirena de alta o baja dB, sirena máxima intensidad de 99 dB.

El dispositivo deberá estar situado cada 200 m² mínimo.

Sistema de supresión de incendio en edificios

Supresión de incendio a base de agente limpio.

De acuerdo al tipo de instalación del Edificio Administrativo en donde se encuentra, el cuarto eléctrico, cuarto de Telecomunicaciones e Instrumentos y a los equipos que ahí se alojarán, se presentarían fuegos clase C, por lo que se diseñará e instalará un sistema de supresión a base de agente limpio heptafluoropropano tipo paquete, bajo el concepto de inundación total; dicho paquete incluirá tablero de control de supresión de incendios, cilindros contenedores de agente limpio (principal y de reserva), red de tubería de descarga, boquillas, detectores de humo, bastidor para los cilindros, agente extintor, interruptor supervisor de presencia de cabeza de control, interruptores de presión, cabezas eléctricas, válvulas solenoides, estación manual de alarma, estación manual de descarga, botón de aborto, selector automático/mantenimiento, selector principal/reserva, alarmas audibles, alarmas visibles, tubería conduit, cableado, accesorios, letreros de señalización y la interconexión electromecánica para el correcto funcionamiento.

Debido a las características de los procesos dentro del Cuarto de Control, son áreas normalmente ocupadas y donde se aloja equipo eléctrico y/o electrónico y que por sus características es susceptible a un sobrecalentamiento en sus componentes o cortocircuitos, los cuales pueden generar un incendio.

No se consideran áreas abiertas que requieran compensación del agente limpio debido a que se cerrarán las compuertas en los ductos de HVAC y se apagarán los equipos, de manera que los cuartos serán herméticos en el momento que se realice la descarga del agente limpio.

El diseño de este sistema deberá estar de acuerdo a los requerimientos del NFPA 2001 ed. 2015.

En las áreas donde se instalarán sistemas de supresión a base de agente limpio, se contará por lo menos con dos equipos de respiración autónoma ubicados cercanos al acceso del recinto y por lo menos un equipo en el interior del recinto. Dichos equipos de respiración cumplir con los requisitos de la NFPA 1981 Ed. 2013.

Sistema de supresión de incendio a base de gas CO₂

De acuerdo al tipo de instalación de la subestación eléctrica en el proyecto y a los equipos que ahí se alojarán, se presentarían fuegos clase C, por lo que se diseñarán e instalará un sistema de supresión a base de bióxido de carbono tipo paquete, bajo el concepto de inundación total; dicho paquete incluirá agente extinguidor CO₂, banco de cilindros con CO₂ (principal y reserva), bastidor para cilindros o arneses, cabezales de descarga, válvulas check, indicador visual de descarga (para sistema principal y de reserva), válvulas de descarga operadas por presión, cabezas de control y mangueras, tubería metálica y boquillas de descarga, alarma neumática de pre-descarga, odorizante, instrumentación: Interruptor por alta presión, válvula de bloqueo con interruptor supervisor de posición, estación manual de descarga remota, luces de estado (alarmas visibles), alarmas audibles, detectores de humo, interruptor selector automático / mantenimiento, interruptor selector principal / reserva, generador de tonos, bascula de pesaje de cilindro.

Adicional a estos requerimiento se debe considerar la señalización pertinente de este sistema la cual consiste en lo siguiente: Juego de letreros para indicación y advertencia en las zonas de acceso a los cuartos de control y en el interior incluye: identificación de elementos e instrucciones de operación y letreros de identificación de la condición de cada una de las luces de estado (alarmas visibles).

No se consideran áreas abiertas que requieran compensación del agente limpio debido a que se cerrarán las compuertas en los ductos de HVAC y se apagarán los equipos, de manera que los cuartos serán herméticos en el momento que se realice la descarga del agente limpio.

El diseño de estos sistemas deberá estar de acuerdo a los requerimientos del NFPA 12 Ed. 2015.

En las áreas donde se instalarán sistemas de supresión a base de CO₂, se contará por lo menos con dos equipos de respiración autónoma ubicados cercanos al acceso del recinto y por lo menos un equipo en el interior del recinto. Dichos equipos de respiración cumplir con los requisitos de la NFPA 1981 Ed. 2013.

Equipo de extinción de fuego (Extintores)

El proyecto deben contar con equipo portátil contra incendio, por lo que se consideran los siguientes dispositivos:

- Extintores a base de polvo químico seco tipo ABC.
- Extintores a base de bióxido de carbono tipo BC.

Los extintores portátiles están planeados como una primera línea de defensa contra incendio de proporciones iniciales y deben instalarse aun en el caso de contar con otros equipos fijos de protección.

El equipo portátil de extinción, deberá cumplir con todos los requerimientos establecidos en los códigos y Norma: NOM-002-STPS-2010 y el NFPA 10 Ed. 2013.

El agente de extinción deberá considerarse de acuerdo al tipo de fuego y clasificación de riesgo:

- Clase A: Son los fuegos en materiales combustibles comunes como maderas, tela, papel, caucho y muchos plásticos.
- Clase B: Son los fuegos líquidos inflamables y combustibles. Grasas de petróleo, alquitrán, bases de aceite para pinturas, solventes, lacas, alcoholes y gases inflamables.
- Clase C: Son incendios en sitios que involucran equipos eléctricos energizados.

Regaderas y lavaojos

En caso de actividades de muestreo o purgado de líneas en que un operador resulte salpicado, se debe contar con un área de regadera y lavaojos, a modo que el operador pueda limpiarse y quitarse el líquido que le haya caído en alguna parte del cuerpo.

Las regaderas de emergencia y estaciones de lavaojos deben instalarse donde el personal tiene que manejar sustancias que son perjudiciales para la piel o los ojos al entrar en contacto; deben estar localizadas en un lugar donde el tiempo máximo de recorrido sea de 10 segundos. Las regaderas de emergencia debe estar situadas en el mismo nivel que el peligro y la trayectoria de desplazamiento debe estar libre de obstrucciones que pueden impedir su uso inmediato.

Las regaderas de emergencia se abastecerán de agua potable. Los caudales mínimos necesarios serán los siguientes:

- Para las duchas de seguridad: 114 l/min (en general) y 76 l/min
- Para las estaciones lavaojos: 1.13 l/min.

Las estaciones de regadera y lava ojos deben cumplir con lo indicado en el ANSI Z358.1_2014.

Conos de viento

Se debe considerar la instalación de conos indicadores de viento. El cono indicador de viento debe colocarse en la parte o equipo más elevado del proyecto, a modo que en caso de un derrame de hidrocarburo, el personal de la estación pueda ubicarse y conocer la dirección del viento en el momento de presentarse el derrame o fuga.

Rutas de evacuación

Las salidas normales y de emergencia, deben cumplir con lo indicado en el apartado 9 de la NOM-002-STPS-2000, donde se indica:

1. La distancia a recorrer desde el punto más alejado del interior de una edificación a un área de salida, no debe ser mayor de 40 metros.
2. En caso de que la distancia sea mayor a la indicada en el apartado anterior, el tiempo máximo en que debe evacuar al personal a un lugar seguro, es de tres minutos.

3. Las puertas de las salidas normales de la ruta de evacuación y de las salidas de emergencia deben:
 - a) Abrirse en el sentido de la salida y contar con un mecanismo que las cierre y otro que permita abrirlas desde adentro mediante una operación simple de empuje.
 - b) Estar libres de obstáculos, candados, picaportes o de cerraduras con seguros puestos durante las horas laborales.
 - c) Comunicar a un descanso, en caso de acceder a una escalera.
 - d) Ser de materiales resistentes al fuego y capaces de impedir el paso del humo entre áreas de trabajo.
 - e) Estar identificadas de acuerdo a la NOM-026-STPS-2008
4. Los pasillos, corredores, rampas y escaleras que sean parte del área de salida deben:
 - a) Ser de materiales ignífugos, y si tienen acabados, éstos deben ser de materiales resistentes al fuego.
 - b) Estar libres de obstáculos que impidan el tránsito de los trabajadores.
 - c) Identificarse con señales visibles en todo momento, que indiquen la dirección de la ruta de evacuación, de acuerdo a la NOM-026-STPS-2008. Adicionalmente a lo antes indicado se debe de dar cumplimiento al CRF 1910.7 en su última edición.

Letreros de seguridad

Se deben instalar señales de seguridad e higiene en las instalaciones y deben cumplir con lo indicado en la norma NOM-026-STPS-2008.

Las señales de seguridad e higiene se clasifican en señales de: PROHIBICIÓN, ADVERTENCIA o PRECAUCIÓN, OBLIGACIÓN e INFORMACIÓN, y deben:

- Captar la atención de usuarios y visitantes.
- Conducir a una sola interpretación.
- Ser claras para facilitar su comprensión e interpretación.
- Informar claramente sobre la acción específica a seguir.
- Representar acciones y situaciones que puedan ser reconocidas fácilmente.
- Estar libres de todo tipo de propaganda, logotipo o mensajes ajenos al contenido de imagen establecidos en la norma NOM-026-STPS-2008.

I.2 Descripción detallada del proceso

I.2.1 Diagrama de bloques

En la siguiente Figura I-12 se muestra un diagrama de bloques con los principales procesos involucrados.

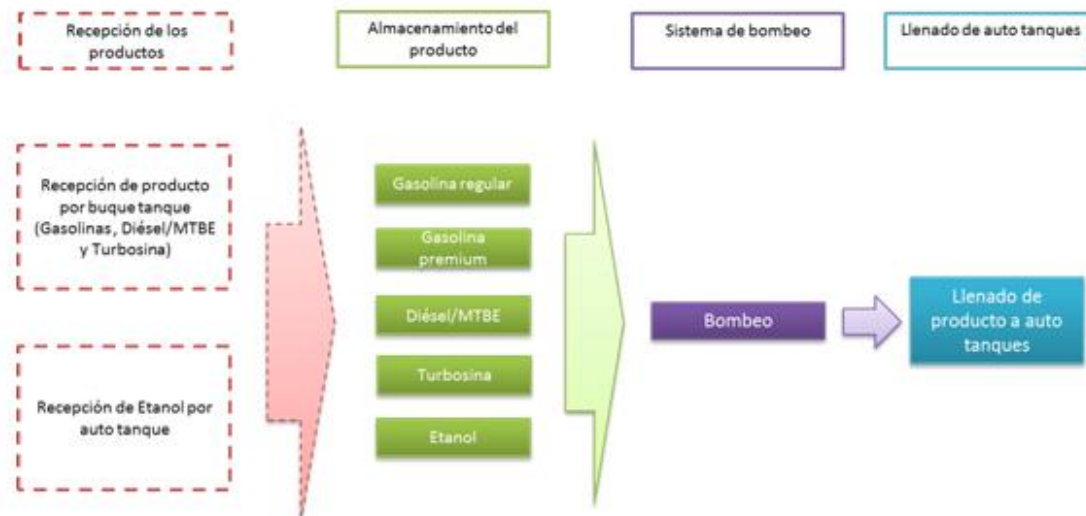


DIAGRAMA DE BLOQUES

 No forma parte del alcance del proyecto

Figura I-12. Diagrama de bloques del proceso del proyecto.

I.2.2 Descripción de la recepción de productos

I.2.2.1 Recepción de los productos fuera de los límites de batería del proyecto

Esta parte de la recepción de los productos fuera de los límites de batería del proyecto, no forma parte del alcance del proyecto; no obstante, en este apartado se describe de manera general esta parte del proceso.

En el muelle de la Terminal Marítima TIFT-D se realizará la recepción de los buque tanques cargados de combustibles (Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel y Turbosina), mediante brazos de descarga se desalojarán los combustibles de los buque tanques a 4 cabezales de 16", mediante las bombas de descarga de combustibles localizadas los buque tanques.

Adicionalmente contará con una cabezal de 10" para recuperación de vapores cuando se realice operaciones de llenado de buque tanques a futuro.

El primer cabezal transportará Gasolina Regular, el segundo cabezal transportará Gasolina Premium, el tercer cabezal transportará Diesel/MTBE y el cuarto será dedicado para transportar Turbosina. Dentro de la trayectoria de los cabezales contará con patines de medición para la cuantificación del flujo proveniente de los buque tanques. El régimen de flujo de descarga será el que se acuerde entre el personal del buque y el personal de la Terminal de Almacenamiento y Reparto de Hidrocarburos.

La trayectoria de los cabezales de 16" son direccionados a filtros canasta tipo dúplex dedicados para cada cabezal de los diferentes combustibles, con la finalidad de remover cualquier partícula sólida que se pudiera arrastrar en las tuberías. Los filtros estarán localizados en el proyecto.

No se tiene previsto recibir los productos para almacenamiento desde autos tanque, a excepción del Etanol.

1.2.2.2 Recepción de los productos dentro de los límites de batería del proyecto

El cabezal dedicado para Gasolina Regular continúa su trayectoria a un segundo cabezal de 24" donde mediante un juego de válvulas se realizará la distribución hacia los 4 tanques de almacenamiento de gasolina regular TK-201/202/203/204 con capacidad de 197,390 Bbl cada uno.

El cabezal dedicado para Gasolinas Premium continúa su trayectoria a un segundo cabezal de 24" donde mediante un juego de válvulas se realizará la distribución hacia los 2 tanques de almacenamiento de gasolina premium TK-205/206 con capacidad de 197,390 Bbl cada uno.

El cabezal dedicado para Diesel/MTBE continúa su trayectoria a un segundo cabezal de 24" donde mediante un juego de válvulas se realizará la distribución hacia los 3 tanques de almacenamiento de Diésel TK-207/208/209 con capacidad de 197,390 Bbl cada uno y hacia el tanque de almacenamiento de MTBE TK-212 con capacidad de 120,560 Bbl.

El cabezal dedicado para Turbosina continúa su trayectoria hacia el tanque de almacenamiento de Turbosina TK-210.

Antes de conectarse a sus respectivos tanques de almacenamiento, los 3 cabezales de 16" que transportan Gasolina Regular, Gasolina Premium y Diesel/MTBE, tienen que ser dirigidos por un tiempo determinado hacia el tanque de transmix para evitar contaminación de productos; por ejemplo, cuando el cabezal de Diésel/MTBE se encontraba transportando Diésel y ahora transportará MTBE, se debe cerrar la válvula de alimentación al tanque de Diésel y abrir la válvula de alimentación hacia el tanque de transmix, y pasado un tiempo determinado, se cierra la válvula de alimentación al tanque de transmix y se abre la válvula de alimentación al tanque de MTBE. Esta operación equivalente se tendrá que realizar siempre que se cambien de servicio los cabezales.

La mezcla de combustibles del tanque de transmix podrá ser direccionada a los tanques de almacenamiento de Gasolina Regular mediante las bombas de transmix P-226A/B, previo paso por filtros de transmix F-226A/B.

El MTBE será usado como oxigenante para las gasolinas que se comercializarán en la zona metropolitana del Valle de México, mediante las bombas P-225 A/B/C se realizará el proceso de Blending con MTBE hacia los tanques de Gasolina Regular y Premium, para lo cual, se cuentan con arreglos de tuberías para poder transportar MTBE e ingresar a todos los tanques de Gasolinas mediante un sistema de mezclado a través mezcladores tipo "Jet". El etanol se utilizará como oxigenante para las gasolinas que se enviarán al resto de la República Mexicana, el cuál será inyectado directamente en las líneas hacia llenaderas mediante bombas dedicadas.

I.2.3 Descripción de almacenamiento de producto

El proyecto contará con los siguientes tanques de almacenamiento (la capacidad indicada es nominal):

- 4 Tanques para Gasolina Regular de 197,390 Bbls cada uno.
- 3 Tanques para Diésel de 197,390 Bbls cada uno.
- 2 Tanques para Gasolina Premium de 197,390 Bbls cada uno.
- 1 Tanque para Turbosina de 197,390 Bbls.
- 1 Tanque de MTBE de 120,560 Bbls.
- 1 Tanque para Etanol de 30,100 Bbls.
- 1 Tanque para Trans-mix de 5,000 Bbls.

Cada uno de los tanques para Gasolinas, Diésel o Turbosina debe ser diseñado y construido para ser apto para almacenamiento de Gasolina Regular o Diésel.

Adicionalmente para los servicios auxiliares se contará con los siguientes tanques:

- 1 Tanque para Agua de Servicios.
- 1 Tanque para Agua Recuperada.
- 1 Tanque para Agua Contra Incendio.

La capacidad final de almacenamiento (volumen de trabajo) es la siguiente:

Tabla I-14. Capacidad de almacenamiento del proyecto.

Producto	No. de Tanques	Volumen nominal (Bbl)	Volumen de trabajo mín. (Bbl)	Volumen total nominal (Bbl)	Volumen total de trabajo (Bbl)
Regular	4	197,390	185,698	789,560	742,792
Diésel	3	197,390	185,698	592,170	557,094
Premium	2	197,390	185,698	394,780	371,396
Turbosina	1	197,390	185,698	197,390	185,698
MTBE	1	120,560	109,840	120,560	109,840
Etanol	1	30,100	25,585	30,100	25,585
TOTAL	12	-	-	2,124,560	1,992,405

La sección de almacenamiento de productos refinados la conforman 12 tanques para almacenar Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel, Turbosina, MTBE y Etanol para un total de 2,124,560 Bbls nominales de almacenamiento, donde son recibidos los combustibles a través de las tuberías provenientes del barco desde el la Terminal Marítima localizada en el muelle.

No se tiene previsto recibir estos productos por autos tanque, a excepción del Etanol.

Se considera un tanque para transmix para el manejo de pequeñas cantidades de producto contaminado, la capacidad de dicho tanque será de 5,000 Bbls.

Los combustibles se recibirán a través de 3 manifolds y un cabezal independiente para la turbosina, estas líneas de distribución serán alimentadas por los 4 ductos provenientes del muelle.

Se contempla la instalación de instrumentación y equipo de tele-medición (nivel, temperatura y presión hidrostática) en cada uno de los tanques de almacenamiento: TK-201/202/203/204 para gasolina Regular, TK-205/206 para Gasolina Premium, TK-210 para Turbosina, TK-207/208/209 para Diésel, TK-212 para MTBE, TK-213 para Etanol y TK-211 como tanque de transmix. Los cuales se encontrarán unidos a través de un lazo de comunicación que concentra sus señales a una unidad de control instalada en un gabinete ubicado en el cuarto de control, todas las señales son desplegadas en el sistema SCADA, estos datos también servirán para el monitoreo y control de inventarios, los niveles de producto, agua y densidad, así como la temperatura. El sistema de tele-medición cuenta con un display a pie de tanque. Este sistema cuenta con una estación de operación dedicada.

Se tendrán transmisores de presión para verificar la columna hidrostática y el nivel de los tanques para ayudar a determinar la densidad de cada componente.

Las tuberías de alimentación y descarga de los tanques al concluir las operaciones de carga y descarga permanecen empacadas, por lo que es factible se presente el fenómeno de expansión térmica por efecto de la radiación solar, para proteger la sobrepresión que esto genera, se tienen instaladas válvulas de relevo de $\frac{3}{4}$ " x 1" que "bypasean" corriente abajo cada una de las válvulas MOVs y las válvulas de bloqueo de emergencia a la entrada y salida de los tanques.

Se tendrán instalados transmisores e indicadores de temperatura en cada uno de los tanques de almacenamiento como parte del sistema de tele-medición de los tanques que se encuentran unidos a través de un lazo de comunicación hacia la unidad de control local de los tanques de almacenamiento que concentra las señales y está instalada en cuarto de control, asimismo estas señales desde la UC son enviadas al DCS y posteriormente al sistema SCADA. Se utilizan sensores multipunto.

El dato de la temperatura es utilizado en el sistema de control para hacer la corrección del volumen de acuerdo con la densidad.

Como parte del sistema de tele medición de tanques de almacenamiento, se tendrán instalados transmisores e indicadores de nivel de combustible y agua en cada uno de los tanques y cuyas señales se unen a través de un lazo de comunicación hacia la unidad de control local que concentra las señales de tanques de almacenamiento y está instalada en el cuarto de control,

asimismo estas señales desde la UC son enviadas al sistema DCS y después al sistema SCADA. Asimismo se tienen indicadores de Nivel a pie de cada uno de los tanques.

Por otro lado, se tendrá instalado en cada uno de los tanques un interruptor con su correspondiente alarma por muy alto nivel.

Se contempla la instalación de las válvulas operadas eléctricamente a la entrada y salida de cada uno de los tanques de almacenamiento de productos. Cada válvula motorizada contará con un selector de operación Manual/Fuera/Auto, una perilla de operación local para apertura/cierre de la válvula, actuador e interruptores de posición, bloque de conexiones de señales y bloque de alimentación eléctrica.

El tanque de trans-mix recibirá los productos que se encuentren fuera de especificación. Los equipos que componen la sección del Tanque de trans-mix son: El tanque de trans-mix (TK-211) de 5,000 Bbls, las bombas de trans-mix (P-226A/B) de 500 GPM cada una y los filtros canasta (F-226A/B), además cada filtro cuenta con Transmisor Indicador de Presión Diferencial, el cual enviará señal de alta presión diferencial para alertar al operador que el filtro requiere de mantenimiento. Cada una de estas bombas cuenta con arrancador estático, selector automático/manual/fuera para el arrancador ubicado en el cuarto de control de motores. El tanque se contempla con la instrumentación y equipo de tele medición de nivel, temperatura y presión hidrostática. Los cuales se encuentran unidos a través de un lazo de comunicación que concentra sus señales a una Unidad de Control instalada en un gabinete ubicado en el cuarto de Control, todas las señales son desplegadas en el sistema SCADA, estos datos también servirán para el monitoreo y control de inventarios, los niveles de producto, agua y densidad.

Para el caso de las bombas de trans-mix (P-226A/B) también será una operación asistida y operará de la siguiente manera, cuando el tanque TK-211 alcance un nivel máximo de operación, se enviará señal de alarma al Sistema de Control de Proceso DCS, se alineará la descarga hacia el tanque correspondiente y se encenderá una de las dos bombas por medio de la botonera local o a través del sistema de control de proceso DCS. El flujo se enviará al tanque de Gasolina Regular que tenga disponibilidad de recibir el volumen del tanque de trans-mix, cuando se termine de mandar el volumen requerido, se enviará señal de alarma por bajo nivel al DCS el operador parará la bomba por medio de la botonera local o por el sistema de control de proceso DCA. Las bombas cuentan con un interruptor de flujo en la línea de descarga de cada bomba

como medida de protección por bajo flujo, además cuentan con interruptor de presión y medidores locales de presión, tanto a la succión como a la descarga.

I.2.4 Descripción del sistema de bombeo

Bombas a llenaderas

Los equipos que componen este subsistema son 8 bombas de gasolinas Regular de 1000 GPM cada una (P-221 A/B/C/D/E/F/G/H), 8 bombas de gasolina Premium de 1000 GPM (P-222 A/B/C/D/E/F/G/H), 8 bombas de Diésel de 1000 GPM (P-220 A/B/C/D/E/F/G/H) y 2 bombas para Turbosina de 1000 GPM (P-223 A/B).

Se cuenta con cuatro patines de medición bidireccionales para la cuantificación del flujo proveniente de los tanques de almacenamiento; los patines de medición deben cumplir con los requerimientos de transferencia de custodia de acuerdo con el API MPMS 21.2 sección 2.

Los instrumentos de flujo que comprenden estos patines son los siguientes:

PM-222: Patín de medición para Gasolina Premium

- Transmisor de densidad DIT-230.
- Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-230.
- Cuantificador de flujo FQI-230.
- Válvulas MOV's: MOV-230A, 230B.

PM-221: Patín de medición para Gasolina Regular.

- Transmisor de densidad DIT-231.
- Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-231.
- Cuantificador de flujo FQI-231.
- Válvulas MOV's: MOV-231A, 231B.

PM-223: Patín de medición para Turbosina.

- Transmisor de densidad DIT-232.
- Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-232.
- Cuantificador de flujo FQI-232.

- Válvulas MOV's: MOV-232A, 232B.

PM-220: Patín de medición para Diésel

- Transmisor de densidad DIT-233.
- Medidor Transmisor de Flujo másico FE/FIT-233.
- Cuantificador de flujo FQI-233.
- Válvulas MOV's: MOV-233A, 233B.

Se contará con interruptores de flujo para protección de las bombas por pérdida de flujo. La operación de las bombas de llenaderas se realiza de modo automático como parte de las operaciones de carga de auto tanques controlada desde el sistema de control a través del controlador de la planta, el control de la llenadera envía señal al DCS para que arranque/pare la bomba correspondiente.

Se tiene una bomba por cada posición (brazos dobles) de llenado de auto tanques, de manera que el número de posiciones de llenado en operación corresponde al número de bombas operando; todas las bombas de un mismo tipo de combustible descargan a un cabezal común y alimentan a las islas de llenado del combustible correspondiente desde este mismo cabezal.

Cuando se inicie el llenado de un auto tanque, arrancará la bomba correspondiente al producto y a la posición en la cual se posicionó el auto tanque y así se irán arrancando las bombas correspondientes a las posiciones ocupada para un mismo producto, es decir se tienen 8 posiciones cargando el mismo producto, será el mismo número de bombas que estarán en operación. En el área de llenaderas las válvulas (VOS) restringirán el flujo de suministro al remolque.

Cuando termine la carga del auto tanque, desde la Unidad de control Local de la isla se enviará una señal de paro a la bomba que esté en operación, del producto correspondiente. Debido a la naturaleza intermitente de las operaciones de llenado de autotanques, el arranque y paro de bombas será cada vez que un auto tanques de uno o dos remolques requiera cargarse. Se cuenta con un interruptor de flujo en la línea de descarga de cada bomba como medida de protección por la falla de flujo, el cual enviará señal de paro por pérdida de flujo.

La presión de descarga de las bombas se monitorea a través de indicadores locales a la descarga de cada bomba.

También se tiene una válvula de seguridad de presión instalada en la línea de descarga de una de las dos bombas de cada servicio para protección por expansión térmica ya que las tuberías quedarán llenas de combustible, la presión de ajuste deberá ser confirmada durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.

Bombas de trasvase

Las bombas de trasvase serán usadas para tres operaciones dentro del alcance del proyecto: para el blending de los combustibles con MTBE, para el trasvase cuando se desee cambiar un combustible a otro tanque, y para enviar carga a buque tanque.

Los equipos que componen el subsistema de trasvase son: 3 bombas de 3250 GPM cada una (P-225 A/B/C). Cada una de estas bombas tiene arrancadores estáticos, selectores automático/manual/fuera para sus arrancadores ubicados en el centro de control de motores y la conexión al sistema de control supervisorio, desplegado de señales en SCADA.

La operación de las bombas de trasvase (P-225A/B/C) se realiza de manera asistida como parte de las operaciones programadas de trasvase entre tanques, esta operación será controlada desde el sistema de control de proceso DCS de la planta. Cuando se termine el trasvase se enviará una señal de paro a la bomba desde el cuarto de control, por instrucción de los operadores que asistan la operación que se esté llevando a cabo.

Las bombas cuentan con un interruptor de flujo en la línea de descarga de cada bomba como medida de protección por bajo flujo, además cuentan con interruptores de presión y medidores locales de presión, tanto a la succión como a la descarga.

I.2.5 Transferencia de producto al área de carga de auto tanques

La distribución de los productos del proyecto, se efectuará por medio de auto tanques, para lo cual se contará con 8 islas para el llenado de Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel, en cada isla se contará con brazos de llenado dobles para cada uno de los productos, adicionalmente se contará con una isla de llenado exclusiva para la Turbosina.

La capacidad de llenado total por las 9 islas (posiciones) operando las 24 horas es de 163,032.48 Bbls/día de productos combinados.

Se contará con la isla No. 10, la cual será una descargadera que será usada para retorno de producto al tanque de origen, cuando se realice la calibración de los medidores de flujo de las llenaderas, o cuando por algún motivo el auto tanque tenga que regresar el producto previamente llenado.

Adicionalmente, se contará con la isla No. 11 la cual será una descargadera dedicada para enviar Etanol de auto tanque hacia el almacenamiento.

Todos los brazos de llenado contarán con la instrumentación propia para la medición del producto y temperatura, así como para el control de la carga de producto, en lo que se denomina “patín de medición” el cual se conforma de válvula de bloqueo, filtro, medidor de flujo, válvula electrohidráulica VOS, sensor de temperatura, unidad de control local, monitor óptico de prevención de sobrellenado y detector de conexión a tierra. Adicionalmente se tiene un controlador de inyección de aditivo y válvula de control de vapores.

El equipo encargado de controlar la carga y registrar todas las variables del patín de medición en cada posición de llenado se denomina Unidad de Control Local (UCL).

Todas las Unidades de Control Local se conectan a la red de operación. La interfase de comunicación para el intercambio de datos reside en los servidores de aplicación.

Si alguna de las unidades de control local llegara a fallar, no deberá interrumpirse el funcionamiento de las otras, ni la comunicación de estas con los servidores de aplicación.

En esta sección se contará con un medidor de flujo tipo desplazamiento positivo por cada brazo de llenado.

Durante el proceso de carga, si se cumplen todas las condiciones, la UCL de cada sistema de carga manda abrir la válvula operada por solenoide VOS para controlar el flujo de llenado del auto tanque, esta abrirá de forma paulatina para controlar la velocidad de alimentación al remolque, de igual forma cierra de forma paulatina cuando se está alcanzando el volumen preestablecido de llenado, lo anterior para evitar un sobre nivel en el remolque.

Asimismo cada una de las islas tiene una línea con válvula accionada eléctricamente, conexión rápida y manguera para la conexión de los auto tanques al sistema de recuperación de vapores.

Isla 1: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 1 contará con la Unidad de Control Local UCL-240, Válvula para la recuperación de vapores VRV-240, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-240A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-240A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado contará con instrumentación, con la cual se tendrá el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se podrá monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 2: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 2 contará con la Unidad de Control Local UCL-243, Válvula para la recuperación de vapores VRV-243, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-243A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-243A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado se contará con instrumentación, con la cual tendrá el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se podrá monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 3: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 3 contará con la Unidad de Control Local UCL-246, Válvula para la recuperación de vapores VRV-246, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-246A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-246A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado contará con instrumentación, con la cual se tendrá el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se podrá monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura

instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 4: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 4 contará con la Unidad de Control Local UCL-249, Válvula para la recuperación de vapores VRV-249, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-249A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-249A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado contará con instrumentación, con la cual se tendrá el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se podrá monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 5: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 5 contará con la Unidad de Control Local UCL-252, Válvula para la recuperación de vapores VRV-252, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-252A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-252A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado contará con instrumentación, con la cual se tendrá el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se puede monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 6: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 6 contará con la Unidad de Control Local UCL-255, Válvula para la recuperación de vapores VRV-255, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-255A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-255A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado contará con instrumentación, con la cual se tendrá el control del volumen suministrado de

producto a cada remolque, por otro lado, se podrá monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 7: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 7 contará con la Unidad de Control Local UCL-258, Válvula para la recuperación de vapores VRV-258, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-258A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-258A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado contará con instrumentación, con la cual se tendrá el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se podrá monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 8: Llenadera de Gasolina Regular, Premium y Diésel con dos brazos de llenado por cada producto

La isla 8 contará con la Unidad de Control Local UCL-261, Válvula para la recuperación de vapores VRV-261, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-261A/B, y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-261A/B. Adicionalmente por cada brazo de llenado contará con instrumentación, con la cual se tendrá el control del volumen suministrado de producto a cada remolque, por otro lado, se podrá monitorear la presión de suministro a cada brazo de carga mediante el transmisor indicador de presión o por medio del indicador de presión local, de igual forma se puede monitorear la temperatura por medio del elemento de temperatura instalado en cada brazo. La medición de presión y temperatura se usa para la corrección del flujo por presión y temperatura.

Isla 9: Llenadera de Turbosina

La isla 9 contará con la Unidad de Control Local UCL-264, Sistema de Aterrizamiento a tierras XS-264A/B y sistema para el sensor óptico de sobrellenado del Auto Tanque MSO-264A/B.

Todos los brazos de llenado contarán con la siguiente instrumentación:

a) Brazo

- Medidor de Flujo tipo Coriolis
- Transmisor Indicador de Densidad
- Válvula operada con solenoides accionada por la Unidad de Control Local (UCL)
- Válvula de corte accionada por la UCL
- Medidor de Temperatura, que envía señal a la Unidad de Control Local UCL-264
- Transmisor Indicador de Presión PIT-264A/B, que envía señal a la Unidad de Control Local
- Indicador de Presión
- Transmisor Indicador de Presión Diferencial, que envía señal a la Unidad de Control Local

I.2.6 Hojas de seguridad

En el **Anexo 14.1** denominado hojas de seguridad se encuentran las hojas de seguridad correspondientes a sustancias a manejar en el proyecto.

I.2.7 Almacenamiento

Cantidad, capacidad y dimensiones de los tanques de almacenamiento

El proyecto contará con los siguientes tanques de almacenamiento:

Tabla I-15. Cantidad, capacidad y dimensiones de los tanques de almacenamiento.

ID	Clave	Fluido	Material	Capacidad nominal (Bbl)	Capacidad de trabajo mín (Bbl)	Diámetro (m)	Altura (m)	Membrana tipo	Primer y segundo listado de Actividades altamente riesgosas
1	TK-201	Gasolina regular	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	Si
2	TK-202	Gasolina regular	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	
3	TK-203	Gasolina regular	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	
4	TK-204	Gasolina regular	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	
5	TK-205	Gasolina Premium	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	
6	TK-206	Gasolina Premium	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	
7	TK-207	Diésel ¹	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	No
8	TK-208	Diésel ¹	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	
9	TK-209	Diésel ¹	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	
10	TK-210	Turbosina ¹	A-283-C	197,390	185,698	42.67	21.94	Interna flotante	No
11	TK-211	Trans-mix	A-283-C	5,000	4,250	9.14	12.19	Interna flotante	No
12	TK-212	MTBE	A-283-C	120,560	109,840	40.84	14.63	Interna flotante	No
13	TK-213	Etanol ²	A-283-C	30,100	25,585	20.42	14.63	Interna flotante	Si

1 Gasolina: sustancia considera en el segundo listado de actividades altamente riesgosas. Diésel y turbosina no están referenciados en el listado pero se consideran como Gasolina para efectos del análisis de riesgo.

2: Sustancia considera con el nombre de Etanol no se encuentra registrado en el segundo listado de actividades altamente riesgosas, no obstante dentro de los sinónimos en la hoja de seguridad se establece el nombre de Alcohol Etílico, la cual si se encuentra en el citado listado.

Todos los tanques de almacenamiento serán de fondo cónico completamente drenables en cumplimiento con los estándares del API STD 650 12ª. Edición, contarán con techo flotante interno (TIF) tipo pontón (ponton) y techo cónico fijo, debidamente ventilado, contarán con ventilación circunferencial y se deberán tener las previsiones para el drenado del agua, además se deberán tener las previsiones para el vaciado completo de los tanques.

Se contempla la instalación de instrumentación y equipo de tele medición (nivel, temperatura y presión hidrostática) en cada uno de los tanques de almacenamiento: TK-201/202/203/204 para gasolina Regular, TK-205/206 para Gasolina Premium, TK-210 para Turbosina, TK-207/208/209 para Diésel, TK-212 para MTBE, TK-213 para Etanol y TK-211 como tanque de trans mix. Los cuales se encuentran unidos a través de un lazo de comunicación que concentra sus señales a una Unidad de Control instalada en un gabinete ubicado en el cuarto de Control, todas las señales son desplegadas en el sistema SCADA, estos datos también servirán para el monitoreo y control de inventarios, los niveles de producto, agua y densidad, así como la temperatura. El sistema de tele medición cuenta con un display a pie de tanque.

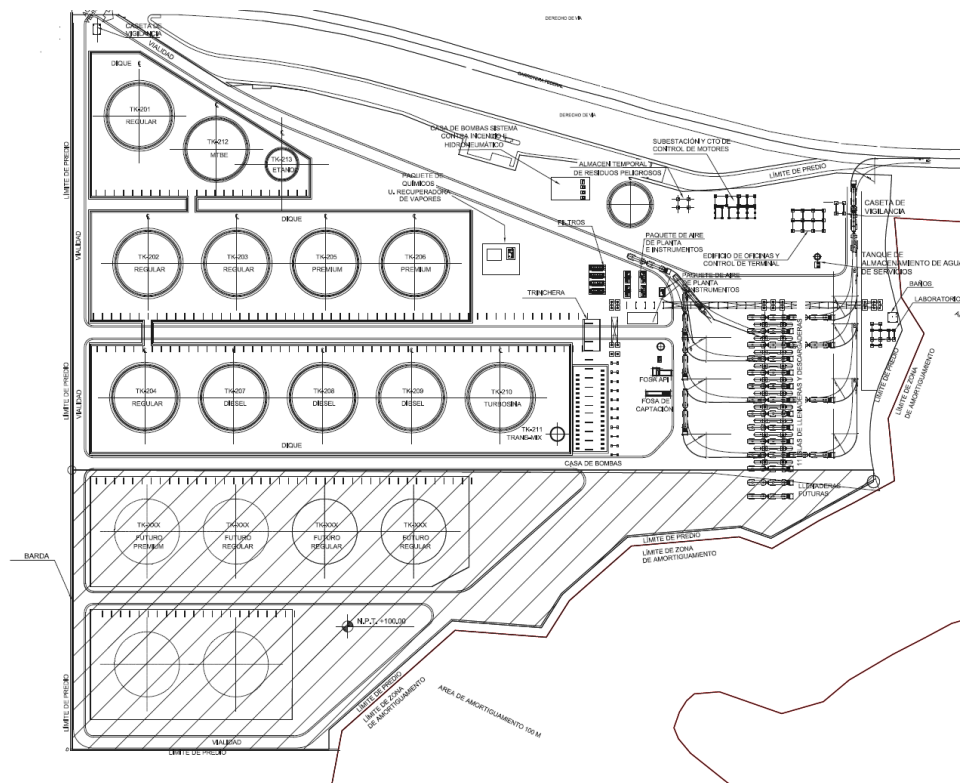


Figura I-13. Localización de los tanques dentro del arreglo general.

I.2.8 Equipos de proceso y auxiliares

I.2.8.1 Equipos de proceso

Recuperación de vapores

El proyecto, contará con una unidad recuperadora de vapores. El paquete de URV estará ubicado dentro de las instalaciones de la terminal, y recuperará todos los vapores de las gasolinas desprendidos por el llenado de auto tanques en la sección de llenaderas.

Los vapores generados durante la operación de llenado de los auto tanques serán colectados mediante una conexión que tienen provista los vehículos y serán enviados por medio de un cabezal colector hacia el Paquete de Recuperación de Vapores, el cual debe contar con un medidor de flujo para cuantificar los vapores enviados al paquete.

El sistema entrará en operación de forma automática cuando se tenga llenado de gasolinas en cualquiera de las islas, para esto el operador del auto tanque deberá realizar la conexión al sistema de recuperación de vapores. Al iniciarse la carga se incrementará la presión en cabezal colector la cual será detectada por el Paquete de Recuperación de Vapores e iniciará su operación de forma automática.

Se requiere el suministro de gasolina fresca para realizar la operación de absorción de los vapores recuperados, la gasolina fresca será tomada de un Tanque de Gasolina Regular por medio de la Bomba de Gasolina Fresca la cual será controlada por la Unidad de Control Local del Paquete de Recuperación de Vapores.

La gasolina recuperada junto con la gasolina usada para la absorción será enviada a un tanque de Gasolina Regular mediante la bomba de Gasolina Recuperada, controlada por la Unidad de Control Local del Paquete de Recuperación de Vapores.

Los vapores tratados serán enviados a la atmosfera en cumplimiento con lo indicado en la NOM-EM-003-ASEA-2016, para garantizar el cumplimiento se cuenta con un analizador de gases emitidos a la atmosfera.

El paquete operará de forma automática controlado por su Unidad de Control Local y solo se enviarán señales de estatus (mapeo) hacia el Sistema de Control de Proceso.

Para mayores detalles sobre la filosofía de operación de la Unidad Recuperadora de Vapores, consultar el Manual de Operación del Fabricante.

1.2.8.2 Servicios auxiliares

Las características y el flujo de los servicios auxiliares requeridos por el proyecto serán confirmados durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.

Aire de planta e instrumentos

El proyecto contará con un sistema de suministro de aire de planta y un sistema de suministro de aire de instrumentos, los cuales estarán formados cada uno por dos compresores y un tanque acumulador; así como con un sistema de secado de aire para el aire de instrumentos.

El sistema de aire de planta e instrumentos se requiere para el accionamiento de válvulas de control y los sistemas de detección contra incendio de los tanques acumuladores, la presión a utilizar será de 7 kg/cm²man, el flujo final requerido deberá ser confirmado durante la ingeniería de detalle.

El aire de instrumentos cumplirá con las siguientes condiciones:

Tabla I-16. Condiciones del aire de instrumentos.

Condiciones	Parámetro
Presión, kg/cm ² man	7.0
Temperatura, max , (°C)	40
Temperatura de rocío, (°C).	-40
Impurezas (aceite)	Libre de aceite

El aire de planta cumplirá con las siguientes condiciones:

Tabla I-17. Condiciones del aire de planta.

Condiciones	Parámetro.
Presión, kg/cm ² man	7.0
Temperatura, max. (°C)	40

Tratamiento de drenajes aceitosos

El tratamiento de aguas -aceitosas en el proyecto será mediante un sistema integral (tipo paquete), el cual contará con una fosa API para coleccionar los drenajes aceitosos, un separador de placas corrugadas API y tanques para coleccionar el aceite y el agua recuperados. En la fosa API se captarán los drenajes aceitosos y se llevará a cabo la primera etapa de separación, la segunda etapa se llevará a cabo en el separador de placas corrugadas, se enviarán el aceite y el agua recuperados a sus respectivos tanques de recuperados. Este sistema debe ser analizado y confirmado durante el desarrollo de la ingeniería de detalle.

La capacidad del tanque de agua recuperada, será determinada en función de los requerimientos que se analicen en la fase de ingeniería de detalle.

El aceite recuperado será enviado a disposición fuera del proyecto, para ser tratado por una empresa especialista en tratamiento de aceites recuperados. La capacidad del tanque de aceite recuperado, será determinada en función de los requerimientos que se analicen en la fase de ingeniería de detalle, para no requerir vaciarse más de una vez al mes, salvo en caso de eventos extraordinarios.

Sistema de desfuegos

No se contempla Sistema de desfuegos.

Agua de servicios

Pendiente definir la fuente de suministro del agua de servicios. El agua de servicios será enviada a la red de distribución de la Terminal, abasteciendo a los consumidores de agua de servicios a través de un sistema Hidroneumático, previendo a los siguientes consumidores.

- Oficinas administrativas.
- Caseta de vigilancia y control de acceso carretero
- Regaderas de Emergencia y Lavaojos
- Oficina y taller de mantenimiento.
- Laboratorio de control de calidad.
- Baños y vestidores generales.
- Estaciones de Servicio

Sistemas de drenajes

Se contará con 3 tipos de drenajes: pluvial, sanitario y aceitoso, para direccionar el drenaje pluvial y el drenaje pluvial contaminado por derrames aceitosos dentro de diques de los tanques, se tendrá arreglo con 2 válvulas de seccionamiento fuera de diques para el envío al drenaje pluvial contaminado, hacia el drenaje aceitoso y el drenaje pluvial no contaminado al drenaje pluvial. Todos los registros del drenaje aceitoso, deben contar con sello hidráulico.

Drenaje pluvial

El agua pluvial captada en las zonas libres de derrames, será canalizada hacia el sistema de drenaje pluvial.

Las zonas donde se puedan tener derrames de hidrocarburos, serán captadas y canalizadas hacia la fosa API de captación de agua aceitosa, para su tratamiento.

Drenaje (aceitoso)

El drenaje aceitoso será diseñado con la capacidad adecuada para desalojar el volumen total de los efluentes aportados como aguas de proceso y aguas aceitosas provenientes de las purgas de equipos y maquinarias existentes en el área industrial, las cuales se deben enviar al área de tratamiento de efluentes, así mismo se debe evitar que los hidrocarburos de los drenajes aceitosos fluyan a los drenajes pluviales.

Se deben diseñar cárcamos reguladores para controlar el flujo hacia la fosa API del área de tratamiento de efluentes. Los registros de los drenajes aceitosos deben tener sellos hidráulicos en las tuberías de llegada a los mismos.

En las áreas de tanques de almacenamiento, las copas y registros de purga de los drenajes aceitosos se deben diseñar de tal manera que se evite la introducción de materiales que se hayan acumulado dentro del dique.

Las copas de purga deben descargar a registros aceitosos, los cuales deben tener sellos hidráulicos para evitar la propagación de incendios.

El diámetro mínimo de las tuberías que aplica en la red de los drenajes aceitosos es de 10 cm (4 pulgadas), aunque el resultado del diseño indique un diámetro menor.

En áreas de diques se debe considerar la aportación pluvial, en esta área se debe tener el sistema pluvial con válvulas de bloqueo (by-pass) que permitan el control selectivo de la salida de afluentes.

La losa de piso en el área de tanques de almacenamiento será a base de concreto con una pendiente de al menos 1% para permitir el escurrimiento y recolección de derrames. El área estará delimitada por un dique perimetral, dimensionado en función de la capacidad del tanque de mayor capacidad más un 10%.

Tanto el dique como la losa de piso deben estar sellados de manera que no permitan ninguna filtración y resistan el contacto con hidrocarburos.

Drenaje sanitario

El drenaje sanitario consiste en un sistema que desaloja las aguas negras provenientes de los servicios sanitarios de las áreas que así lo requieran.

Los criterios para el drenaje sanitario son los siguientes:

- Método de diseño de la red de drenaje sanitario: unidades de descarga.
- Diámetro de tubería de 10 cm para albañales internos (como mínimo).
- Diámetro de tubería de 15 cm (como mínimo) para colectores.
- El Material de la tubería en el interior del edificio será de PVC cédula 40.
- El Material de la tubería en el colector principal será de PEAD.
- La pendiente de las tuberías permitirá alcanzar una velocidad mínima de 0.60 m/s y máxima de 5.0 m/s (dependiendo del material a utilizar).

La tubería se diseñará para que trabajen óptimamente al 80% de su capacidad.

I.2.9 Pruebas de verificación

I.2.9.1 Tanques de almacenamiento

Inspección y pruebas

- a) El proveedor deberá notificar y enviar para aprobación los Procedimientos de Pruebas al cliente de las pruebas a realizar con 24 días naturales de anticipación.

- b) Cuando el cliente lo considere necesario, atestiguará en taller del proveedor o fabricante el proceso de fabricación, materiales, pruebas, terminación de fabricación, embarque. El proveedor tiene la obligación de entregar el dossier final (libro de construcción) que incluye toda la información, documentación y registros de pruebas efectuadas durante la fabricación de los equipos, sistemas de control, sistemas de seguridad e instrumentación. Dichos eventos podrán ser atestiguados por el cliente o sus representantes.
- c) Tanto personal por parte del cliente y/o sus representantes deben tener plena libertad de acceso a las instalaciones del proveedor o fabricante.
- d) El Cliente, verificará la validez de los certificados y las pruebas realizadas. En caso de duda, podrá ordenar la repetición de aquellas que considere necesario.
- e) El personal que el Cliente comisione a presenciar las pruebas, podrá requerir pruebas adicionales si las realizadas no cumplen con lo establecido en las Normas, Códigos, Estándares y/o Especificaciones y contrato.
- f) Los tanques terminados que presenten defectos originados por mala calidad de diseño, materiales o mano de obra o que no cumplan con los requerimientos de esta especificación, serán rechazados.
- g) Si los defectos son descubiertos después de la inspección y aceptación del tanque, no releva al proveedor de su responsabilidad de cumplir con los requerimientos del cliente y de proceder con la reparación del defecto sin cargos para el cliente. Cualquier material, mano de obra, prueba, partes del equipo o el equipo rechazado, debe ser reemplazado por el proveedor sin cargo alguno para el cliente.
- h) Se debe comunicar al cliente, con dos semanas de anticipación cualquier fase de fabricación y/o pruebas, para su inspección y verificación. Se debe mantener actualizado el programa, informando de los cambios y actividades que requieren inspección o verificación por el cliente y/o su representante.
- i) La aceptación del diseño, materiales, fabricación, pruebas del tanque y la inspección realizada por el cliente no libera al proveedor de la responsabilidad de cumplir totalmente con los requerimientos y garantías especificados en los documentos suministrados por el cliente.
- j) En los tanques montados en campo, una vez instalado y soldado el anillo inferior con el fondo, se deben inspeccionar todas las juntas de soldadura mediante PND e inspección visual por personal certificado Nivel III, el proveedor deberá elaborar los procedimientos

- de prueba para aprobación del cliente. El fondo del tanque debe protegerse contra estancamiento de agua durante la erección.
- k) Antes de efectuar la prueba hidrostática, el tanque debe limpiarse y dejar libre de basura, residuos de soldadura y otros sobrantes de la construcción.
 - l) Para la realización de la Prueba Hidrostática, el proveedor Sera responsable del suministro del agua, análisis a la misma y solicitud de permisos a menos que se especifique otra cosa en la requisición y/u orden de compra. El proveedor debe enviar el procedimiento para la realización de la prueba hidrostática a revisión y/o comentarios por parte del cliente.
 - m) Las inspecciones y pruebas de los tanques deben cumplir con los requerimientos de las Secciones 5, 6 y 7 del API 650 12a. Ed., Add. 2, 2016.
 - n) Los refuerzos en aberturas deben ser probados neumáticamente y con jabonadura. No se permiten fugas de aire.
 - o) A los tanques con membrana flotante interna (techo), se les debe realizar la prueba de flotabilidad para verificar que no haya fugas.
 - p) Verticalidad: En tanques nuevos, la máxima desviación de la vertical desde la parte mas alta de la envolvente a un punto situado a 300 mm, arriba del fondo no debe exceder de 1/200 de altura total de la envolvente (H), la desviación en cada anillo debe ser proporcional a la máxima. La desviación con respecto a la verticalidad en cualquier placa de la envolvente no debe exceder de los valores de las tolerancias de laminación (fabricación) especificadas en la norma ASTM A6/A6m, ASTM A20/A20M o ASTM A480/A480M y en cumplimiento con API 650 y API 653 en sus últimas ediciones. Se sugiere utilizar tecnologías de ultimo nivel contratadas con empresas especializadas.
 - q) Redondez: Los radios de la envolvente medidos a 300 mm (1 pie) arriba del fondo, tendrán las tolerancias indicadas en la Tabla I–18.

Tabla I–18. Tolerancias arriba del fondo de acuerdo al radio de la envolvente.

Díámetro del tanque	Tolerancia
<12 m (40 pies)	• ± 13 mm (1/2 plg.)
De 12 a < 45 m (40 a < 150 pies)	• ± 19 mm (3/4 plg.)
De 45 a < 76 m (150 a < 250 pies)	• ± 25 mm (1 plg.)
≥ 76 m (250 pies)	• ± 32 mm (1 . plg.)

Se sugiere utilizar tecnologías de último nivel (laser) contratadas con empresas especializadas.

- a) Distorsión vertical (peaking): La tolerancia en la envolvente debe ser de 13 mm (1/2 plg.), medida en la unión soldada, con una cercha de madera recta de 900 mm (36 plg.) de longitud curvada al radio exterior del tanque.
- b) Distorsión horizontal (banding): La tolerancia en la envolvente de tanques nuevos debe ser de 13 mm (1/2 plg.), medida en la unión soldada, con una cercha de madera recta de 900 mm (36 plg.) de longitud.
- c) Calibración volumétrica. El proveedor del tanque deberá entregar certificado emitido por alguna entidad autorizada y certificada por la EMA.

1.2.9.2 Bombas

Pruebas

Pruebas de taller (FAT)

El proveedor debe enviar el protocolo de pruebas con 20 días de anticipación. El equipo de bombeo, incluyendo bomba, motor, variador de velocidad y controlador (lo que aplique de acuerdo a Hojas de Datos debe ser probado por el Proveedor a las condiciones del sitio de instalación.

El proveedor o fabricante de la bomba debe proporcionar una curva de prueba certificada para la bomba, indicando en la curva de comportamiento completa, su relación entre el flujo de operación de la bomba y la velocidad de operación en rpm. Si es aplicable, las curvas deben indicar las correcciones por viscosidad.

El flujo mínimo (térmico y estable), las regiones de operación preferida y permisible y cualquier limitación de operación deben ser indicados. Todas estas pruebas se realizan durante la prueba en taller y los puntos garantizados de operación.

Las pruebas efectuadas al equipo deben ser en presencia del personal asignado por el cliente y el proveedor. Los reportes de dichas pruebas y las certificaciones correspondientes deben entregarse al cliente previamente al traslado del equipo al sitio donde se van a instalar.

La inspección y aceptación del equipo y/o de las pruebas que se efectúen, no relevaran al Proveedor de la responsabilidad de reemplazar por su cuenta, cualquier parte de éste que llegará

a fallar por defectos de materiales o mano de obra, durante la instalación, interconexión, pruebas de arranque, puesta en operación y mantenimiento, hasta el fin de la vigencia de la garantía.

El fabricante debe realizar la prueba Hidrostática de la Bomba.

Pruebas de aceptación en campo (SAT)

Después de instalado en su sitio, el proveedor debe operar cada sistema de bombeo en presencia del cliente y/o su representante. La prueba se debe llevar a cabo en condiciones manual y automática de acuerdo a lo siguiente:

- La bomba debe descargar a la presión neta de diseño sin que haya calentamiento objetable en las chumaceras del motor. La operación de la bomba debe reproducir la curva de operación suministrada por el fabricante.
- La bomba debe arrancarse y llevarse hasta su velocidad de diseño, sin interrupción, teniendo la válvula principal de descarga abierta hasta el punto correspondiente de la carga pico.

Se debe de proveer la carga a la succión adecuada para obtener la máxima potencia requerida. Se considera que se obtiene la máxima potencia de la bomba, cuando un incremento de la carga a la succión ya no produce un incremento de la potencia requerida por la bomba.

Se deben determinar puntos adicionales para poder verificar la exactitud de la curva de rendimiento de la bomba.

Las pruebas efectuadas al equipo deben ser en presencia del residente de obra asignado por el cliente y por parte del proveedor. Los registros de dichas pruebas y las certificaciones correspondientes deben entregarse al cliente. El cliente notificará por escrito al proveedor, la aceptación o rechazo de la prueba.

El proveedor debe considerar la asistencia técnica (del personal especializado) del fabricante del equipo para la detección y solución de los problemas de operación más frecuentes que pueden presentarse.

Esta asistencia debe ser por un periodo de quince (15) días, contados a partir de que el equipo quede operando a satisfacción del propietario, para verificar el desempeño del mismo.

Prueba hidrostática

El equipo de bombeo debe probarse hidrostáticamente con agua a una temperatura ambiente de 15.55°C (60°F) mínima, para el material de carcasa acero al carbón. La presión de prueba hidrostática debe ser 1.5 veces la presión máxima permitida en la carcasa y el tiempo de prueba será mínimo de 30 minutos sin variar la presión, para realizar la inspección total del equipo.

Prueba de comportamiento

El proveedor o fabricante debe operar cada bomba en su banco de prueba el tiempo suficiente para que obtenga por lo menos en cinco puntos los datos completos de prueba, incluyendo carga, gasto y potencia. Estos puntos deben ser: a flujo cero (válvula de descarga cerrada), a flujo mínimo continuo estable, a la mitad del flujo mínimo y el nominal, a flujo nominal y a 120% del flujo nominal.

Prueba de NPSH

Los datos para el NPSH deben tomarse en los siguientes cuatro puntos: flujo mínimo continuo estable, punto medio entre flujo mínimo y flujo nominal, flujo nominal y 120% del flujo nominal. La prueba de NPSH debe ser de acuerdo con el código de pruebas de los estándares del Instituto Hidráulico.

La prueba de NPSH en base a estrangulamiento de la válvula de succión no debe ser aceptada, para bombas operando con reducidos valores de NPSH.

La prueba solo debe ser aceptada para bombas centrífugas con diferencia entre NPSHA y NPSHR menor de 1 m (acorde a punto 8.3.4.3 del API 610 Eleventh Edition, September 2010).

Pruebas de motores eléctricos

Se deberán suministrar las pruebas como se define en la norma NEMA MG-1 (o API 547 Última Edición en caso de aplicar) y que comprenda de manera enunciativa más no limitativa con lo siguiente:

- A plena carga.
- A rotor bloqueado.
- Temperatura máxima en devanados.

Así mismo, se entregará un reporte por escrito de las pruebas citadas (para bombas y motores), si alguna prueba causa un costo extra, se deberá indicar el monto de la misma en la oferta comercial.

Con antelación a la ejecución de las pruebas, el proveedor deberá presentar al cliente para su aprobación el protocolo para cada prueba y posteriormente y con fines de aprobación del equipo, el proveedor deberá suministrar un reporte de los resultados logrados a excepción de las pruebas certificadas, para las cuales solo deberá presentar los certificados.

Para las pruebas solicitadas el proveedor deberá declarar que tiene y/o dispone de las instalaciones necesarias para la realización de dichas pruebas, ya que no se aceptarán modificaciones ni delegación de responsabilidades en este aspecto, entendiéndose que las pruebas solicitadas son independientes de las requeridas en campo.

Las bombas deberán ser probadas en fábrica en conjunto con su motor, por lo que el proveedor y/o el fabricante deberán considerar la infraestructura necesaria para probar los equipos de bombeo en forma integral, en caso de que no sea posible probarse de esta manera deberán entregar al cliente una justificación para que resuelva lo conducente.

I.3 Condiciones de operación

Capacidad

La capacidad final de almacenamiento (volumen de trabajo) es la siguiente:

Tabla I-19. Capacidad de almacenamiento del proyecto.

Producto	No. de tanques	Vol. Nominal (Bbl)	Vol. de trabajo mín. (Bbl)	Vol. Total nominal (Bbl)	Vol. Total de trabajo (Bbl)
Regular	4	197,390	185,698	789,560	742,792
Diésel	3	197,390	185,698	592,170	557,094
Premium	2	197,390	185,698	394,780	371,396
Turbosina	1	197,390	185,698	197,390	185,698
MTBE	1	120,560	109,840	120,560	109,840
Etanol	1	30,100	25,585	30,100	25,585
TOTAL	12	-	-	2,124,560	1,992,405

La sección de almacenamiento de productos refinados la conforman 12 tanques para almacenar Gasolina Regular, Gasolina Premium, Diésel, Turbosina, MTBE y Etanol para un total de 2,124,560 Bbls nominales de almacenamiento, donde son recibidos los combustibles a través de las tuberías provenientes del barco desde el la Terminal Marítima localizada en el muelle.

Presión, Temperatura y Flujo en el límite de batería del proyecto

En las tablas siguientes se presentan las características de la Gasolina regular, Gasolina Premium, Diésel, Turbosina, Etanol y MTBE que serán almacenados en el proyecto:

Tabla I-20. Condiciones de operación en la alimentación y descarga.

	Alimentación			Descarga			
	Turbosina	Diésel/MTBE	Regular/Premium	Turbosina	Diésel	Regular	Premium
Flujo normal (Bbls/h)	12,000	12,000	12,000	11,428	11,428	11,428	11,428
Flujo Normal (GPM)	8,402	8,402	8,402	8,000	8,000	8,000	8,000
Temperatura de operación (°C)	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente	Ambiente
Presión de operación (kg/cm ²)	10.76	10.76	10.76	1.73	1.96	1.59	1.59
Gravedad específica	0.772-0.837	0.74-0.95	0.70-0.77	0.772-0.837	0.87-0.95	0.7-0.77	0.7-0.77
Viscosidad (cP)	6.18-6.70	0.3-3.9	0.4-0.5	6.18-6.7	1.65-3.9	0.4-0.5	0.4-0.5

Diagramas de flujo de proceso y Diagramas de Tubería e Instrumentación

En los **Anexos 14.2 y 14.3** se incluyen los diagramas de flujo de proceso y de tubería e instrumentación, respectivamente.

1.3.1 Especificación del cuarto de control

Consta de dos plantas con un área aproximada de 558 m², en el cual se concentrarán actividades administrativas y de operación. Las áreas que conforman la Planta Baja Arquitectónica serán las siguientes; espacio para módulos de trabajo de un usuario, cubículos privados para Mantenimiento, Superintendencia, Administración Comercial, área de archivo, área de

Recepción, el diseño incluye Sala de Juntas para diez usuarios, Cuarto de Baterías, Cuarto Eléctrico, Servicio Médico y área de comedor para el personal.

Las áreas que conforman la Planta Alta Arquitectónica serán los siguientes; área de servicio (Cuarto de aseo, Bodega, separación para hombres y mujeres de sanitarios y vestidores, también lo conforma el Cuarto de Operación, Cuarto de Telecomunicaciones, Cuarto de Instrumentación y el área de mantenimiento y cilindros para los sistemas de supresión con agente limpio. Se deberá considerar el acondicionamiento y/o ventilación de los espacios de acuerdo a los códigos y normas establecidos, así como el diseño de iluminación artificial dentro de los niveles mínimo recomendados. Los materiales y sistemas constructivos considerados serán:

Muros

A base de estructura principal de mampostería con muros de block hueco de concreto, al interior se contemplarán dos muros divisorios a base de paneles de tablacemento Durock para la distribución de espacios de oficinas. Los acabados a considerar son; aplanado pulido a base de mortero cemento-arena para muros exteriores, aplanado de yeso maestreado y pulido en muros interiores y pintura viníl acrílica aplicada a dos manos en interior y exterior considerando previo, la preparación y sellado de la superficie. Considerando específicamente en el área de sanitarios un lambrín cerámico asentado con adhesivo cerámico.

Pisos

El piso será loseta cerámica asentando con adhesivo cerámico y antiderrapante en el área de sanitarios. Considerando principalmente para el cuarto de baterías, losa de piso de concreto con acabado epóxico catalizado transparente, resistente a químicos ácidos concentrados y para el área exterior (pasillos) la instalación de concreto decorativo a base de moldes de poliuretano acabado con color endurecedor color rojo. De igual forma se contempla un desnivel en planta alta para piso falso donde se alojarán las instalaciones de cables de energía eléctrica, voz y datos.

Plafones

Plafón modular de fibra mineral textura fina, con suspensión visible y platabanda perimetral para ajustes, a base de paneles de yeso (tablaroca) acabado en pintura color blanco. Para el área de

sanitarios se considera un plafón a base de paneles de yeso tablaroca tipo anti-moho Firecode colganteado a estructura superior y afine con perfacinta y redimix.

Herrería y Cancelería

Las puertas serán de lámina de acero con marco para concreto calibre 16 en acero rolado en frío y a base de perfiles de aluminio anonizado natural mate con cristal templado de 6mm de espesor color transparente. Las ventanas se consideran con marco de perfil de aluminio anodizado y cristal templado claro de 6mm de espesor.

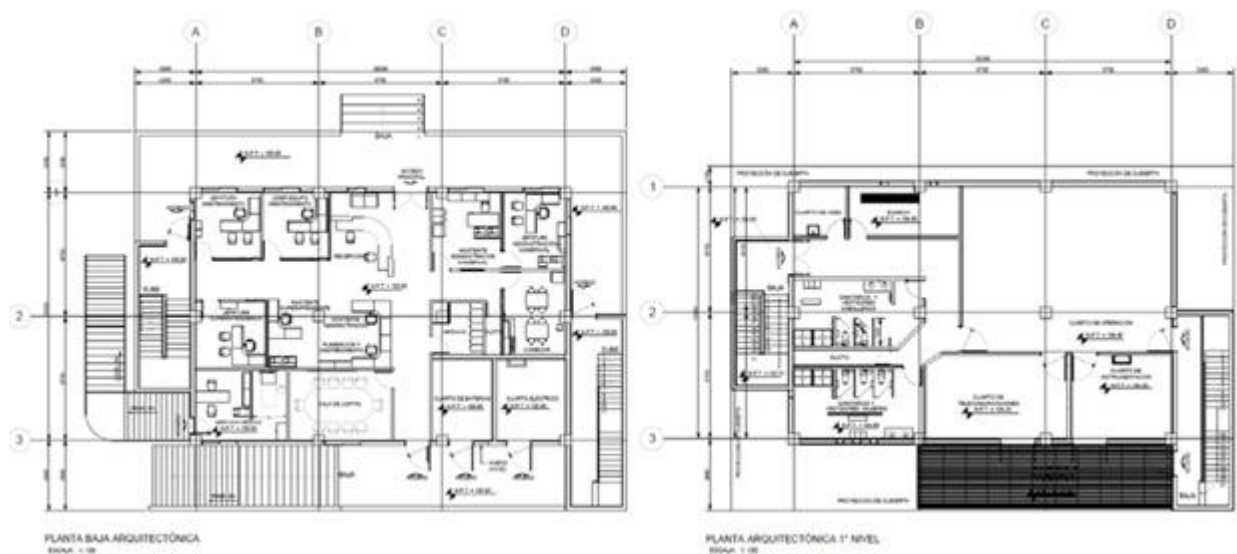


Figura I-14. Planta arquitectónica del cuarto de control.

I.3.2 Sistemas de aislamiento

Los sistemas de aislamiento implementados en el proyecto serán los siguientes:

- Sistemas de drenaje.
- Diques de contención.

Los dispositivos antes citados fueron descritos en el apartado de bases de diseño de este capítulo.

I.4 Análisis y evaluación de riesgos

I.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

En el presente apartado, y con la finalidad de proporcionar una perspectiva preliminar para la identificación y evaluación de riesgos de la instalación objeto del presente estudio, en las siguientes tablas se presenta un resumen estadístico de accidentes industriales a nivel mundial, de acuerdo a la base de datos Major Hazardous Incident Data Service (MHIDAS)⁴:

Tabla I-21. Distribución de Accidentes por Tipo de Instalación.

TIPO DE INSTALACION	PORCENTAJE (%)
Refinerías	46
Plantas Petroquímica	34
Terminales de almacenamiento de combustibles	6
Plantas de Procesamiento de Gas	9
Misceláneos ⁵	5

⁴ En 1985 se estableció un servicio de acceso público basado en la base de datos accidentes MHIDAS. La base de datos contiene información de 8000 accidentes graves que son del dominio público: La base de datos se actualiza trimestralmente y esta disponible para los usuarios a través de diversos medios, incluidos discos compactos e internet.

⁵ Industriales/Biológicos, etc.

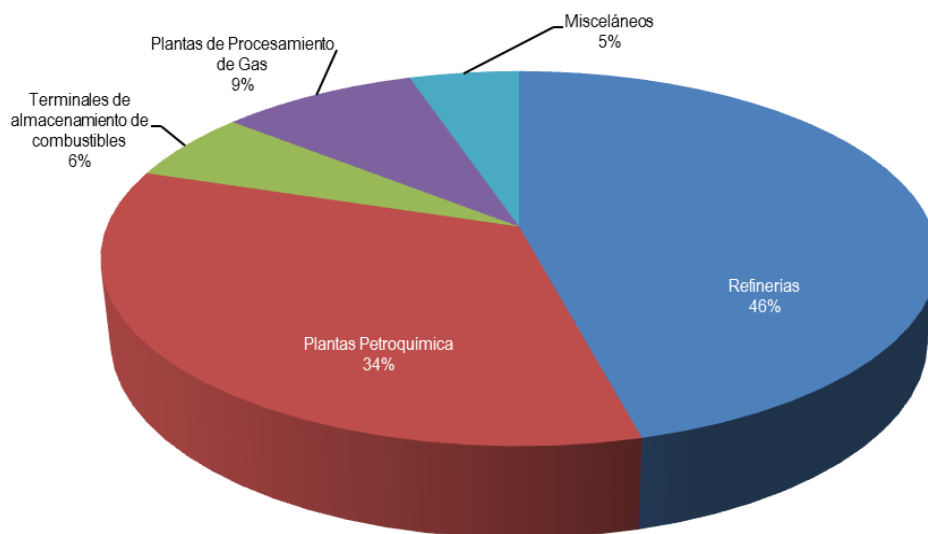


Figura I-15. Distribución de Accidentes por Tipo de Instalación.

Tabla I-22. Distribución por tipo de Accidentes.

Tipo de instalación	Porcentaje (%)
Fuegos	31
Explosiones de Nube de Vapor	36
Explosiones	30
Otros	3



Figura I-16. Distribución por tipo de Accidentes.

Tabla I-23. Distribución por tipo de Accidente en Instalaciones.

Tipo de Instalación	Explosiones	Fuegos	Explosiones de Nubes de Vapor	Otros
Refinerías	15%	48%	31%	6%
Plantas Petroquímica	46%	17%	37%	0%
Terminales de almacenamiento	22%	44%	28%	6%
Plantas de Procesamiento de Gas	0%	40%	60%	0%
Misceláneos	7%	50%	36%	7%

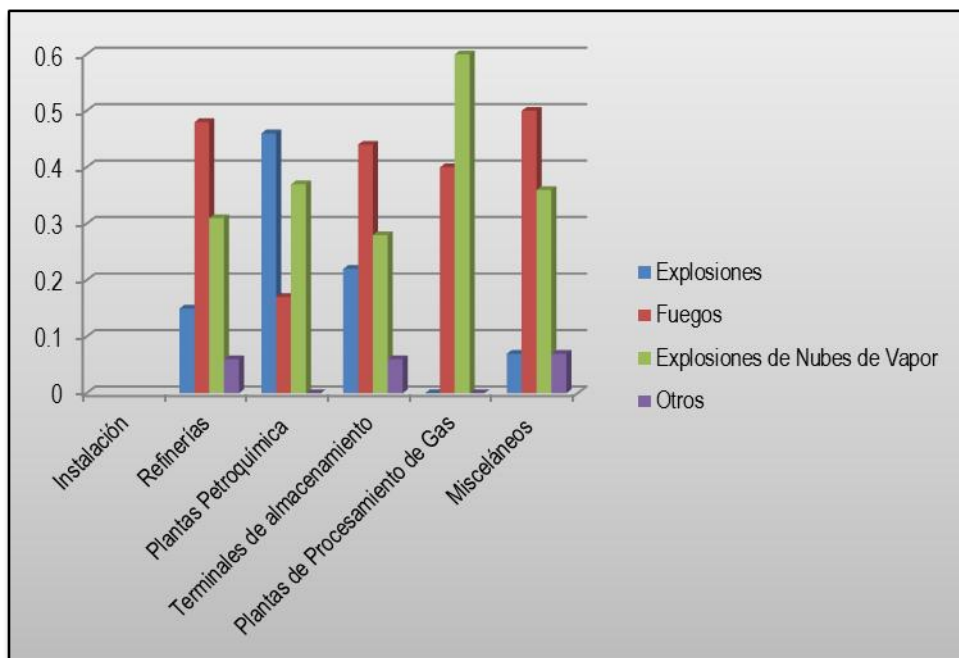


Figura I-17. Distribución por tipo de Accidente en Instalaciones.

Tabla I-24. Distribución de Accidentes por Causa de Accidentes.

Tipo de instalación	Porcentaje (%)
Falla Mecánica	44
Error Operacional (Humano)	22
Desconocida	12
Falla en el Proceso	11
Riesgo Natural (Meteorológicos)	5
Error de Diseño	5
Sabotaje	1

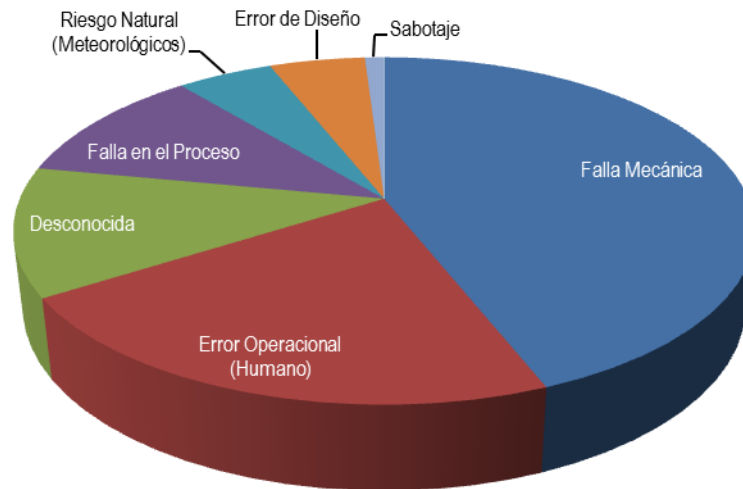


Figura I-18. Distribución de Accidentes por Causa de Accidentes.

Tabla I-25. Distribución de Accidentes por Equipos de Proceso.

Tipo de instalación	Porcentaje (%)
Sistema de Líneas (Tuberías)	29
Tanques	16
Reactores	13
Misceláneos	8
Recipientes de Proceso	7
Tanques Marinos	4
Desconocida	7
Bombas-Compresores	6
Intercambiadores de Calor	4
Torres de Poces	4
Calentadores-Rehervidores	2

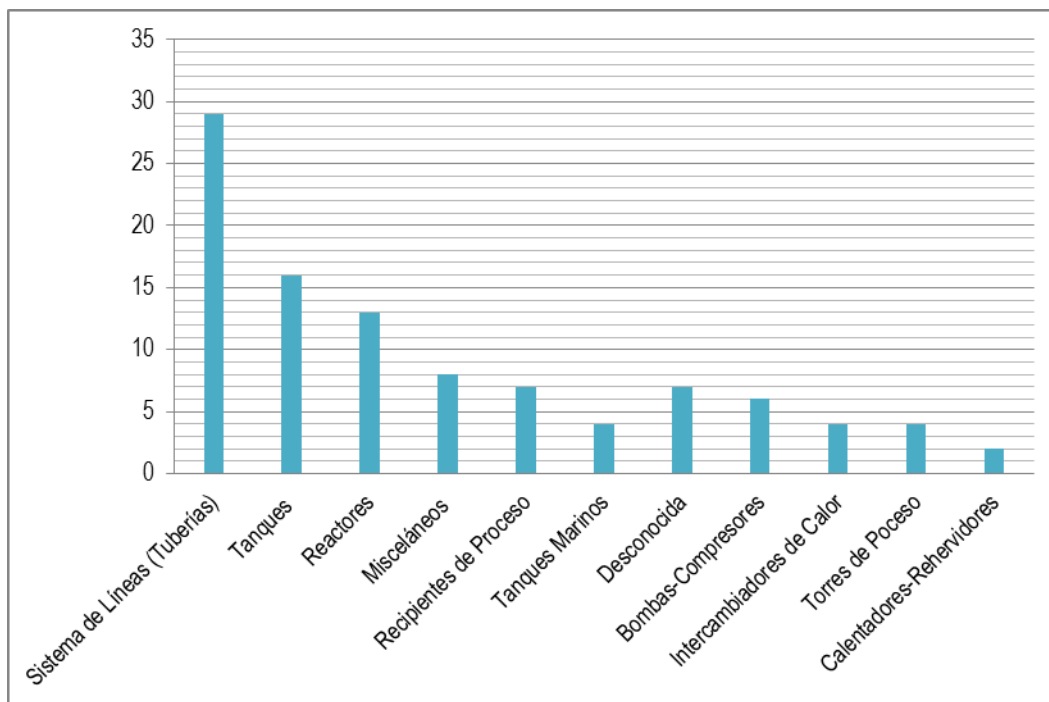


Figura I-19. Distribución de Accidentes por Equipos de Proceso.

BIBLIOGRAFÍA

1. Storch de Gracia, Manual de seguridad industrial en plantas químicas y petroleras. Fundamentos, evaluación de riesgos y diseño, Mc Graw Hill, Madrid, 1998.
2. Guidelines for Chemical Process quantitative Risk Analysis, CCPS, Nueva York, 1989.
3. Casal J. et al, Anàlisi del risc en instal.lacions industrials, Edicions UPC, Barcelona, 1996.
4. Santamaría, J., Análisis y reducción de riesgos en la industria química, Ed. MAPFRE, Madrid 1994.

I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización

I.4.2.1 Criterios de selección de la técnica de evaluación de riesgo

Para seleccionar la metodología más adecuada para la elaboración para el análisis de riesgo se utilizó la guía sugerida por el Centro de Seguridad en Procesos Químicos (CCPs) del Instituto Americano de Ingenieros Químicos (AIChE) publicada bajo el título de Guidelines for Hazard Evaluation Procedures, segunda edición con ejemplos desarrollados, 1995. Los factores que se involucran se muestran en la Figura I-20, que se muestra a continuación.

DEFINIR EL MOTIVO	
☐ No existen estudios previos ☒ Revisión de un estudio previo ☐ Requerimiento especial	
↓	
DETERMINAR EL TIPO DE RESULTADOS REQUERIDOS	
☐ Lista de peligros ☐ Monitoreo de peligros ☒ Lista de problemas / Accidentes	☒ Lista de Acciones ☐ Priorización de Resultados ☒ Entrada para un Análisis Cuantitativo
↓	
IDENTIFICAR LA INFORMACIÓN DEL PROCESO	
☒ Materiales ☐ Química ☐ Inventarios	☒ Experiencia similar ☒ DFP's ☒ DTI's
☐ Proceso existente ☒ Procedimientos ☒ Historial operativo	
↓	
EXAMINAR LAS CARACTERÍSTICAS DEL PROBLEMA	
Complejidad / Tamaño ☐ Simple / Pequeño ☒ Complejo / Grande	Tipo de proceso ☐ Químico ☐ Físico ☐ Mecánico ☒ Almacenamiento*
☐ Eléctrico ☐ Humano ☐ Cómputo ☒ Otros (Carga-Descarga-Medición)*	
Tipo de operación ☒ Instalación fija ☐ Permanente ☐ Continuo ☐ Semilote	☐ Instalación móvil ☐ Temporal ☐ Lote
Naturaleza del peligro ☒ Toxicidad ☒ Flamabilidad ☒ Explosividad	
☐ Reactividad ☐ Radioactividad ☐ Otros	
Situación / Accidentes / Eventos de interés ☒ Falla aislada ☒ Fallas múltiples ☐ Evento de emisión aislada de contaminantes	
☒ Evento de pérdida de una función ☒ Procesos fuera de control ☐ Hardware	
☒ Procedimiento ☐ Software ☒ Humanos	
↓	

Continúa en siguiente página.....

* Terminal de Fluidos-Almacenamiento



Figura I-20. Diagrama para seleccionar la metodología para el análisis de riesgo.

Las metodologías de evaluación de riesgo que se consideran, se muestran a continuación:

- 1.- Revisión de Seguridad, Safety Review (SR)
- 2.- Análisis de Lista de verificación, ChecklistAnalysis (CL)
- 3.- Ponderación Relativa, Relative Ranking (RR)
- 4.- Análisis Preliminar de Riesgo, PreliminaryHazardAnalysis (PHA)
- 5.- Análisis que pasa sí, WhatifAnalysis (WI)
- 6.- Análisis Que pasa sí / Lista de verificación, Whatif / Checklist (WI/CL)
- 7.- Estudio de análisis de riesgo y operabilidad, Hazard and OperabilityAnalysis (HazOp)
- 8.- Análisis de modo de falla y sus efectos, FailureModes and EffectsAnalysis (FMEA)
- 9.- Análisis de árbol de eventos, EventTreeAnalysis (ET)
- 10.- Análisis de árbol de fallas, FaultTreeAnalysis (FT)
- 11.- Análisis Causa-Consecuencia, Cause ConsequenceAnalysis (CCA)
- 12.- Análisis de confiabilidad humana, Human ReliabilityAnalysis (HRA)

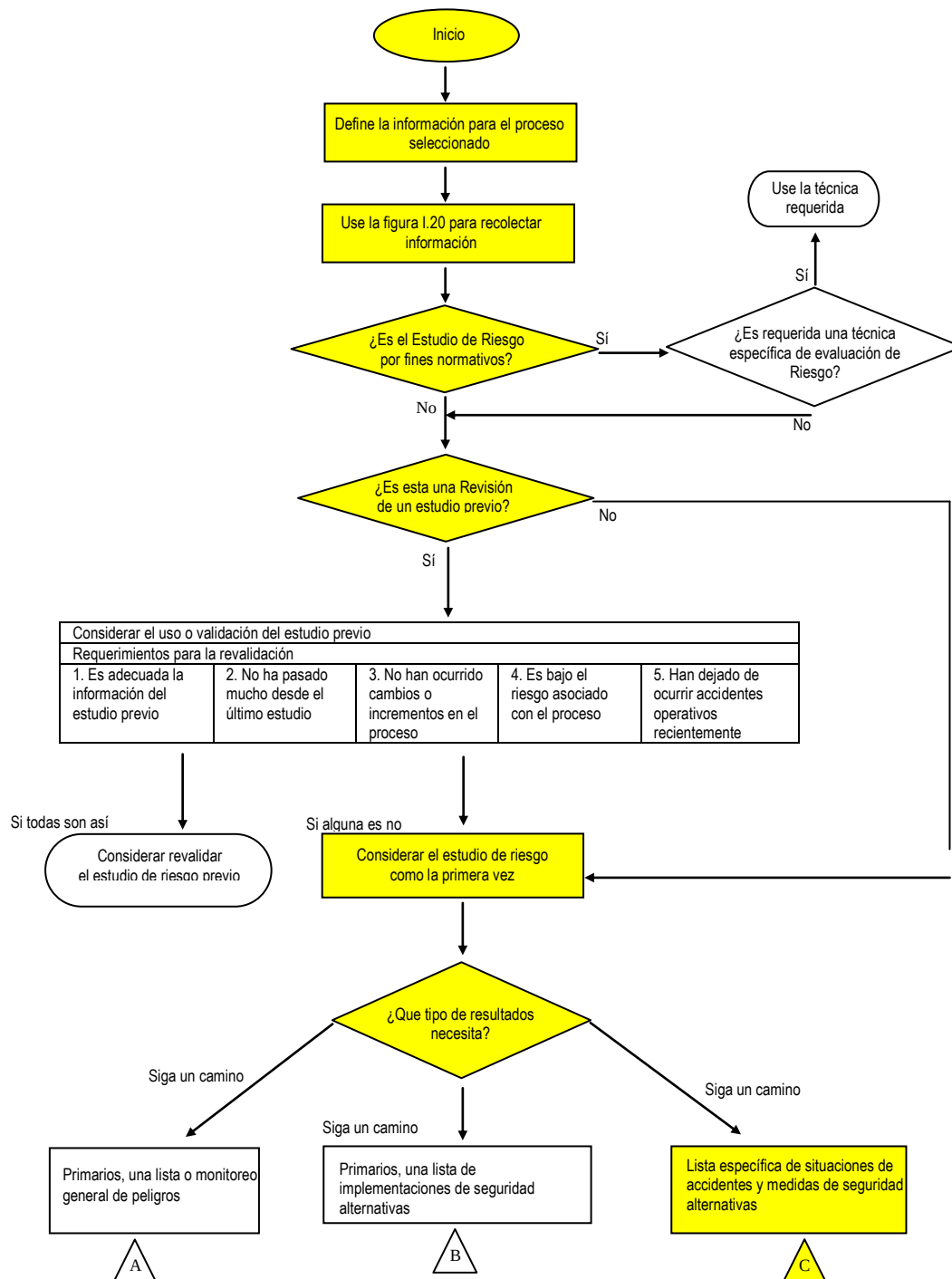


Figura I-21. Diagrama para seleccionar la metodología para la evaluación de riesgo.

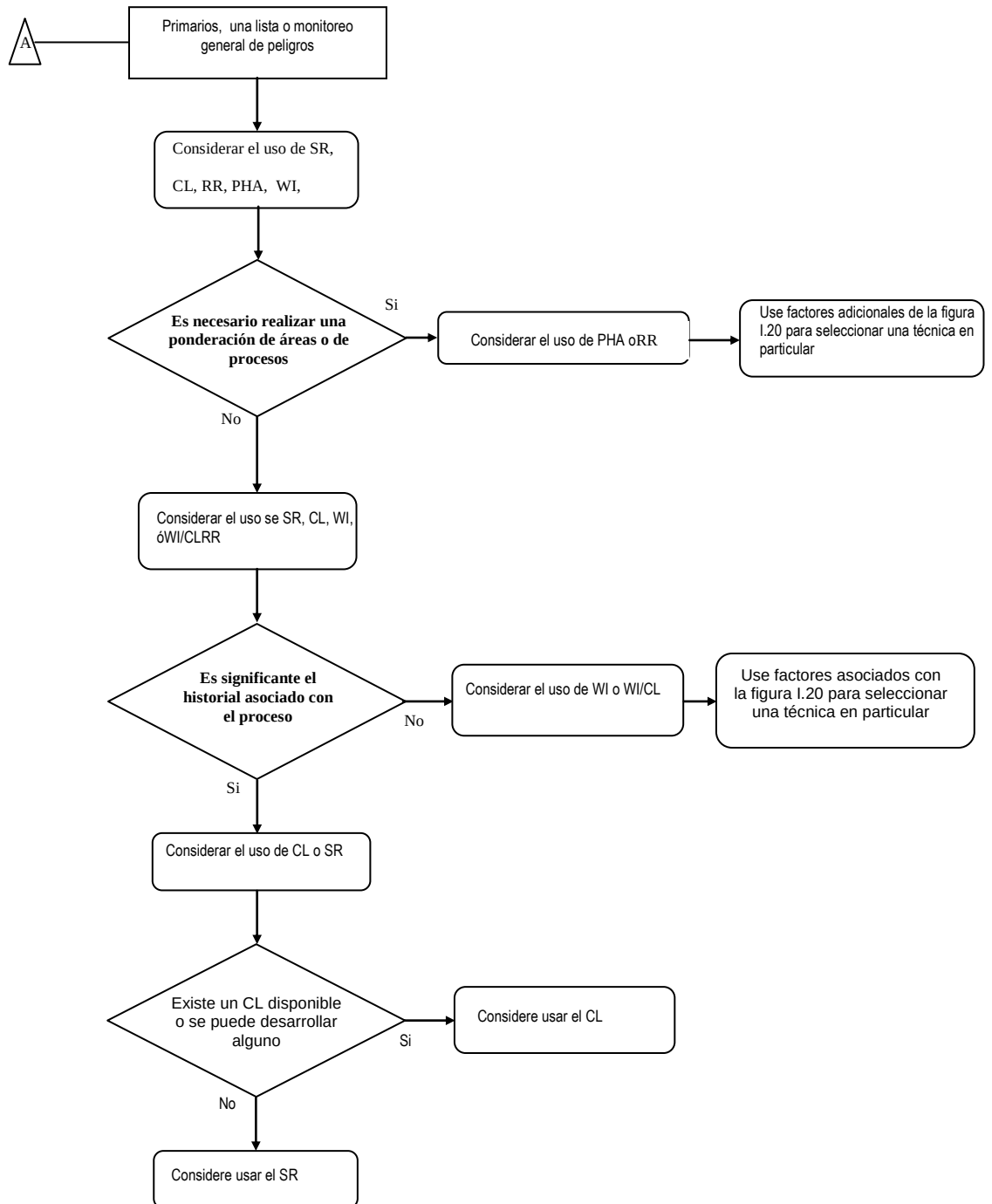


Figura I-22. Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos.

Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura I-22 Continúa)

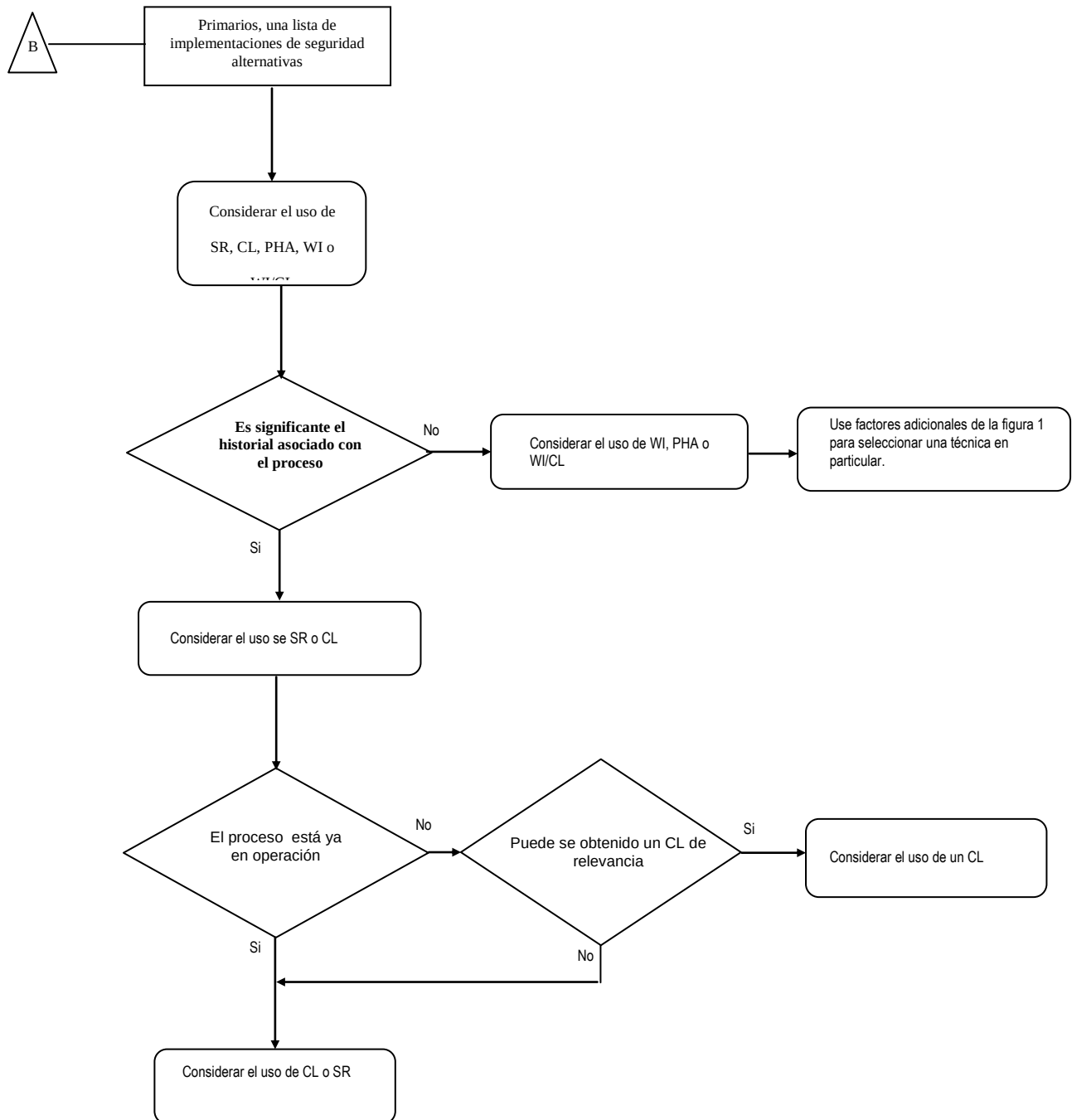


Diagrama de flujo de la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura I-22 Continúa)

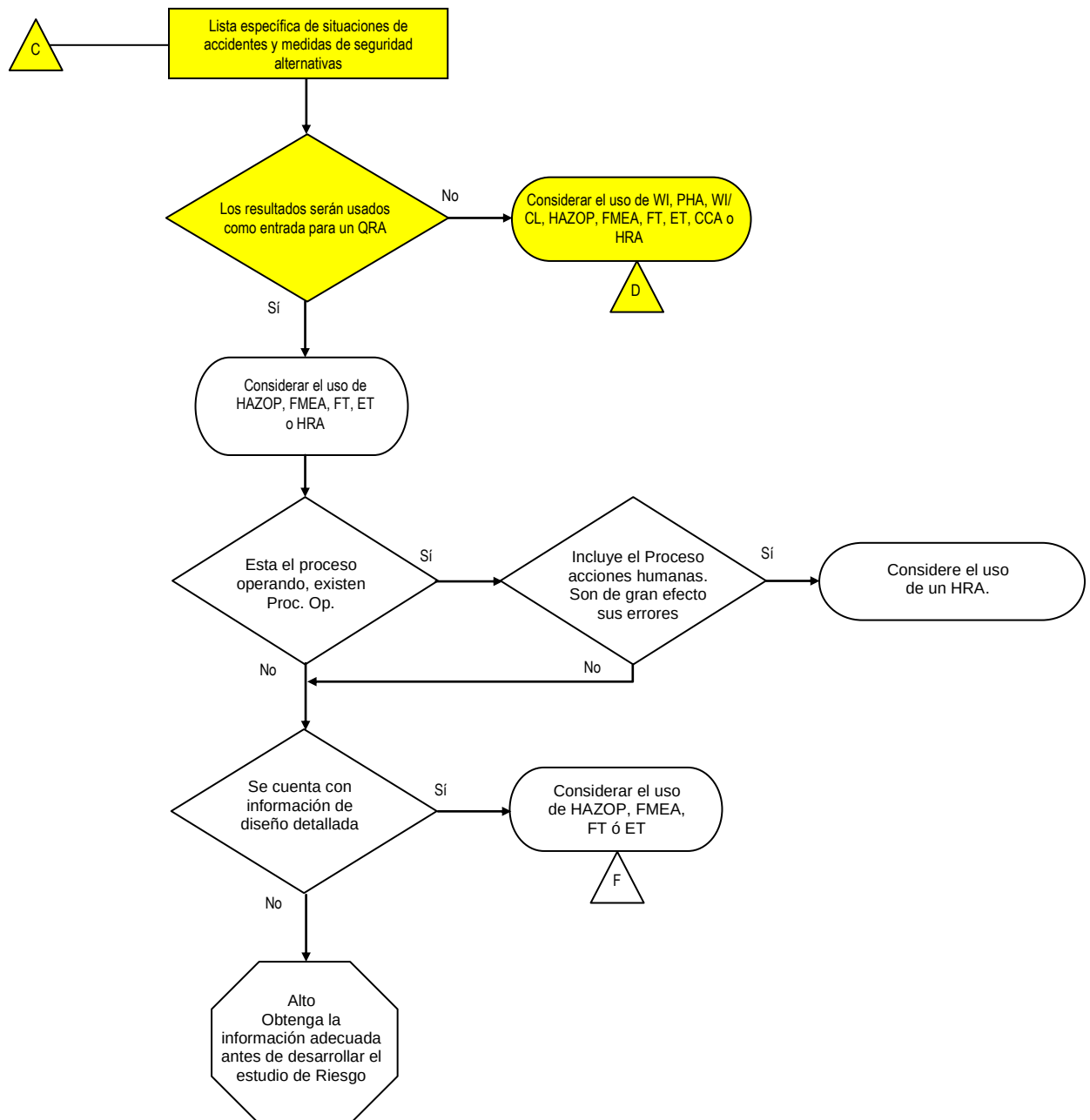


Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura 1-22 Continuación).

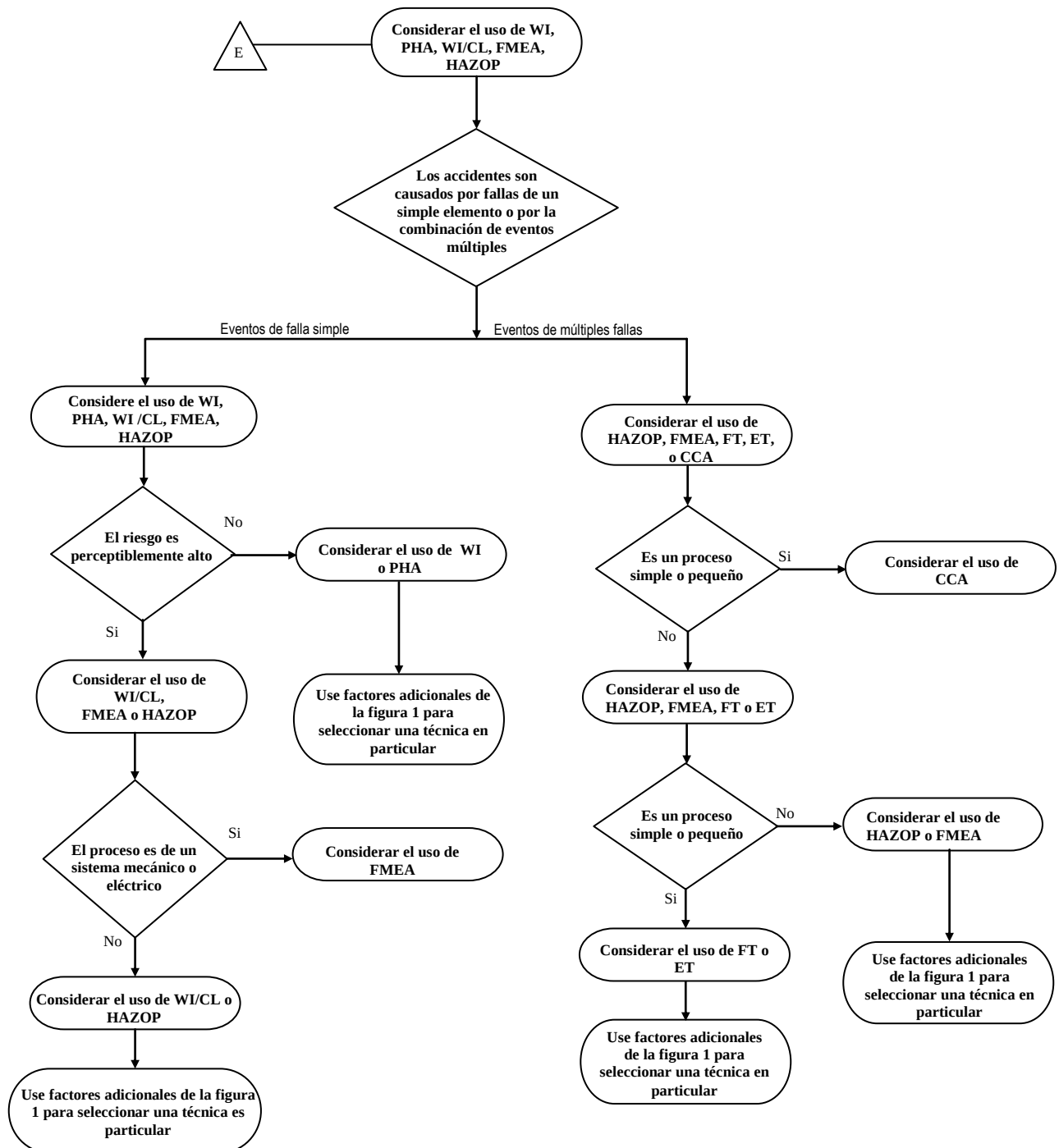
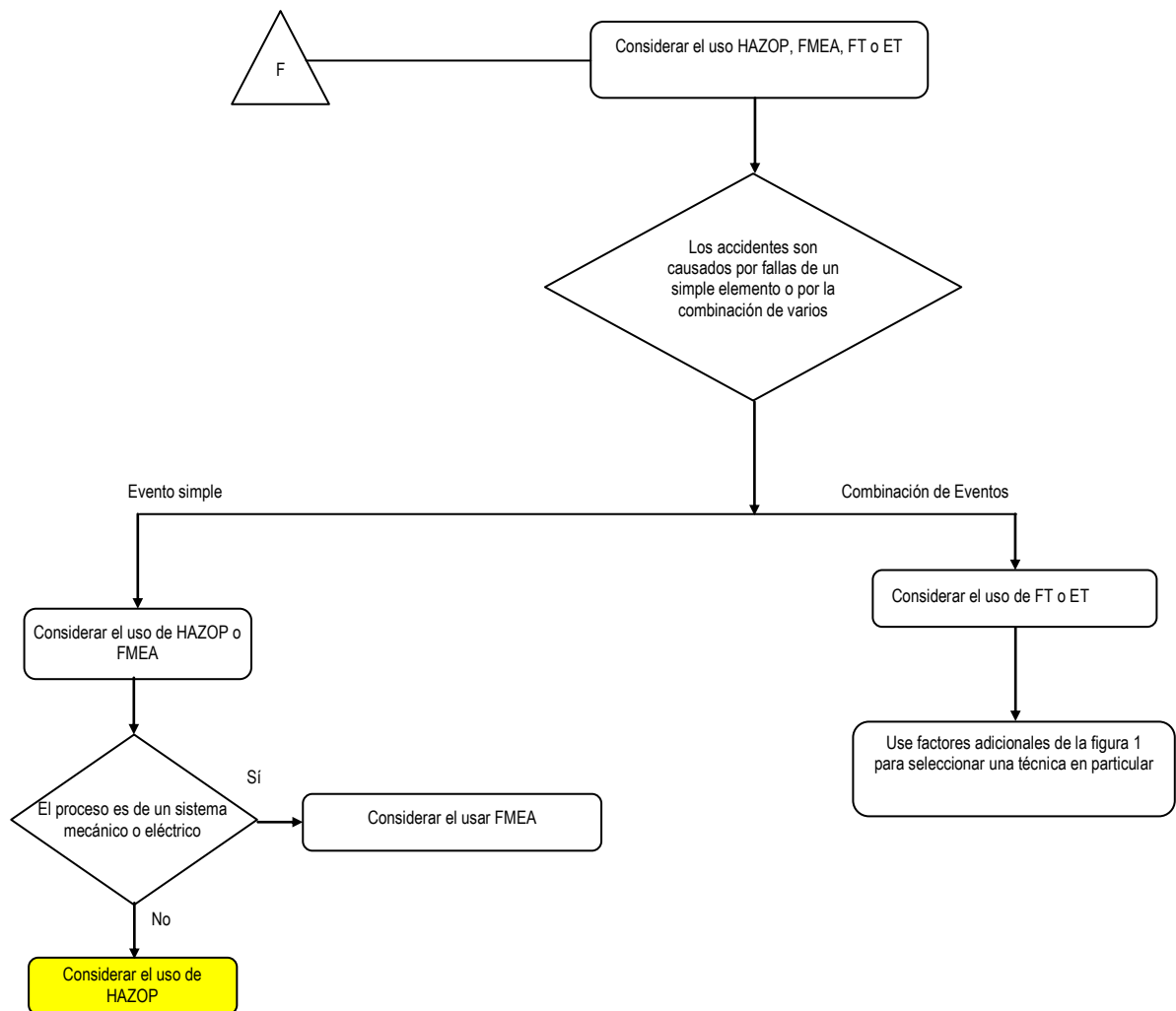


Diagrama de flujo para la selección de la técnica de evaluación de riesgos (Figura 1–22 Continuación)



Como ya fue señalado la selección de la metodología que mejor se aplica al estudio de riesgo se hizo usando la guía sugerida por el Centro de Seguridad en Procesos Químicos de Instituto Americano de Ingenieros Químicos (Center for Chemical Process Safety (CCPs) del American Institute of Chemical Engineers (AIChE). Los criterios de selección para la metodología utilizada que se tomaron fueron los siguientes:

Motivo del estudio (sin estudios previos); tipo de resultado requerido (lista de problemas / accidentes, lista de acciones y entrada para un análisis cuantitativo); información del proceso con que se cuenta (experiencia similar, diagramas de la instalación); características del problema (operación simple, proceso mecánico, operación continua, peligro de inflamabilidad y explosividad, situación falla aislada, pérdida de una función); riesgo percibido e historial (experiencia con procesos similares, sin historial de accidentes, riesgo percibido medio). En el presente apartado se presenta el diagrama de flujo y los criterios para la determinación de la técnica más adecuada en el análisis de riesgo.

El resultado de aplicar los criterios arriba mencionados conlleva a la selección de la técnica Análisis de Riesgo y Operabilidad (HazOp).

HAZOP (Análisis de Riesgo y Operabilidad) es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los riesgos, los accidentes o los problemas de operabilidad se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto a los parámetros normales de operación en un sistema dado y en una etapa determinada. Por tanto, ya sea que se aplique en la etapa de diseño o en la etapa de operación, la mecánica consiste en evaluar en todas las líneas y en todos los sistemas, las consecuencias de posibles desviaciones en las unidades de proceso, tanto si es continuo como discontinuo. La técnica consiste en analizar sistemáticamente las **Causas** y **Consecuencias** de ciertas **Desviaciones** de las **Variables de Proceso**, planteadas a través de **Palabras Guía** predeterminadas.

El método surgió en 1963, en la compañía Imperial Chemical Industries (ICI) que utilizaba técnicas de análisis crítico en otras áreas. Posteriormente se generalizó y formalizó, y actualmente es una de las herramientas más utilizadas internacionalmente en la identificación de riesgos en una instalación industrial.

El uso de esta metodología de análisis cualitativo de riesgo HazOp requiere de una fuente de información detallada referente al diseño y operación del proceso. Esta práctica es aplicable a

todas las fases de vida del proceso, tanto para un diseño o tecnología nueva como para instalaciones ya existentes.

La realización de un análisis HazOp requiere del manejo de terminología y de usar las denominadas “Palabras Guías”, cuyos significados se muestran en las siguientes tablas, respectivamente.

Tabla I-26. Terminología más común usada en el Análisis Hazop.

Termino	Definición
Nodos	Son secciones de un equipo, circuito o proceso con fronteras bien definidas, cuyas condiciones de operación son constantes o similares.
Intención de diseño	Definición de cómo se espera que el equipo, circuito o proceso opere en ausencia de desviaciones.
Palabras guía	Palabras simples que son usadas para determinar una desviación en el proceso con el fin de estimular una tormenta de ideas para identificar los peligros y riesgos del mismo. (p. ej. No, menos, más, bajo, alto, otro, además de, etc.)
Parámetros del proceso	Variables a controlar en la operación de un proceso.
Desviación	Es el alejamiento hipotético o desvío de la intención de diseño de un equipo, circuito o proceso, que resulta de aplicar las palabras guía a los parámetros o variables de proceso.
Causas	Son los motivos o razones más probables por las cuales las desviaciones pueden ocurrir. Estas causas pueden ser fallas, errores humanos, variaciones del proceso, perturbaciones externas, etc.
Consecuencias	Son los resultados de las desviaciones considerando que las protecciones fallan.
Protecciones o salvaguardas	Sistemas de Ingeniería o de control, equipos, instrumentación, procedimientos operativos o de seguridad, diseñados para prever las causas o mitigar las consecuencias de las desviaciones
Recomendaciones	Sugerencias para evitar las desviaciones, p. ej. cambios en el diseño, modificaciones al procedimiento, nuevos procedimientos o aplicación de procedimientos existentes, etc.

Tabla I-27. Palabras claves del análisis Hazop.

Desviaciones	Parámetros	Palabras guía
Baja Presión	Presión	No/Baja
Alta Presión	Presión	Alta
No Flujo	Flujo	No/Flujo
Bajo Flujo	Flujo	Bajo

Desviaciones	Parámetros	Palabras guía
Otro flujo	Flujo	Otro, además de
Temperatura Baja	Temperatura	Baja
Temperatura Alta	Temperatura	Alta
Nivel Bajo	Nivel	Bajo
Nivel Alto	Nivel	Alto

Para el desarrollo del análisis se siguen los siguientes pasos:

- Seleccionar los nodos de estudio siguiendo el sentido del flujo del proceso.
- Establecer la intención de diseño del nodo.
- Seleccionar la palabra guía combinada con un parámetro de proceso para definir la desviación en el nodo de estudio (revisar todas las palabras guía con cada parámetro aplicable buscando que tenga un significado o sentido lógico y después, cambiar de parámetro hasta agotar todas las posibles desviaciones).
- Evaluar las posibles consecuencias (suponiendo que todas las protecciones fallan).
- Listar las causas que originan la desviación.
- Ponderar la frecuencia del escenario (frecuencia de la causa - efectividad de la protección) y la severidad de la consecuencia de la desviación analizada con el fin de jerarquizar el riesgo identificado.
- El riesgo identificado es representado dentro de una Matriz de Riesgo.
- Listar todas las protecciones o salvaguardas existentes.
- Considerar y recomendar las acciones necesarias para evitar la desviación, reducir su frecuencia o para mitigar las consecuencias.
- Se establece la siguiente desviación del nodo, hasta concluir con todas las combinaciones posibles.
- Analizar un nuevo nodo o punto de estudio.

Para la aplicación de la técnica se utilizaron diagramas de tubería e instrumentación de instalaciones similares ya que la instalación en cuestión no cuenta aún con información de este tipo. Los DTI's se presentan en el **Anexo 14.3**.

Los nodos del proceso que se seleccionaron de los planos de acuerdo a los equipos que se presentan en el sentido del flujo del proceso son los siguientes:

En la Tabla I-28 se presentan la definición de los nodos efectuada por el grupo técnico de riesgo para la instalación objeto de este estudio, se describen en la tabla siguiente:

Tabla I-28. Descripción de nodos definición y descripción de nodos.

No. Nodo	Descripción
1	Filtro canasta F-202A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta cabezal 24"-GR-201-019-CSAA de gasolina regular.
2	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-GR-201-023-CSAA hasta válvula de entrada MOV-201A a pie de tanque de gasolina regular TK-201.
3	Tanque de gasolina regular TK-201, desde válvula de entrada MOV-201A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-201C a pie de tanque.
4	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en el cabezal 24"-GR-201-024-CSAA hasta válvula de entrada MOV-202A a pie de tanque de gasolina regular TK-202.
5	Tanque de gasolina regular TK-202, desde válvula de entrada MOV-202A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-202C a pie de tanque.
6	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en el cabezal 24"-GR-201-025-CSAA hasta válvula de entrada MOV-203A a pie de tanque de gasolina regular TK-203.
7	Tanque de gasolina regular TK-203, desde válvula de entrada MOV-203A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-203C a pie de tanque.
8	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en el cabezal 24"-GR-201-026-CSAA hasta válvula de entrada MOV-204A a pie de tanque de gasolina regular TK-204.
9	Tanque de gasolina regular TK-204, desde válvula de entrada MOV-204A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-204C a pie de tanque.
10	Bomba de gasolina regular a llenaderas P-221A/B/C/D/E/F/G/H, desde válvula de salida MOV-201C/202C/203C/204C a pie de tanque hasta válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-165-CSAA a la entrada al patín de medición gasolina regular PM-221
11	Patín de medición de gasolina regular PM-221, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-165-CSAA a la entrada al patín hasta la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-189-CSAA a la salida del patín.
12	Brazo de llenado de gasolina regular BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B, BL-214A/B, BL-217A/B, BL-220A/B y BL-223A/B en islas 1 a la 8, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en la salida del patín de medición hasta la descarga del brazo de llenado.
13	Filtro canasta F-204A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta cabezal 24"-GP-201-010-CSAA de gasolina premium.
14	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-GP-201-027-CSAA hasta válvula de entrada MOV-205A a pie de tanque de gasolina premium TK-205.

No. Nodo	Descripción
15	Tanque de gasolina premium TK-205, desde válvula de entrada MOV-205A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-205C a pie de tanque.
16	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-GP-201-028-CSAA hasta válvula de entrada MOV-206A a pie de tanque de gasolina premium TK-206.
17	Tanque de gasolina premium TK-206, desde válvula de entrada MOV-206A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-206C a pie de tanque.
18	Bomba de gasolina premium a llenaderas P-222A/B/C/D/E/F/G/H, desde válvula de salida MOV-205C/206C a pie de tanque TK-205/206 hasta válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-215-CSAA a la entrada al patín de medición gasolina premium PM-222.
19	Patín de medición de gasolina premium PM-222, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-215-CSAA a la entrada al patín hasta la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-239-CSAA a la salida del patín.
20	Brazo de llenado de gasolina premium BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B, BL-212A/B, BL-215A/B, BL-218A/B, BL-221A/B y BL-224A/B en islas 1 a la 8, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en la salida del patín de medición hasta la descarga del brazo de llenado.
21	Filtro canasta F-203A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta cabezal 24"-PL-201-020-CSAA de diésel/MTBE.
22	Desde la válvula de bloqueo de 16"Ø en la tubería 16"-MTB-201-029-CSAA hasta válvula de entrada MOV-212A a pie de tanque de MTBE TK-212.
23	Tanque de MTBE TK-212, desde válvula de entrada MOV-212A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-212B a pie de tanque.
24	Bomba de trasvase/MTBE P-225A/B/C, desde válvula de salida MOV-212B a pie de tanque TK-212 hasta el anillo de distribución de MTBE en tanque TK-201/202/203/204/205/206/207/208/209.
25	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-DE-201-030-CSAA hasta válvula de entrada MOV-207A a pie de tanque de diésel TK-207.
26	Tanque de diésel TK-207, desde válvula de entrada MOV-207A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-207B a pie de tanque.
27	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-DE-201-031-CSAA hasta válvula de entrada MOV-208A a pie de tanque de diésel TK-208.
28	Tanque de diésel TK-208, desde válvula de entrada MOV-208A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-208B a pie de tanque.
29	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-DE-201-022-CSAA hasta válvula de entrada MOV-209A a pie de tanque de diésel TK-209.
30	Tanque de diésel TK-209, desde válvula de entrada MOV-209A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-209B a pie de tanque.
31	Bomba de diésel a llenaderas P-220A/B/C/D/E/F/G/H, desde válvula de salida MOV-207C/208C/209C a pie de tanque TK-207/208/209 hasta válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-DE-201-315-CSAA a la entrada al patín de medición de diésel PM-220.
32	Patín de medición de diésel PM-220, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-DE-201-315-CSAA a la entrada al patín hasta la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-DE-201-339-CSAA a la

No. Nodo	Descripción
	salida del patín.
33	Brazo de llenado de diésel BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B, BL-213A/B, BL-216A/B, BL-219A/B y BL-222A/B en islas 1 a la 8, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en la salida del patín de medición hasta la descarga del brazo de llenado.
34	Filtro canasta F-201A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta la válvula de entrada MOV-210A a pie de tanque de turbosina TK-210.
35	Tanque de turbosina TK-210, desde válvula de entrada MOV-210A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-210B a pie de tanque.
36	Bomba de turbosina a llenaderas P-223A/B, desde válvula de salida MOV-210C a pie de tanque TK-210 hasta válvula de bloqueo de 8"Ø en tubería 8"-TUR-201-410-CSAD a la entrada al patín de medición de turbosina PM-223.

Las hojas de desarrollo del HazOp se presentan en el **Anexo 14.4**. En ellas se pueden encontrar las desviaciones, causas que las originan, salvaguardas y recomendaciones aplicadas al proceso.

Estimación de la Frecuencia

En esta etapa se estima la frecuencia con que los eventos identificados y seleccionados pudieran presentarse; es decir se estima cada cuando ocurrirían, de acuerdo a la definición de cuatro posibles niveles cualitativos para la ocurrencia de los eventos:

- Frecuencia Alta equivale a Categoría F4
- Frecuencia Media equivale a Categoría F3
- Frecuencia Baja equivale a Categoría F2
- Frecuencia Remota equivale a Categoría F1

Tabla I-29. Niveles de Frecuencia

Frecuencia		Criterios de ocurrencia		
Categoría	Tipo	Cuantitativo		Cualitativo
Alta	F4	>10 ³ a-1	>1 en 10 años	El evento se ha presentado o puede presentarse en los próximos 10 años
Media	F3	10 ⁻¹ -10 ⁻²	1 en 10 años a 1 en 100 años	Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones
Baja	F2	10 ⁻² -10 ⁻³	1 en 100 a 1 en mil años	Concebible, nunca ha sucedido en el Centro de Trabajo, pero probablemente ha ocurrido en

Frecuencia		Criterios de ocurrencia		
Categoría	Tipo	Cuantitativo		Cualitativo
				alguna instalación similar
Remota	F1	< 10 ⁻³	< 1 en 1000 años	Esencialmente imposible. No es realista que ocurra

Guías técnicas para realizar análisis de riesgos de procesos (Rev) 800-16400-DCO-GT-75 COMERI 144.

Para estimar la frecuencia con que ocurrirían los eventos identificados debe evaluarse bajo criterios cualitativos y/o cuantitativos, la efectividad de las líneas de defensa disponibles en las instalaciones y/o procesos, considerando la experiencia y los factores de ingeniería y humanos; es decir la independencia de operación; la confiabilidad; la auditabilidad para inspección y pruebas y la integridad mecánica de las protecciones de seguridad, así como la disciplina operativa, lo adecuado de la instrumentación, distribución de planta y sistemas de control; cargas de trabajo; comunicación y ambiente laboral.

Estimación de las Consecuencias

Las áreas de afectación en las que se analizarán y evaluarán las consecuencias son:

- La Seguridad del Personal, Contratistas y aledaños
- Al Ambiente (aire y suelo), por fugas y derrames dentro y fuera de las instalaciones.
- A la pérdida de producción, daños a terceros y a instalaciones.
- A la reputación e imagen de la empresa y a la relación con las comunidades vecinas.

En función de la severidad de los daños e impactos potenciales, se definen cuatro niveles cualitativos de consecuencias:

Tabla I-30. Índice de severidad de las consecuencias.

Categoría	Consecuencia	Descripción
4	Catastrófico	Fatalidad/daños irreversibles y pérdidas de producción mayores a USD \$1 000 000,00
3	Grave	Heridas múltiples/daños mayores a propiedades y pérdidas de producción entre USD \$100 000,00 y USD \$ 1 000 000,00
2	Moderada	Heridas ligeras/daños menores a propiedades y pérdidas de producción entre USD \$10 000,00 y USD \$100 000,00
1	Ligera	No hay heridas/daños mínimos a propiedades y pérdidas de producción menores a USD \$10 000,00

Caracterización y Jerarquización de Riesgos

En esta etapa, las consecuencias y frecuencias estimadas correspondientes a los eventos o escenarios seleccionados deben caracterizarse y posicionarse en la Matriz de Riesgos. En función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la Matriz de Riesgos se obtiene para cada evento un grado de riesgo (A-D), que permite jerarquizar las áreas de proceso que requieren acciones correctivas urgentes o bien interpretar el riesgo asociado de la instalación con sus posibles efectos. El grado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para el análisis de consecuencias (simulaciones), por lo regular aquellos eventos que resultan en grados de riesgo tales como "A" y "B" (intolerable e indeseable) son considerados para el análisis de consecuencias.

Tabla I-31. Matriz de jerarquización de Riesgos.

FRECUENCIA		CONSECUENCIA			
		C1	C2	C3	C4
	F1	D	D	C	B
	F2	D	C	B	A
	F3	C	B	B	A
	F4	B	B	A	A

Guías técnicas para realizar análisis de riesgos de procesos (Rev) 800-16400-DCO-GT-75 COMERI 144.

Definiciones del Grado de Riesgo

Tipo A – Riesgo Intolerable: El riesgo requiere acción inmediata; el costo no debe ser una limitación y el no hacer nada no es una opción aceptable. Un riesgo Tipo "A" representa una situación de emergencia y deben establecerse **Controles Temporales Inmediatos**. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días.

Tipo B – Riesgo Indeseable: El riesgo debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante, la acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo deben establecerse **Controles Temporales Inmediatos** en sitio, para reducir el riesgo.

Tipo C – Riesgo Aceptable con Controles: El riesgo es significativo, pero se pueden acompañar las acciones correctivas con el paro de instalaciones programado, para no presionar programas de trabajo y costos. Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.

Tipo D – Riesgo Razonablemente Aceptable: El riesgo requiere acción, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas.

Tabla I-32. Grado de Riesgo.

Grado de Riesgo	Descripción	Prioridad	Acción	Acciones requeridas
A	Intolerable	Alta	Inmediata	Deben establecerse Controles Temporales Inmediatos. La mitigación debe hacerse por medio de controles de ingeniería y/o factores humanos hasta reducirlo a Tipo C o de preferencia a Tipo D, en un lapso de tiempo menor a 90 días.
B	Indeseable	Media	Inmediata	La acción correctiva debe darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo deben establecerse Controles Temporales Inmediatos en sitio, para reducir el riesgo.
C	Aceptable con controles	Baja	Verificación	Las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses. La mitigación debe enfocarse en la disciplina operativa y en la confiabilidad de los sistemas de protección.
D	Razonablemente aceptable	Normal	Inspección	Requiere acción, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas.

Guías técnicas para realizar análisis de riesgos de procesos (Rev) 800-16400-DCO-GT-75 COMERI 144.

Para la elaboración de la Matriz de Jerarquización de Riesgos, se evaluaron las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de Riesgos HazOp. Donde se le asignó una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación, de esta manera se pudieron identificar las situaciones que presentan mayor índice de riesgo.

RESULTADOS

En la tabla I–33 se presenta un resumen de los elementos de análisis del presente estudio, cuyos detalles se encuentran en **Anexo 14.4**.

Tabla I–33. Elementos de análisis de estudio.

Elementos de análisis	Ocurrencias
Nodos	36
Desviaciones	255
Causas	357
Consecuencias	691
Recomendaciones	135

Aplicando la metodología de Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp) se realizó la categorización del grado de riesgo para cada desviación. En la Tabla I–34 se muestran los resultados de los grados de riesgo por desviación, utilizando para ello las matrices y criterios establecidos en la descripción de la metodología.

Tabla I–34. Resultados de Grados de Riesgo por Desviaciones.

	Categoría del riesgo			
	Intolerable "A"	Indeseable "B"	Aceptable con controles "C"	Razonablemente aceptable "D"
Cantidad de desviaciones	0	59	357	680

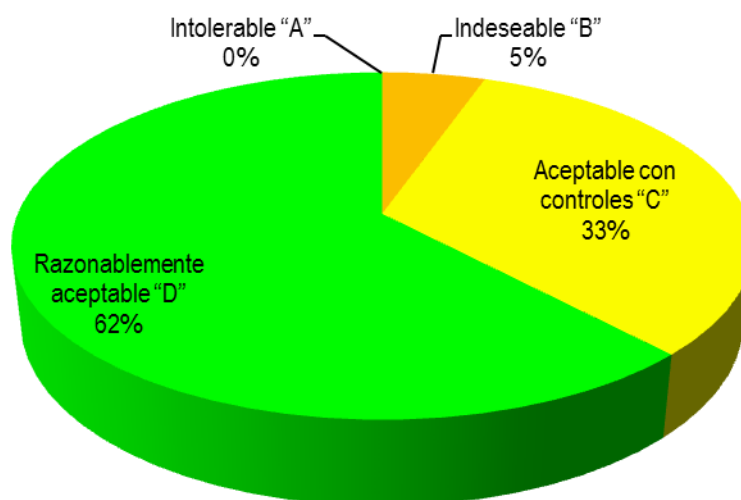


Figura I-23. Porcentaje de Riesgos de las Desviaciones

En el **Anexo 14.4** se muestran las hojas que contienen, a detalle, los resultados de la aplicación de la metodología HazOp.

II. DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES

II.1 Radios potenciales de afectación

II.1.1 Evaluación de Consecuencias

El análisis de consecuencias permite estimar el alcance de los escenarios de riesgo a través de modelos de simulación para definir las zonas de alto riesgo y amortiguamiento dentro de las instalaciones analizadas; así mismo es posible confirmar las expectativas ponderadas en el análisis HAZOP por el grupo multidisciplinario en cuanto los efectos potenciales del evento por radiación térmica y sobrepresión para los escenarios propuestos. Con estos resultados es posible generar las medidas y/o recomendaciones adicionales respecto a la ubicación de equipos de operación y seguridad.

En este punto se presenta un estimado de la extensión de los efectos físicos para los escenarios de accidentes seleccionados previamente. Los efectos físicos considerados en este estudio son aquellos que resultaron de los escenarios de pérdida de contención (fuga o ruptura) con afectaciones por radiación térmica y sobrepresión. En el **Anexo 14.6** se muestra el resultado generado por el software PHAST (Process Hazard Analysis Safety Tool) Ver. 7.1, con referencia a la simulación de consecuencias de los escenarios propuestos

Este software es un paquete computacional para analizar las consecuencias asociadas a la liberación de sustancias peligrosas a la atmósfera.

El simulador Phast Ver. 7.1 usa datos de parámetros y de sustancias químicas contenidas dentro de él, además de datos meteorológicos y de los escenarios proporcionados para predecir los efectos inflamables por el evento.

Las fases involucradas que puede manejar el simulador son:

- a) Selección y entrada de datos básicos incluidos parámetros particulares del producto químico, condiciones meteorológicas y ambientales, componentes y premisas de los modelos matemáticos y mapas para graficar los resultados;
- b) Elección de la hipótesis de la falla, por ejemplo; la caracterización de las fugas.

c) Procesamiento de los cálculos de las consecuencias para los casos seleccionados aplicando los modelos de:

- Evaporación de charcos
- Dispersión de nubes
- Inflamabilidad
- Explosión
- Toxicidad

Visualización de los resultados, incluyendo tablas con el detalle de las simulaciones y la posibilidad de representar los resultados en mapas.

A continuación se muestra la aplicación de los modelos matemáticos y los detalles, la descripción y procesamiento específico tomado en cuenta para este estudio.

Modelos de descarga

El modelo de descarga predice la tasa de flujo y el estado físico del material mientras es liberado a la atmósfera.

Los algoritmos usados en la modelación de escenarios de orificios en tuberías y recipientes de proceso simulando la descarga de un producto pueden ser divididos en:

- 1) Escape de gas,
- 2) escape de producto en dos fases y
- 3) escape de un líquido que forma un charco sobre la superficie que posteriormente se evapora.

El modelo de la ruptura del tanque calcula las descargas de gases y/o líquidos de un sistema de tubería –tanque (ruptura de un tanque o tubería conectada a él). Este estimado considera las propiedades físico-químicas, variables ambientales (presión atmosférica y temperatura), geometría de la ruptura (circular, rectangular, etc.) y variables de proceso como presión y temperatura.

Dispersión atmosférica

El software Phast modela la dispersión de una nube de vapor tanto de una liberación a nivel de suelo como elevada. También maneja liberaciones continuas o transcientes de gases densos (activa) o ligeros (pasiva).

Los modelos para gases densos a nivel del suelo, empiezan con una nube inicial cilíndrica de vapor que se dispersa, considerando los efectos de la gravedad, la mezcla con el aire del ambiente, el viento, los intercambios térmicos con el aire y el suelo y la transferencia de la dispersión a la fase activa.

El modelo de liberación de vapores ligeros considera el balance de masa de los componentes, conservación del momento, el balance de energía y el esquema de la mezcla de aire en la nube. El nivel de concentración en la nube usa el modelo Gausiano.

Como la mayoría de las liberaciones de material son continuas de duración finita o variable como resultado del tiempo (por ejemplo: evaporación de un charco), Phast simula esos escenarios asumiendo que las liberaciones están compuestas de una secuencia de pequeñas nubes y/o plumas.

Modelos de fuego

Los cálculos de la radiación térmica son hechos para fuegos de los siguientes tipos: Bola de fuego, principal resultante de un “BLEVE” (Boiling Liquid Expanding Vapour Explosion); charco de fuego (pool fire), fuego tipo jet, quemadores y chimeneas, fuego tipo flash, y de fuentes genéricas. El modelo estima cada uno de los factores que influyen en la radiación térmica, los cuales son: el factor de observación de la flama (el ángulo sólido desde la fuente al observador); y la transmitancia atmosférica.

El algoritmo para evaluar los escenarios de fuego tipo charco considera la formación del charco y las características del fuego en una geometría circular o rectangular. El escenario de fuga puede ser especificado como una liberación continua o instantánea. El programa calcula la tasa de quemado del producto, el tamaño de la flama y su geometría (inclinación y movimiento debido a la acción del viento). Por último, la intensidad de la flama es calculada.

El modelo simula los fuegos tipo flash debido a una ignición de una nube de vapor, de una manera integrada al algoritmo de dispersión atmosférica. El tamaño de influencia de la nube es

usado en la modelación del frente del transciente de las flamas que viajan a través de la nube. La radiación térmica en el receptor es calculado como una función del transciente debido a la variación del tamaño de la flama dentro de la nube.

Para bolas de fuego, el modelo calcula su radio, su duración y asume que la base de la bola toca el suelo.

Modelos de explosión

Phast tiene modelos para simular la onda de sobrepresión debido a las explosiones. Esto concierne a las explosiones de recipientes a presión, tanto para gases presurizados como licuados (BLEVE). Simula las explosiones de nubes de vapor por medio de dos metodologías alternativas: Multienergía y Baker-Strehlow.

El modelo de explosión de un recipiente con gas presurizado toma en cuenta el tamaño y la forma del recipiente, las propiedades del gas y calcula la energía del gas comprimido y entonces, la sobrepresión y el impulso de acuerdo a la distancia del receptor. De una manera similar, el modelo de explosión de un recipiente con gas licuado toma en cuenta el tamaño y forma del recipiente, las propiedades y cantidades de líquido y gas, para calcular la energía de expansión y entonces, la sobrepresión e impulso de acuerdo a la distancia del receptor.

Para explosiones de nube de vapor, el modelo de Baker-Strehlow considera: La reactividad química, el grado de confinamiento de la nube, la densidad de los obstáculos cerca de la fuente, y el tipo de fuente de ignición en el cálculo de la velocidad de la flama. En el caso de la metodología de la Multienergía, el usuario especifica la intensidad inicial de la explosión. El grado de confinamiento es clasificado como alto, medio o bajo, de acuerdo si la explosión es uni-bi- o tri-dimensional. La densidad de los obstáculos es clasificada como alta, media y baja, de acuerdo al producto involucrado (por ejemplo: metano-baja reactividad, propano-alta, e hidrógeno-alta). El tipo de ignición es clasificado como fuerte (por ejemplo: jets turbulentos o explosivos), o ligero (por ejemplo: flamas abiertas o superficies calientes).

Simulaciones del análisis de consecuencias

Para la evaluación mediante el software, es necesario conocer y/o determinar parámetros o criterios, tales como la masa liberada, el flujo y la fase de liberación, condiciones ambientales,

criterios para la evaluación por efectos de sobrepresión, radiación térmica y por efectos de toxicidad.

Premisas del cálculo

Los criterios para la evaluación de consecuencias por efectos de radiación térmica, por sobrepresión y por toxicidad empleados, fueron los establecidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), en dos zonas receptoras respecto a cada parámetro de afectación; en la Tabla II-1 se observan las zonas de riesgo por toxicidad, inflamabilidad y explosividad.

Tabla II-1. Zonas de riesgo por toxicidad, inflamabilidad y explosividad.

Evento	Zona de:	
	Amortiguamiento ⁽¹⁾	Alto Riesgo ⁽¹⁾
Toxicidad (concentración)	TLV ₈ o TLV ₁₅	IDLH
Inflamabilidad (radiación térmica)	1.4 KW/m ² o 440 BTU/Pie ² h	5 KW/m ² o 1,500 BTU/Pie ² h
Explosividad (sobrepresión)	0.035 kg/cm ² o 0.5 lb/plg ² o 0.034 bar	0.070 kg/cm ² o 1.0 lb/plg ² o 0.068 bar

Referencias: Guía para la presentación del Estudio de Riesgo, modalidad Análisis de Riesgo.

TLV₈ o TLV₁₅: Valores Umbrales límites.

IDLH: Valores inmediatamente peligrosos para la vida o la salud.

Efectos físicos investigados

Debido a las características físicas y químicas de las sustancias involucradas en los procesos del proyecto y los eventos que pueden evolucionar por la pérdida de contención (fugas sin ignición, incendios y explosiones), es importante conocer los efectos ocasionados al factor humano para poder evaluar escenarios donde los radios de afectación nos permitan definir la implementación adecuada de rutas de evacuación, medidas, sistemas, dispositivos de mitigación y/o contención que minimicen la exposición, los daños y efectos probables hacia el personal operativo garantizando con ello las condiciones seguras del área de trabajo.

En las Tablas II-2 y II-3 se muestra la descripción de los efectos físicos para los niveles de sobrepresión y radiación térmica definidos por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

Tabla II-2. Efectos de la sobrepresión.

Presión⁶	Descripción⁷
0,5 lb/pulg ² (0.034 bar)	Ventanas grandes y pequeñas normalmente se hacen añicos; daño ocasional a los marcos de las ventanas. Limitado a daños menores a estructuras. Esta área se considera como zona de amortiguamiento.
1,0 lb/pulg ² (0.069 bar)	Láminas de asbesto corrugado, se hacen añicos; daño en paneles de aluminio o acero corrugados y accesorios de sujeción con pandeo, daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. Demolición parcial de las casas habitación, quedan inhabitables. Provoca el 1% de ruptura de tímpanos y el 1 % de heridas serias 1 por proyectiles. Esta área se considerará como zona de alto riesgo.

Tabla II-3. Efectos de la radiación térmica.

Radiación⁸	Descripción⁹
1,4 Kw/m ²	Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal), Se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial. No se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición. Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día. Este límite se considera como zona de amortiguamiento
5,0 Kw/m ²	Zona de intervención con un tiempo máximo de exposición de 3 minutos, Máximo soportable por personas protegidas con trajes especiales y tiempo limitado, El tiempo necesario para sentir dolor (piel desnuda) es aproximadamente de 13 segundos, y con 40 segundos pueden producirse quemaduras de segundo grado; Cuando la temperatura de la piel llega hasta 55,0 C aparecen ampollas. Esta radiación es considerada como límite de zona de alto riesgo

Por otra parte, la Agencia Federal para el Manejo de Emergencias de los Estados Unidos (Emergency Management Agency; FEMA) en su manual de procedimientos para el análisis de riesgos químicos (Handbook of Chemical Hazard Analysis Procedures) estableció la relación entre la intensidad de la radiación térmica y el tiempo de exposición para sufrir quemaduras de segundo grado (Tabla II-4; FEMA, 1990).

La Tabla II-4 indica la intensidad de la radiación térmica con respecto al tiempo sin sentir dolor y cuánto tiempo pasaría sin sufrir quemaduras de 2° grado con la misma intensidad. Por ejemplo con una radiación térmica de 1.4 kW/m² (marcado en amarillo) el tiempo que tardaría una persona sin sentir dolor sería de aproximadamente 115 s y para sufrir quemaduras de segundo

⁶ Referencia en la Guía para la Elaboración de Estudios de Riesgo Ambiental, modalidad Análisis de Riesgo

⁷ Manual del simulador PHAST

⁸ Referencia en la Guía para la Elaboración de Estudios de Riesgo Ambiental, modalidad Análisis de Riesgo

⁹ Manual del simulador PHAST

grado tendría que pasar un tiempo de 663 s. Con una radiación térmica de 5 kW/m² (marcado en rojo) el tiempo sin sufrir dolor severo será únicamente de 13 s y para sufrir quemaduras de segundo grado, 40 s; estos valores se establecen para un área de alto riesgo.

Tabla II-4. Intensidad de la radiación térmica y el tiempo de exposición.

Intensidad de Radiación Térmica		Tiempo para sufrir dolor severo (seg)	Tiempo para sufrir quemaduras de segundo grado (seg)
Btu/hr ft ²	kW/m ²		
300	1	115	663
600	2	45	187
1000	3	27	92
1300	4	18	57
1600	5	13	40
1900	6	11	30
2500	8	7	20
3200	10	5	14
3800	12	4	11

	Zona de Alto Riesgo
	Zona de Amortiguamiento

Finalmente, en relación a las especies vegetales debemos señalar que la ignición de la madera está en función del tiempo y los niveles de exposición de radiación térmica (Figura II-1) y esta se encendería si tuviera expuesta a una radiación térmica por arriba de un valor crítico de 13.1 kW/m² (Cohen & Butler 1996).

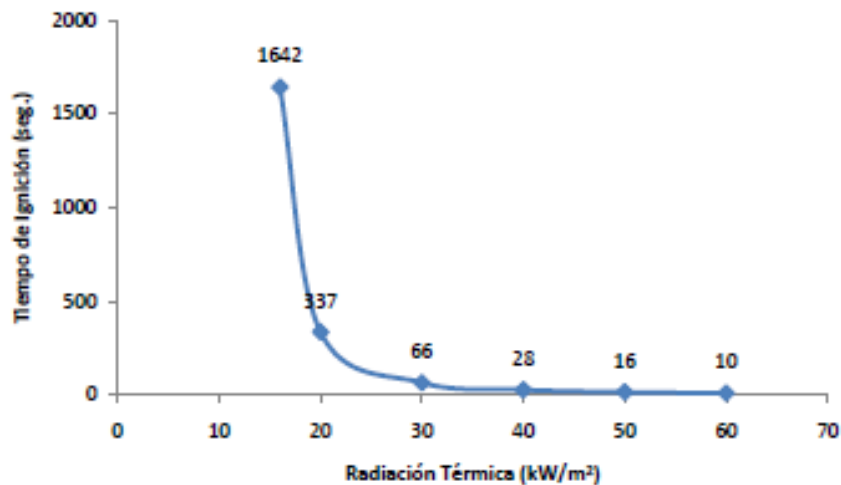


Figura II-1. Tiempo mínimo para la ignición de madera. Tomado y adaptado de Cohen & Butler.

Un escenario por sobrepresión o explosión, se conoce como una liberación repentina de energía, que genera una onda de presión que se desplaza alejándose de la fuente mientras va disipando energía. Esta liberación tiende a ser bastante rápida y concentrada para que la onda que se genera sea audible. Si la velocidad de la onda de sobrepresión en el medio sin reaccionar es supersónica, se conoce como una detonación, mientras que una deflagración se manifiesta con una velocidad de la onda de sobrepresión subsónica. Las detonaciones, son más destructivas que las deflagraciones, pero es muy difícil que se inicie una detonación en forma contraria a una deflagración que requieren de muy poca energía para iniciarse.

Los valores de la Tabla II-5 nos orientan para poder proponer las medidas que se deben adoptar para reducir los efectos de una posible explosión dentro de las instalaciones del proyecto. Los efectos a manifestarse con una sobrepresión de 0.5 psi (marcado en amarillo) corresponden a daños en ventanas pequeñas y grandes para una zona de amortiguamiento, mientras en la zona de alto riesgo con una sobrepresión de 1.0 psi (marcado en rojo) los daños serán estructurales severos en viviendas, demolición parcial de casa dejándolas inhabitables.

Tabla II-5. Efectos asociados a fenómenos peligrosos de tipo mecánico.

Zonas	Presión psi	Efecto
Zona de amortiguamiento	0.02	Ruido (equivalente a 137 dB a bajas frecuencias 10 – 15 Hertz)
	0.03	Rotura ocasional de vidrio en ventanas de gran superficie y bajo tensión
	0.04	Ruido muy fuerte (148 dB) falla de vidrio por onda sonora
	0.1	Rotura de ventana pequeñas bajo tensión
	0.15	Presión típica para rotura de vidrio de cualquier tamaño
	0.3	Distancia segura (95 % de probabilidad de no sufrir daños severos, 10 % de vidrios rotos)
	0.4	Daño estructural menor (en las estructuras ordinarias), rotura total de vidrios
	0.5*	Daño a ventanas pequeñas y grandes
Zona de alto riesgo	1.0*	Daños estructurales severos en viviendas, demolición parcial de casas (inhabitables)
	1-2	Asbesto corrugado, acero corrugado, paneles de madera dañados.
	2	Colapso parcial de paredes y techos de casas. Paneles de madera o aluminio (vivienda estándar) removidos de sus soportes
	2-3	Muros no reforzados ladeados y parcialmente dañados
	2.3	Límite inferior para serio daño estructural
	2.5	Destrucción del 50% de la construcción de ladrillo.
	2.6	Límite mínimo para ocasionar rotura del tímpano
	2.8	10 % de probabilidad de rotura del tímpano
	3	Daños a edificios con estructura metálica, equipo pesado sufre poco daño
	3-4	Ruptura de tanques de almacenamiento de crudo. Estructuras metálicas de edificios distorsionadas y/o arrancadas de sus cimientos
	4	Recubrimiento de edificios industriales fracturados
	5	Postes de madera de líneas telefónicas o de electricidad rotos, arrancados o derribados.
	5-7	Destrucción prácticamente completa de casas
	6.3	50% de probabilidad de rotura del tímpano
	7	Vagones de tren cargados volteados (destrucción de viviendas ordinarias)
	7-8	Paredes de ladrillo, de 8 a 12 " delgadas no reforzados, fallan por fricción.
	9	Carros caja de tren cargados completamente destruidos
	10	Probable destrucción total de edificios, maquinaria pesada (arriba de 12000 sobrevive)
	14.5	Límite mínimo para fatalidades ocasionales
	17.5	10% de probabilidad de fatalidades
	20.5	50% de probabilidad de fatalidades.

Zona de Alto Riesgo

Zona de Amortiguamiento

Fuente: American Institute of Chemical Engineering 1994.CENAPRED

Nota*: Niveles de protección adoptados por ASEA.

II.1.2 Escenarios

II.1.2.1 Criterios para los escenarios máximos probables

1. Condiciones climatológicas.

Con base en la guía para la presentación del estudio de riesgo, modalidad análisis de riesgo propuesta por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), en la que señala que para todas las modelaciones deben considerarse las condiciones meteorológicas más críticas del sitio en la información de los últimos diez años, por lo anterior y partiendo de la información contenida en el boletín 118 del Observatorio Meteorológico Tuxpan de la Comisión Nacional del Agua para el periodo 1987 a 2016, se considerando las siguientes condiciones meteorológicas:

- a) Temperatura media ($^{\circ}\text{C}$) = 25.2
- b) Humedad Relativa (%) = 87
- c) Presión media mb = 1006.6
- d) Velocidad y estabilidad del viento = Este 3 m/s (estabilidad F de Pasquill).

2. Tiempo de fuga

- a) Para tuberías.- El tiempo de respuesta del sistema es inmediato (milisegundos), sin embargo el tiempo de aislamiento y/o bloqueo de las válvulas depende del resultado del estudio de golpe de ariete (hidráulico), es decir, qué tan rápido puede cerrarse la válvula. Ese estudio se realizará en la ingeniería de detalle, por lo que consideramos que el tiempo de respuesta debe considerarse como 30 segundos (la válvula de mayor diámetro es de 30" por lo que se considera 1 segundo por pulgada de diámetro de la válvula).
- b) Para tanques atmosféricos.- Se consideró una liberación continua del inventario en 10 minutos a una tasa constante. De acuerdo a las tablas 3.4 y 3.5 del Libro Guidelines for the quantitative risk assessment (purple book) CPR 18 E.

3. Diámetro de fuga.

Para tuberías se consideró lo siguiente:

- a) Para el caso máximo probable: Fuga por un orificio del 10% del diámetro del tubo y hasta un máximo de 50 mm.
- b) Para el caso catastrófico: Ruptura total.

De acuerdo con la tabla 3.6 del Libro Guidelines for the quantitative risk assessment (purple book) CPR 18 E.

4. Datos del equipo y características de la fuga

- a) Las condiciones de operación del equipo analizado en el escenario y las características de fuga se establecen en las hojas de entrada que pueden ser consultadas en el **Anexo 14.6**, así como en la descripción de cada escenario.

II.1.2.2 Escenarios máximos probables

Los escenarios identificados como máximos probables para las simulaciones, se obtuvieron de la etapa de jerarquización de riesgos (**Anexo 14.4**). A continuación se establecen los escenarios, se descripción, la corriente y las condiciones de operación que alimentaron al software PHAST Ver. 7.1 para determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de acuerdo a los parámetros para radiación térmica, sobrepresión y toxicidad establecidos por la ASEA en la guía para la presentación del estudio del riesgo ambiental, modalidad análisis de riesgo.

Tabla II-6. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias.

Clave del Escenario	Instalación	Descripción del Escenario
TUXAML-1	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina regular en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B, BL-214A/B, BL-217A/B, BL-220A/B y BL-223A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-2	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina premium en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B, BL-212A/B, BL-215A/B, BL-218A/B, BL-221A/B y BL-224A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-3	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de diésel en el brazo de llenado de gasolina regular de 8 pulgadas BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B, BL-213A/B, BL-216A/B, BL-219A/B y BL-222A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-4	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de turbosina en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-225 A/B considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-5	Isla 11 para descarga de Etanol	Fuga de etanol en el brazo de 4 pulgadas considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.4 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.

Clave del Escenario	Instalación	Descripción del Escenario
TUXAML-6	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina regular por sellos de la bomba P-221A/B/C/D/E/F/G/H por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-7	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina premium por sellos de la bomba P-222A/B/C/D/E/F/G/H por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-8	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de diésel por sellos de la bomba P-220A/B/C/D/E/F/G/H, por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-9	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de Turbosina por sellos de la bomba P-223A/B

II.1.2.3 Escenarios catastróficos

Estos escenarios corresponden a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente o línea de proceso, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites por toxicidad, sobrepresión o radiación térmica. La identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias Externo, sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios serán considerados para fines ilustrativos.

Con base en lo señalado en el primer párrafo, los escenarios catastróficos propuestos, estarán definidos a partir de los resultados de los escenarios máximos probables; es decir, se tomarán aquellos escenarios que presenten los mayores distanciamientos para las zonas de alto riesgo. Para el caso que nos ocupa los mayores distanciamientos se obtuvieron por parte del simulador PHAST Ver. 7.1 fueron para el manejo de la turbosina como se puede observar en la Tabla II-7.

Tabla II-7 Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias.

Clave del Escenario	Instalación	Descripción del Escenario
TUXAML-10	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de turbosina brazo de llenado. Ruptura total del brazo.
TUXAML-11	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de turbosina por sellos de la bomba. Ruptura Total.

Con el fin de fortalecer las recomendaciones del análisis HAZOP y de las medidas preventivas que fueron establecidas en el capítulo III del presente estudio, se analizó un escenario catastrófico adicional que fue el derrame de gasolina regular en el tanque TK-203, tomando como base los criterios establecidos en el apartado II.1.2.1, incisos 1, 2 sub-inciso b).

La selección de este escenario, no solo fue a partir de los resultados obtenidos en la etapa de jerarquización de riesgos, sino también considerando los siguientes criterios:

- a) La sustancia seleccionada (Gasolina) es la que expresamente esta considera dentro del Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas.
- b) Se eligió a la gasolina regular, porque es la que tendría un mayor volumen de almacenamiento dentro del Terminal.
- c) La selección del tanque TK-203, fue porque su ubicación dentro de la terminal, el cual se encuentra rodeada de otros tanques de almacenamiento y cerca de los límites del predio.

Tabla II-8. Escenario a considerar para la estimación de consecuencias.

Clave del Escenario	Instalación	Descripción del Escenario
TUXAML-12	Tanque TK-203	Derrame de Gasolina Regular del tanque TK-203 por falla del indicador de nivel..

II.1.3 Resultados de las simulaciones

II.1.3.1 Escenarios máximos probables

En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios simulados:

Tabla II-9. Resultados para los escenarios máximos probables.

Escenarios	Radiación térmica (m)		Sobrepresión (m)	
	5 kw/m ²	1.4 kw/m ²	1 psi	0.5 psi
TUXALM-1	125.18	180.3	69.22	128.07
TUXALM-2	125.18	180.3	69.22	128.07
TUXALM-3	127.41	183.81	75.95	140.53
TUXALM-4	128.57	185.53	141.47	261.74

Escenarios	Radiación térmica (m)		Sobrepresión (m)	
	5 kw/m ²	1.4 kw/m ²	1 psi	0.5 psi
TUXALM-5	69.73	91.74	69.75	129.05
TUXALM-6	93.22	141.44	89.51	165.6
TUXALM-7	93.22	141.44	89.51	165.6
TUXAML-8	57.7	82.96	147.03	204.03
TUXAML-9	98.56	140.68	96.67	178.86

II.1.3.2 Escenario catastrófico

Tabla II-10. Resultados para los escenarios catastróficos.

Escenarios	Radiación térmica (m)		Sobrepresión (m)	
	5 kw/m ²	1.4 kw/m ²	1 psi	0.5 psi
TUXALM-10	1027.63	1576.93	141.47	261.74
TUXALM-11	794.43	1221.36	96.67	178.86
TUXAML-12	181.96	268.91	241.07	284.48

Como fue señalado con anterioridad, la identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias Externo, Plan de Ayuda Mutua, etc. sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios son considerados para fines ilustrativos.

II.1.4 Representación gráfica

En las figuras siguientes se representan las zonas de protección resultantes de la simulación de consecuencias para los escenarios, en el cual se muestran las afectaciones evaluadas en este estudio, las simulaciones fueron representadas en el plano de localización general de equipos, en donde se indican las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de acuerdo a los escenarios simulados.

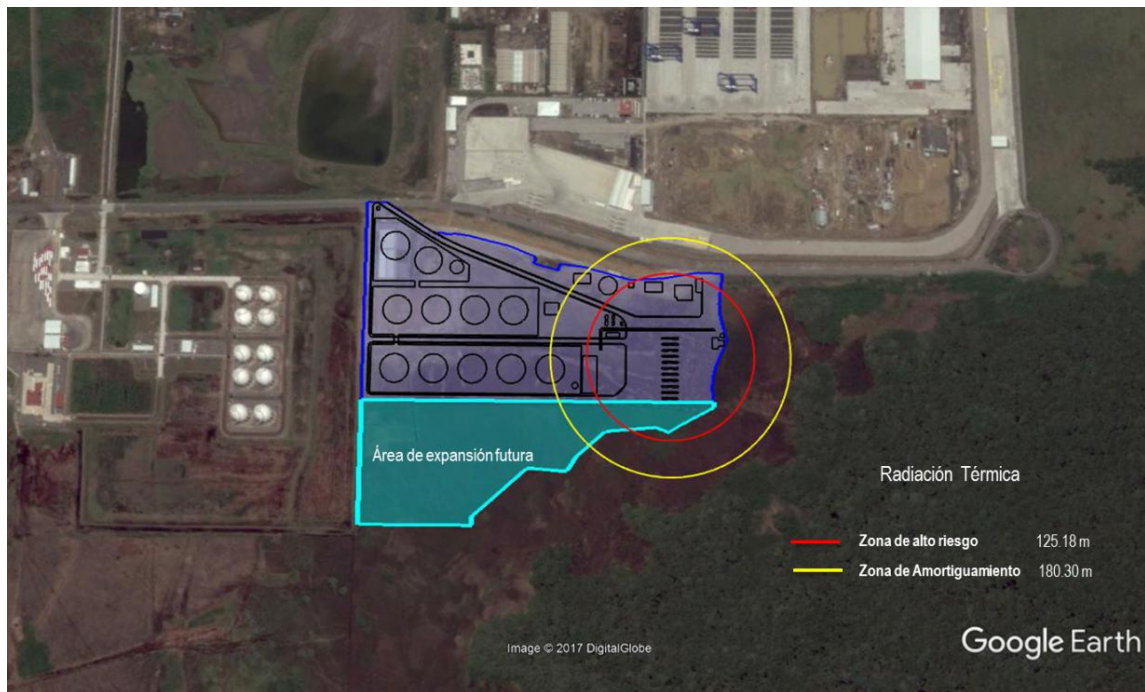


Figura II-2. Representación de radiación térmica escenarios TUXAML-1 y TUXAML-2.

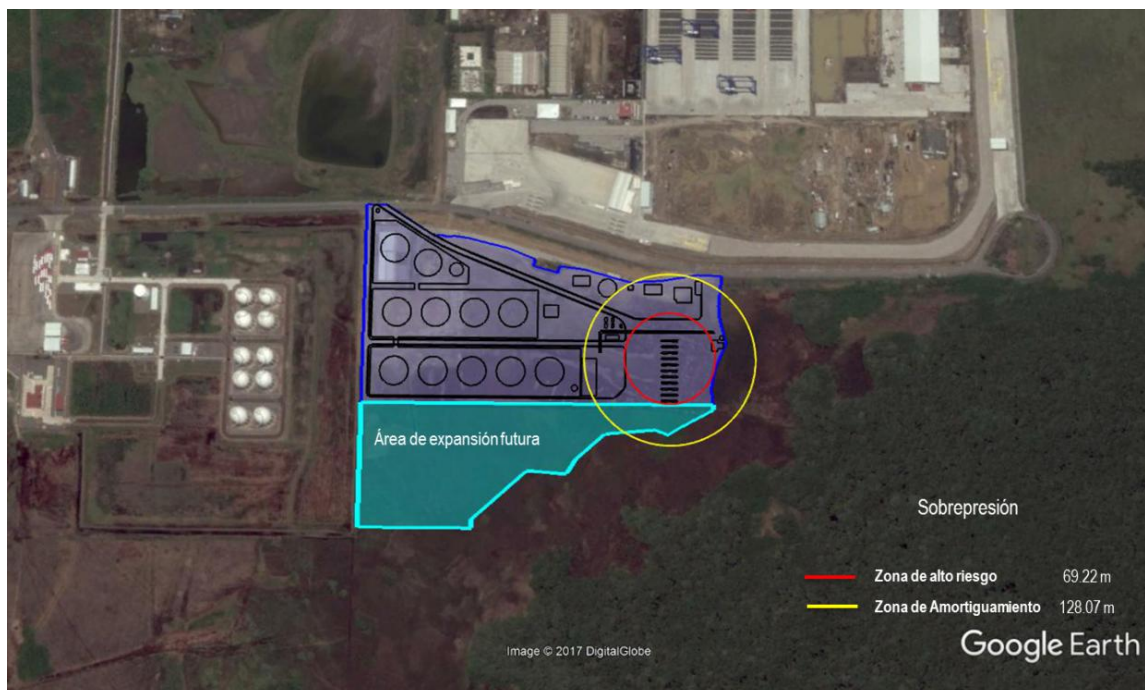


Figura II-3. Representación de sobrepresión escenarios TUXAML-1 y TUXAML-2.

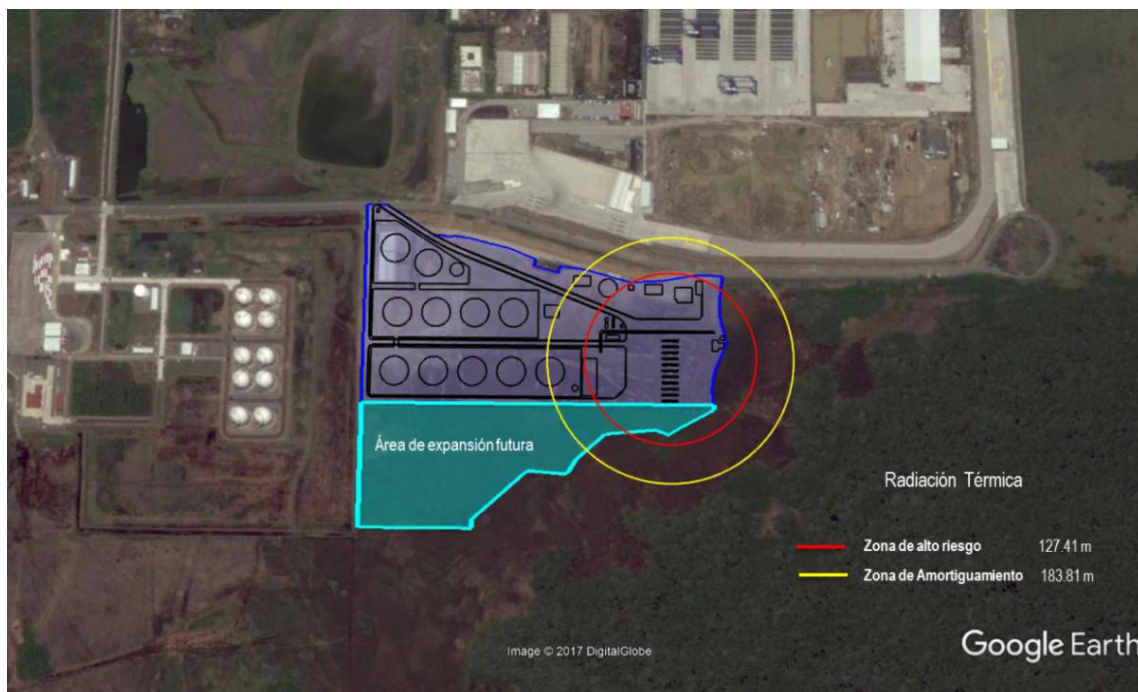


Figura II-4. Representación de radiación térmica escenario TUXAML-3.

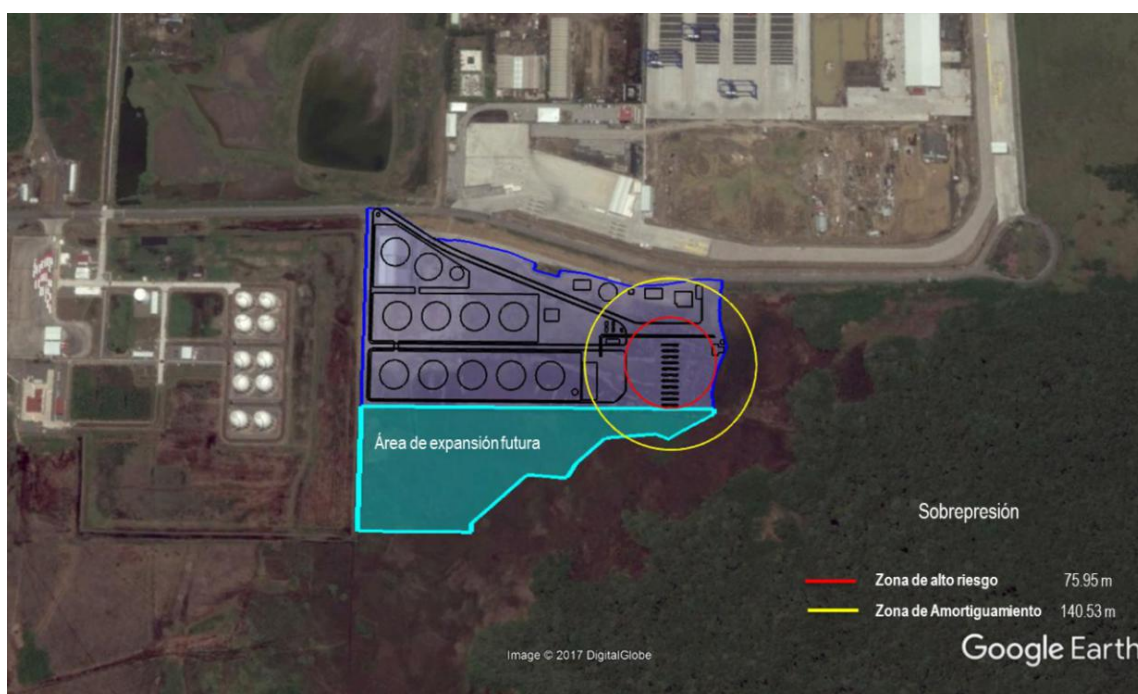


Figura II-5. Representación de sobrepresión escenario TUXAML-3.

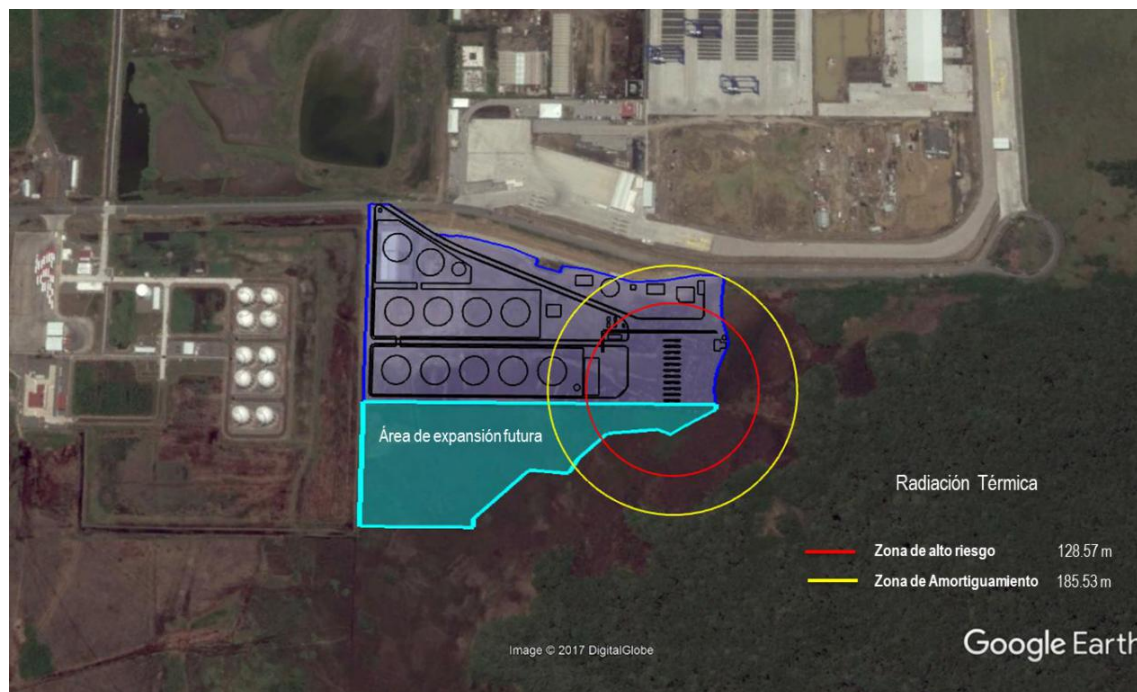


Figura II-6. Representación de radiación térmica escenario TUXAML-4.

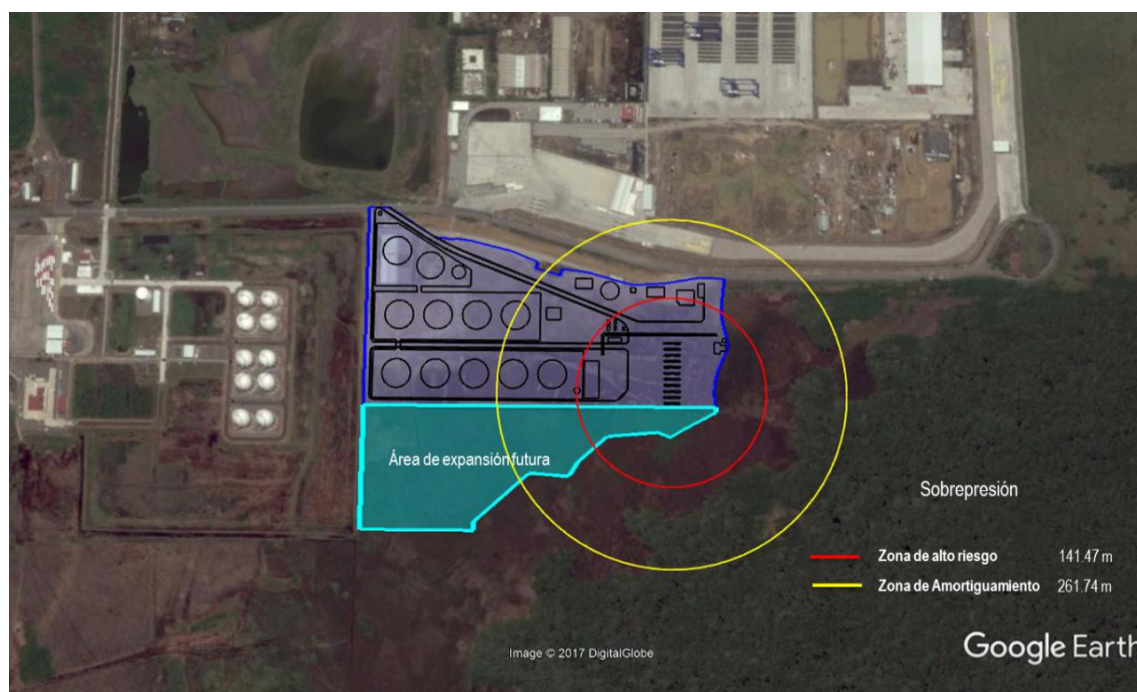


Figura II-7. Representación de sobrepresión escenario TUXAML-4.

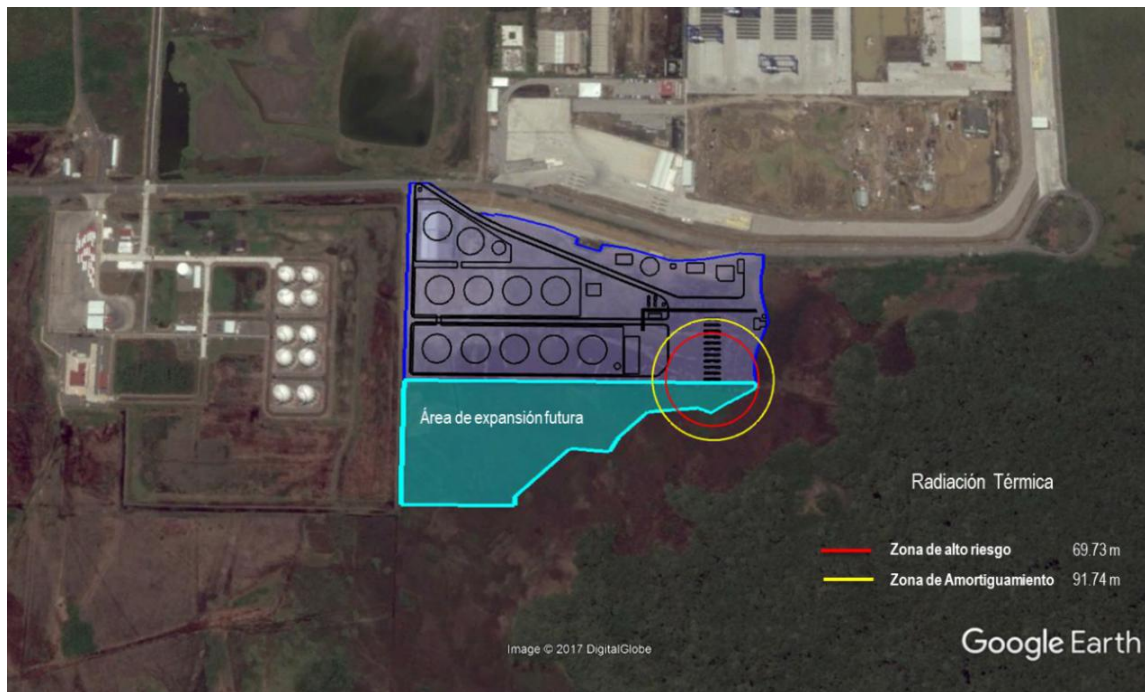


Figura II-8. Representación de radiación térmica escenario TUXAML-5.

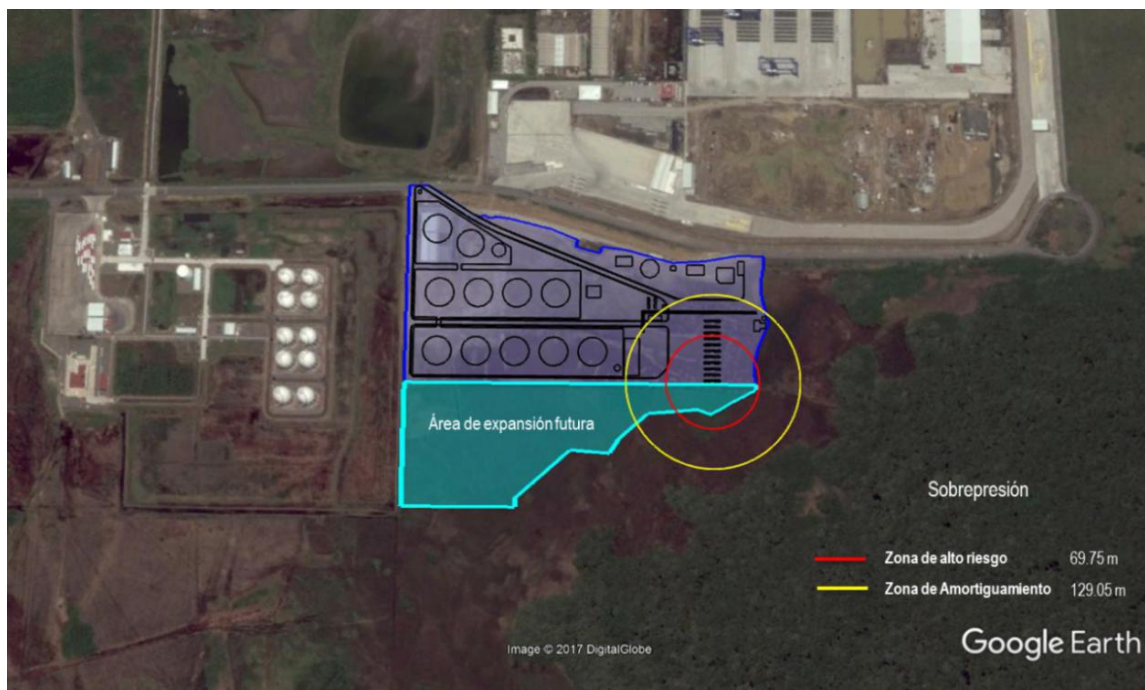


Figura II-9. Representación de sobrepresión escenario TUXAML-5.

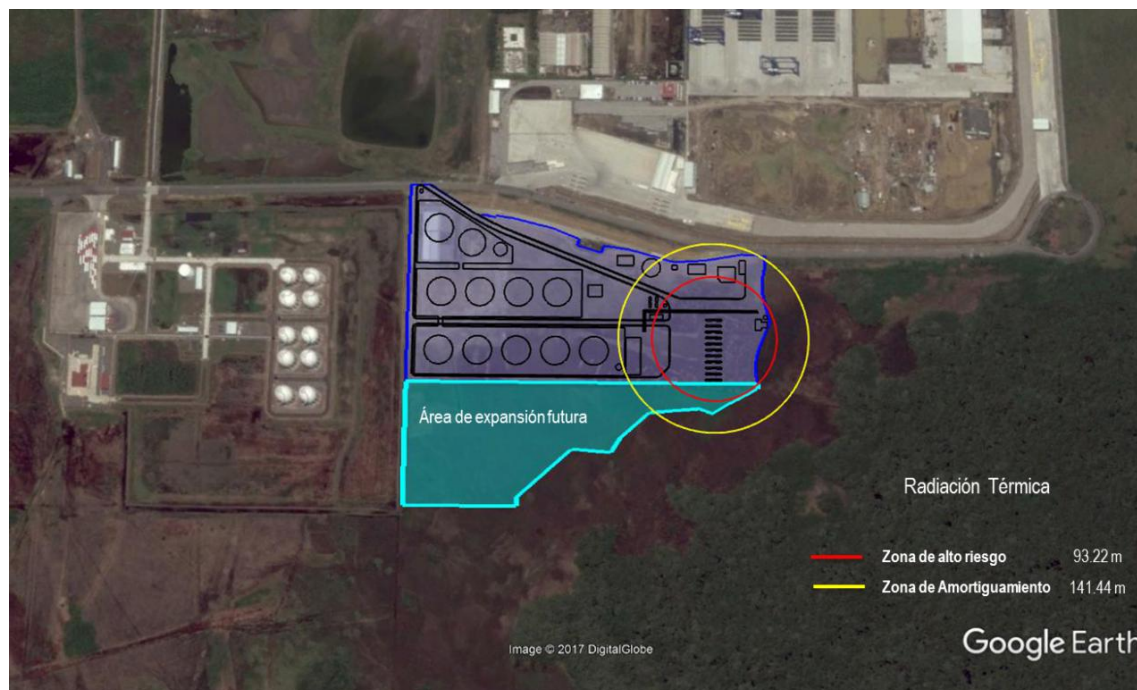


Figura II-10. Representación de radiación térmica escenarios TUXAML-6 y TUXAML-7.

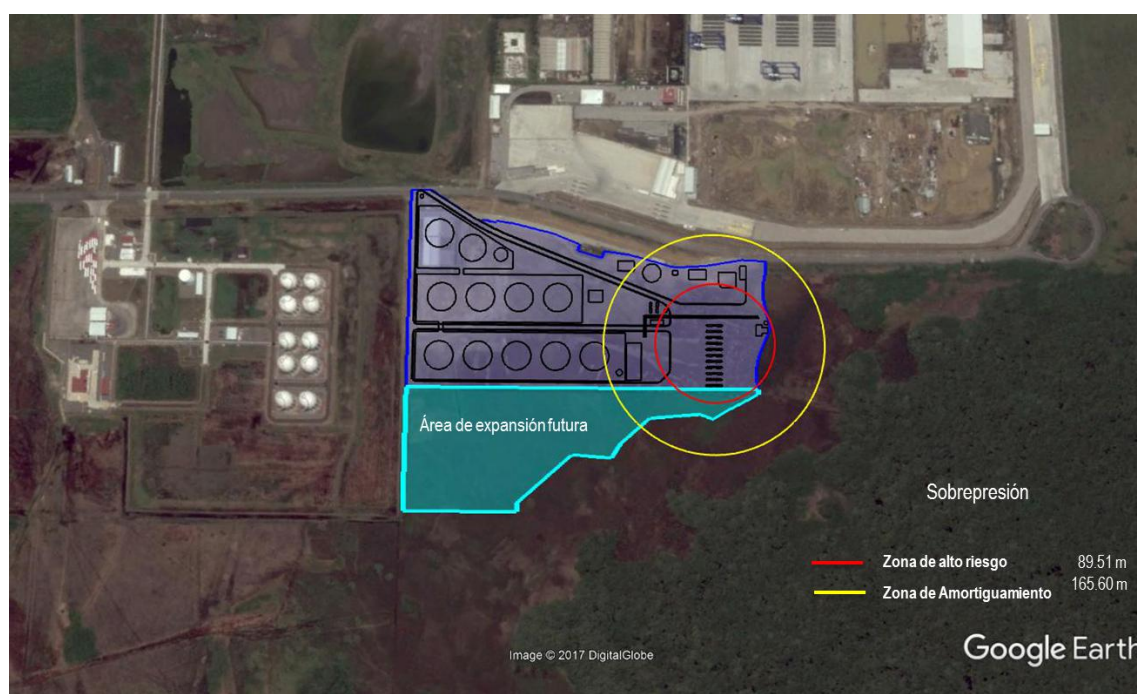


Figura II-11. Representación de sobrepresión escenarios TUXAML-6 y TUXAML-7.

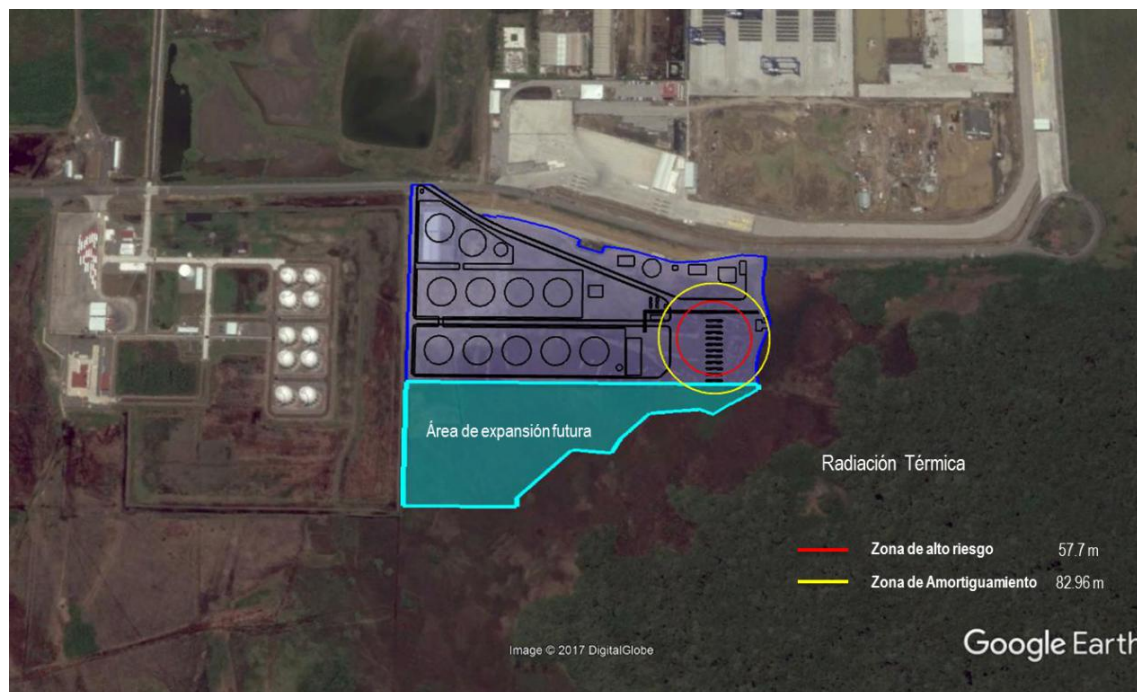


Figura II-12. Representación de radiación térmica escenario TUXAML-8.

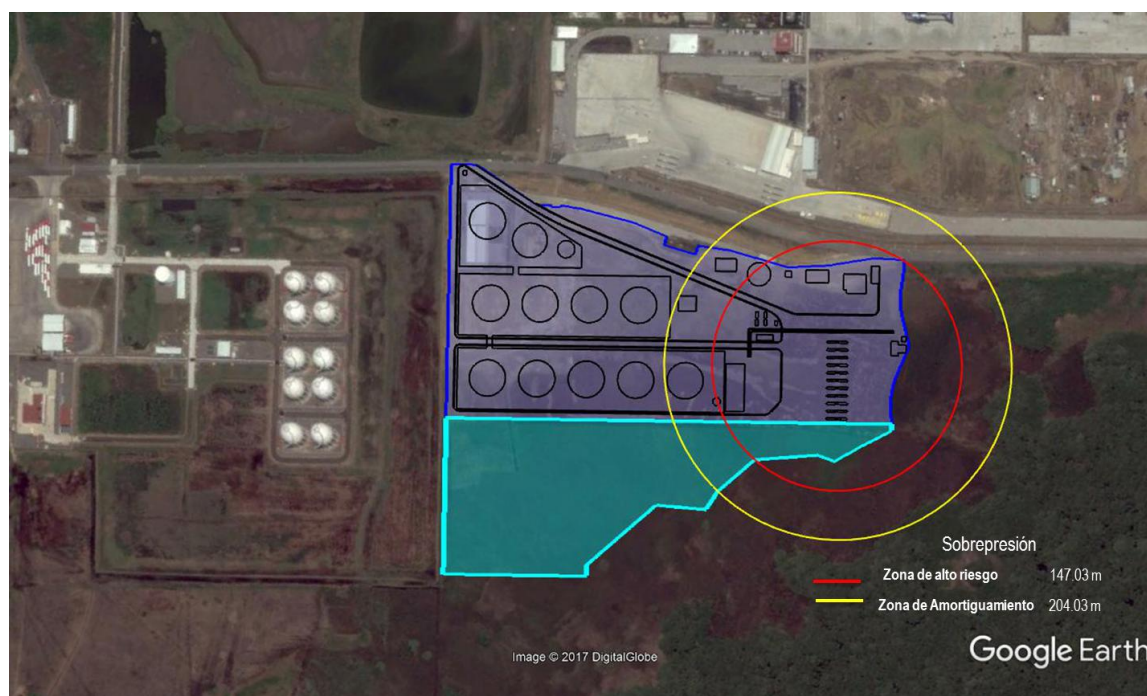


Figura II-13. Representación de sobrepresión escenario TUXAML-8.

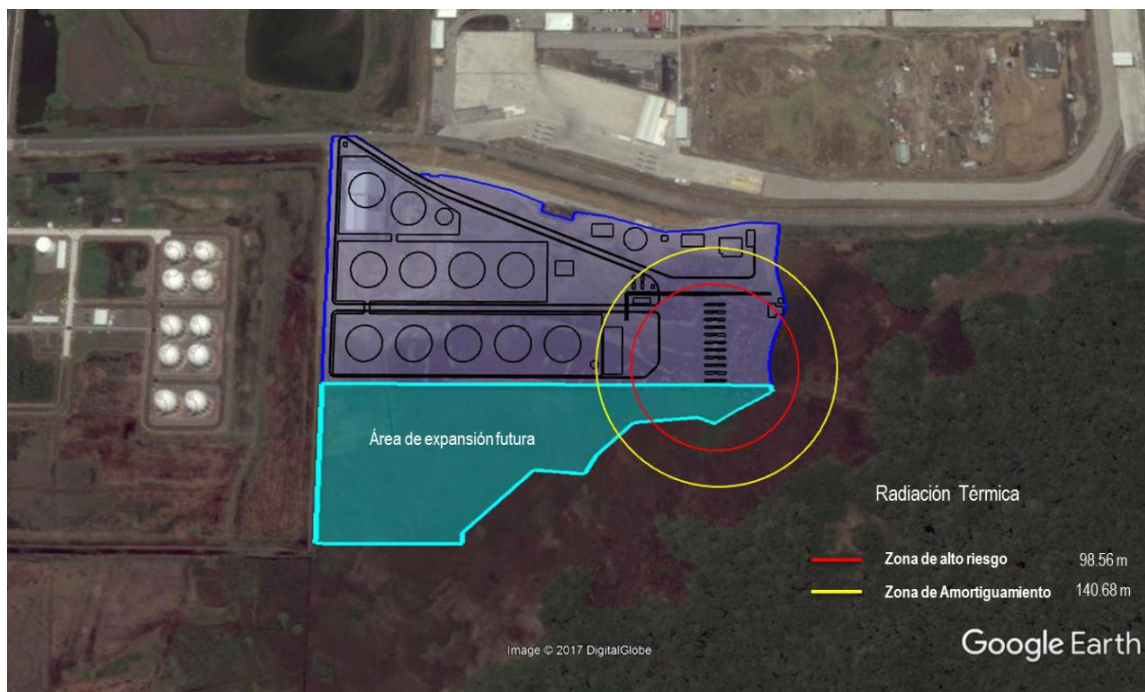


Figura II-14. Representación de radiación térmica escenario TUXAML-9.

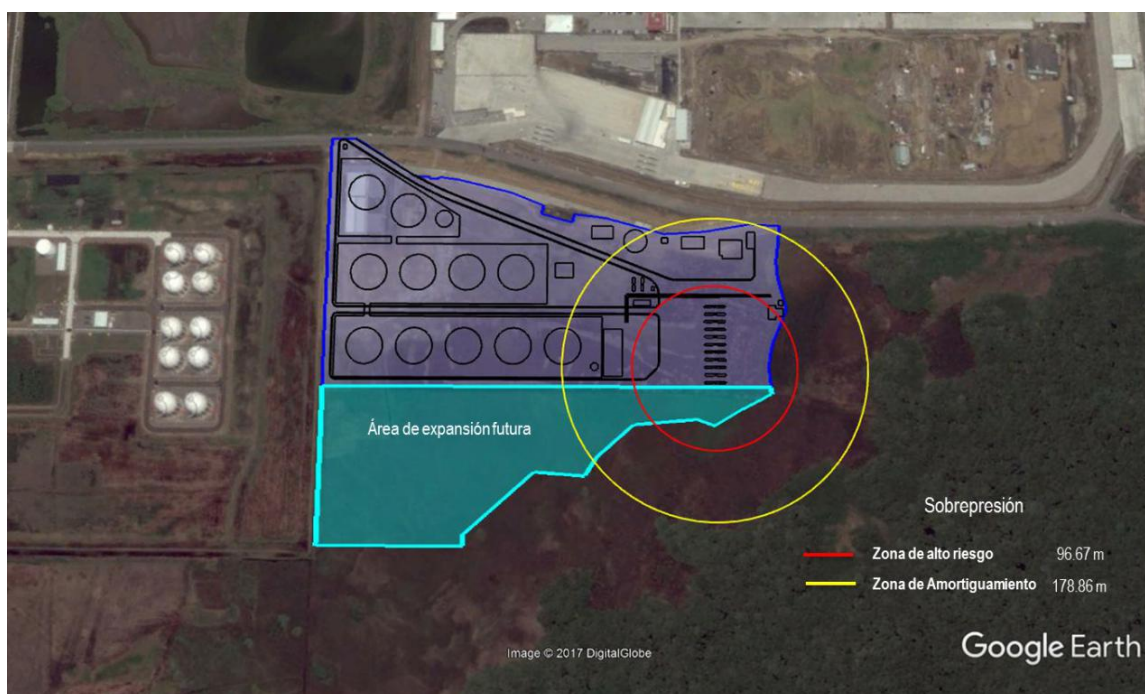


Figura II-15. Representación de sobrepresión escenario TUXAML-9.

Las representaciones graficas en el plano del arreglo general de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Almacenamiento puede ser consultados en el **Anexo 14.7**.

En el capítulo V se incluyen las memorias de cálculo de las modelaciones correspondiente a cada escenario y los resúmenes del software PHAST, así como los planos donde se indican los radios de afectación resultantes de las modelaciones.

Las zonas de alto riesgo que se obtuvieron, si bien en algunos casos rebasan los límites del predio esta zona no afecta alguna zona de interés ecológico, asentamientos humanos o instalaciones aledañas al predio. Y es importante recalcar que en los escenarios máximos probables simulados se consideró el peor caso en relación a la estabilidad del viento.

II.2 Interacciones de riesgo

A continuación se presenta un análisis de las posibles interacciones de riesgo considerando las zonas de alto riesgo de los escenarios analizado, con la finalidad de determinar aquellas instalaciones que en determinado momento, en el caso que se presentara algún incidente pudiera afectar las instalaciones inmediatas a su entorno, lo cual permita establecer las medidas necesarias para evitar la manifestación de un posible efecto dominó. El análisis se realizará sobre aquellos escenarios zonas de alto riesgo

Tabla II-11. Interacciones con instalaciones existentes.

Escenario	Riesgo	Zona de Alto riesgo (m)	Interacción
Escenarios máximos probables			
TUXAML-1	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	125.18	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-1	Sobrepresión 1 psi (m)	69.22	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-2	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	125.18	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-2	Sobrepresión 1 psi (m)	69.22	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto

Escenario	Riesgo	Zona de Alto riesgo (m)	Interacción
TUXAML-3	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	127.41	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-3	Sobrepresión 1 psi (m)	75.95	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-4	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	128.57	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-4	Sobrepresión 1 psi (m)	141.47	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-5	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	69.73	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-5	Sobrepresión 1 psi (m)	69.75	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-6	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	93.22	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-6	Sobrepresión 1 psi (m)	89.51	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-7	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	93.22	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-7	Sobrepresión 1 psi (m)	89.51	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-8	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	57.7	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-8	Sobrepresión 1 psi (m)	147.03	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-9	Radiación térmica 5 kW/m ² (m)	98.56	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto
TUXAML-9	Sobrepresión 1 psi (m)	140.68	Instalación con equipos e instalaciones del proyecto

De análisis de los resultados anteriores, que los efectos por radiación y por sobrepresión tienen interacción con instalaciones de la terminal, pero considerando las recomendaciones técnico operativas obtenidas del HAZOP, los sistema de seguridad y las medidas preventivas propuestas en el capítulo III, se podría evitar un efecto dominó.

Adicionalmente, resulta relevante indicar que las medidas propuestas en el capítulo III del estudio de riesgo ambiental aseguran el prevenir, controlar y contener un posible incidente relacionado con los escenarios analizados y también tienen como objetivo evitar que se genere una cadena de sucesos que lleven a la ocurrencia de un incidente catastrófico.

II.3 Efectos sobre el sistema ambiental

Metodología para identificar y evaluar los impactos ambientales por la posible ocurrencia de los escenarios analizados

Del conjunto de metodologías disponibles, las que mejor se ajustan a las características del proyecto y al estado del entorno, son las listas de chequeo y las matrices de interacciones.

Por lo anterior, en la formulación de la matriz de identificación de impactos que se aborda para el proyecto fue antecedida por la identificación de los componentes ambientales y de los escenarios analizados que potencialmente pueden propiciar impactos al ambiente y por los componentes del ambiente que pueden recibir el efecto de los diferentes escenarios de riesgo analizados; así, en esta etapa se llega a un nivel prospectivo que inició a partir del conocimiento de la estructura y del funcionamiento del sistema ambiental para concluir con la determinación de las interacciones (impactos) entre los escenarios de riesgo y los factores del ambiente para lograr concretar algún proceso que permita determinar la significancia de los impactos, en el contexto de la definición que al respecto ofrece el REIA.

En una etapa subsecuente se pasa a la etapa de evaluación (valoración) de los impactos, en la cual el valor de cada impacto dependerá de la cantidad y de la calidad del factor afectado, de la importancia o contribución de éste a la variación de la calidad del ambiente en el área de influencia del proyecto, del grado de incidencia de la afectación y de las características del efecto expresadas en los atributos que pudieran describirlos.

Sobre ese esquema, la valoración de los impactos identificados, realizada en el contexto del proceso descrito, integra un trabajo cuantitativo que determina el valor de cada impacto a partir

de su magnitud y de su incidencia. La magnitud a su vez, es ponderada a través del uso de indicadores de impacto, algunos de los cuales son esquematizados en este reporte.

Como parte culminante de esta etapa, la metodología concluye con la determinación del nivel de significancia de cada uno de los impactos y con su descripción. Esta etapa del proceso se aborda en dos etapas: en la primera, con bases cualitativas y tomando como referencia el contexto de la definición de impacto significativo del artículo 3° fracción IX del REIA y el universo de impactos de atención especial identificados en el procedimiento descrito, se desarrolla una práctica para cribar los impactos y llegar a aquellos que se ajustan al concepto de significancia o relevancia citado.

En la segunda etapa y ante la carencia de impactos que alcancen la dimensión de significancia que define la fracción IX del artículo 3° del REIA, se aplica un proceso que permite diferenciar los impactos de mayor valor, del conjunto de impactos identificados.

Identificación de impactos: tomando como punto de referencia la información que deriva de los escenarios de riesgo analizados, se elaboró una lista de chequeo; en ella se enlistan los escenarios de riesgo y los impactos ambientales (positivos y negativos) resultantes. Resulta importante destacar que junto con las matrices de interacciones (genéricamente conocidas como “Matriz de Leopold), conforman las herramientas más empleadas para la identificación de impactos ambientales; respecto a la lista de chequeo, se anticipa su limitación fundamental en términos de no favorecer una precisión más útil respecto al origen y el alcance de cada impacto, aunque sus alcances le confieren alguna utilidad en el proceso.

Tabla II-12. Lista de chequeo para identificación de impactos.

Escenario de Riesgo	Efectos de impacto ambiental sobre un determinado factor ambiental	Signo del impacto	
		+	-
Escenarios por Radiación térmica y/o Sobrepresión..	Efecto a la vegetación		1
	Efecto a la fauna		1
	Efecto a la población		1
	Efecto al aire		1
	Efecto al suelo		1
	Efecto al paisaje		1
Total de impactos por los diferentes escenarios		0	6

Posteriormente se desarrolló una matriz de interacción entre los escenarios de riesgo y los impactos ambientales identificados en la lista de chequeo por componente ambiental potencialmente afectable, se conformó así una matriz de identificación de impactos ambientales, con el método de la matriz de Leopold:

Tabla II-13. Matriz de Leopold.

MATRIZ DE IDENTIFICACIÓN DE IMPACTOS AMBIENTALES				Escenarios por radiación térmica y/o sobrepresión
SISTEMA	MEDIO	FACTOR	ATRIBUTO	
FÍSICO-NATURAL	ABIÓTICO	Aire	Partículas suspendidas	1
			Confort sonoro	1
		Suelo	Estructura	1
	BIÓTICO	Vegetación	Cobertura	1
			Diversidad	1
			Abundancia	1
		Fauna	Diversidad	1
			Abundancia	1
			Hábitat	1
		Procesos bióticos	Movilidad de especies	1
			Pautas de comportamiento	1
		Ecosistemas	Integridad funcional	1
			Capacidad de carga	1
	PERCEPTUAL	Paisaje	Visibilidad	1
			Calidad paisajística	1
			Frecuencia de la presencia humana	1
SOCIOECONÓMICO	POBLACIÓN	Asentamiento humanos	Daños a la salud	1
TOTAL				17

Cribado y denominación de las interacciones o impactos

Del análisis de las interacciones encontradas en las redes de interacciones y en las matrices derivó el reconocimiento de los impactos potenciales a través de un ejercicio de análisis y cribado, determinando cuáles son los efectos que resultan de dichas interacciones entre la obra o actividad y los factores ambientales que se intervienen; lo anterior se concretó en una relación de 17 impactos potenciales esto debido a que en cualquiera de los escenarios analizados se identificaron los mismos impactos ambientales.

Tabla II-14. Efecto o Impactos Ambientales.

Componente	Factor	No.	Posible efecto o Impacto Ambiental
Aire	Partículas suspendidas	1	Contaminación atmosférica por generación polvos durante la ocurrencia del evento
	Confort sonoro	2	Contaminación atmosférica por el ruido generado durante la ocurrencia del evento
Suelo	Estructura	3	Modificación física del suelo
Vegetación	Cobertura	4	Eliminación de la capa vegetal
	Diversidad	5	Modificación de la diversidad
	Abundancia	6	Modificación en la abundancia de especies vegetales
Fauna	Diversidad	7	Modificación en la diversidad
	Abundancia	8	Modificación en la abundancia
	Hábitat	9	Reducción de hábitats
Procesos bióticos	Movilidad de especies	10	Desplazamiento de fauna silvestre
	Pautas de comportamiento	11	Alteración en las pautas de comportamiento de la fauna silvestre
Ecosistemas	Integridad funcional	12	Alteración en el funcionamiento en uno o más procesos del ecosistema
	Capacidad de carga	13	Modificación en la capacidad de asimilación, recuperación o renovación de recursos naturales.
Paisaje	Visibilidad	14	Modificación de la visibilidad
	Calidad paisajística	15	Alteración de la calidad paisajística
	Frecuencia de la presencia humana	16	Modificación del paisaje por la presencia humana
Asentamiento humanos	Salud pública	17	Alteración en la salud

Valoración de los Impactos ambientales

El siguiente paso en la aplicación de la metodología para la evaluación de los impactos ambientales es, la valoración de los impactos identificados para determinar su significancia; esta etapa del proceso se abordó en dos fases completamente independientes: la primera, se identifica la significancia con bases cualitativas y tomando como referencia el alcance de la definición de impacto significativo que establece la fracción IX del artículo 3º del REIA, mientras que la segunda se basó en la propuesta de Gómez Orea (Op. Cit), modificada para permitir aplicar las definiciones y disposiciones del marco jurídico que regula este procedimiento (LGEEPA y su reglamento en materia de evaluación del impacto ambiental); (Figura II–16)

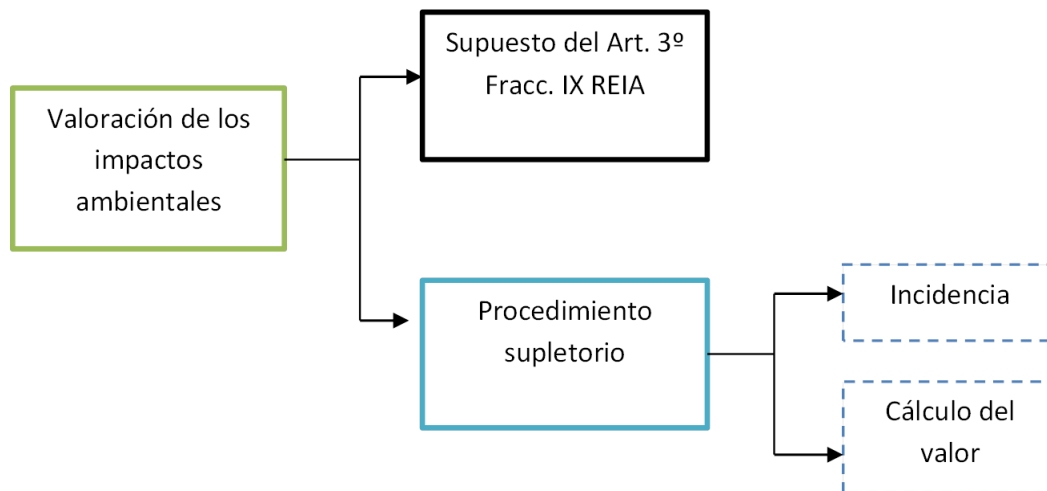


Figura II–16. Procedimiento para valorar la significancia de los impactos ambientales.

Valoración bajo los supuestos del Artículo 3º Fracción IX del REIA

Como se ha mencionado con anterioridad, el primer procedimiento en la valoración de los impactos se ajustó a los lineamientos de la normatividad, en particular a las disposiciones del reglamento de la LGEEPA en materia de evaluación del impacto ambiental.

En tal sentido, toda vez que la Ley (LGEEPA) dispone en la fracción XX de su artículo 3º que la manifestación de impacto ambiental es el documento mediante el cual se da a conocer, con base en estudios, el impacto ambiental significativo y potencial que generaría una obra o actividad, así como la forma de evitarlo o atenuarlo en caso de que sea negativo.

Por otro lado, se consideró la definición que establece la fracción IX del artículo 3º del Reglamento de la LGEEPA en materia de Evaluación del Impacto Ambiental, el cual define que

un impacto ambiental significativo es aquel que resulta de la acción del hombre o la naturaleza, que provoca alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales

En este sentido, asumiendo los alcances de la hermenéutica de esta definición, como aquella que implica el que para que un impacto sea significativo éste debe satisfacer todos los supuestos que relaciona esa definición, resultó importante para la técnica definir los conceptos:

- Alteraciones en los ecosistemas y recursos naturales,
- Alteración de la salud,
- Obstaculización de la existencia y desarrollo del hombre,
- Obstaculización de la existencia y desarrollo de los seres vivos,
- Continuidad de los procesos naturales.

En tal sentido, la aceptación con la que se asumen los conceptos anteriores en la determinación del impacto significativo se describen a continuación:

Alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales.- El concepto de alteración en los ecosistemas y sus recursos naturales se asume como aquel efecto que provoca un cambio en la esencia o forma de los ecosistemas en su organización para que funcionen como la unidad básica de interacción de los organismos vivos entre si y de estos con el ambiente, en un espacio y tiempos determinados (Fracción XIII, Artículo 3º, LGEEPA), por lo tanto un impacto alcanzará significancia cuando cambie la esencia de la función de los ecosistemas y estos dejen de conformar la unidad básica de interacción de los organismos vivos entre si y de estos con su ambiente, lo que equivaldrá a la alteración radical de su integridad funcional y de su capacidad de carga.

Alteración de la salud.- El Diccionario de la Lengua Española de la Real Academia Española (DLRAE) define el verbo alterar como “cambiar la esencia o la forma de algo”. Por lo que se refiere al sujeto receptor de la alteración, este no se encuentra explícitamente identificado en el concepto que define el REIA, pero es de inferirse que ese atributo está dirigido hacia las personas, toda vez que la fracción I del artículo 1 de la LGEEPA dispone que este instrumento establece las bases para “Garantizar el derecho de toda persona a vivir en un medio ambiente adecuado para su desarrollo, salud y bienestar”.

Consecuentemente, un impacto significativo será aquel que modifique en sentido negativo el estado de salud de las personas, esto es que la afecte y que consecuentemente vaya en detrimento de su estado físico.

Obstaculización de la existencia y desarrollo del hombre.- El significado del verbo obstaculizar lo detalla el DLERAE como “Impedir o dificultar la consecuencia de un propósito” consecuentemente, un impacto será significativo cuando impida la existencia del hombre y cuando impida su desarrollo, entendiendo por lo primero la afectación negativa de la vida del hombre y de la continuidad de sus procesos vitales (desarrollo). Esto equivale a considerar, que la significancia del impacto, sustentada en este concepto implicaría poner en riesgo la vida de las personas y su desarrollo en el más amplio sentido.

Obstaculización de la existencia y desarrollo de los seres vivos.- Al igual que el concepto anterior, en este rubro el impacto será significativo cuando impida la existencia de los seres vivos (en general de todos aquellos que conforman la biota, flora y fauna) y cuando impida su desarrollo, entendiendo por lo primero la afectación negativa de la vida de los seres vivos y de la continuidad de sus procesos vitales.

Continuidad de sus procesos naturales.- Todo lo que ocurre en la naturaleza, son procesos o transformaciones naturales, y una característica de todos ellos es que se desarrollan durante un lapso de tiempo (ninguno es instantáneo); algunos ejemplos de procesos naturales son el envejecimiento, erosión, la fotosíntesis, el ciclo del agua, la productividad primaria, el ciclo de la energía, la respiración, la reproducción, la evaporación es un proceso o transformación natural; en consecuencia el número de “procesos naturales es prácticamente de difícil cuantificar. Por lo tanto, el texto que se analiza, el cual forma parte de la definición contenida en la fracción IX del artículo 3° del REIA, al no acotar el concepto “procesos naturales”, alude a todos aquellos procesos que se dan en la naturaleza y que se aseguran la funcionalidad.

Por otra parte, la palabra continuidad alude a la unión natural que tienen entre si las partes de un continuum, lo que equivale a considerar que su utilización en la frase continuidad de los procesos naturales, implica que estos, los procesos naturales, están unidos y se desarrollan en el tiempo de manera secuencial, uniforme e ininterrumpida.

Consecuentemente para un impacto sea significativo deberá incidir en alterar alguna o algunas de las partes de esos continuum integrados por los procesos de transformación que ocurren en la naturaleza.

Con base en las definiciones antes desarrolladas y para determinar si alguno de los impactos negativos identificados hasta esta etapa, potencialmente generados durante el ciclo de vida del proyecto, alcanzaba el nivel de impacto ambiental significativo se aplicó el alcance conjunto de cada uno de los conceptos que integran la definición que establece la fracción IX del artículo 3º del REIA en un ejercicio simple de ajuste a cada supuesto definido por el concepto; el resultado alcanzado se presenta en la Tabla II-15 y se anticipa que ninguno de los impactos negativos identificados alcanzó el nivel de significancia, con base en la definición del Art. 3 fracción IX REIA.

Tabla II-15. Determinación de significancia de los impactos ambientales con base el supuesto del Art. 3 fracción IX.

No.	Posible efecto o Impacto Ambiental	Supuestos establecidos en la fracción IX del Art. 3 del REIA							
		Origen		Altera		Obstaculiza			
		Hombre	Naturaleza	Ecosistemas y recursos naturales	Salud	Existencia del hombre	Desarrollo del hombre	Existencia de los demás seres vivos	Continuidad de los procesos naturales
1	Contaminación atmosférica por polvos generados durante la ocurrencia del evento	√	X	√	X	X	X	√	X
2	Contaminación atmosférica por el ruido generado durante la ocurrencia del evento	√	X	√	√	X	X	√	X
3	Modificación física del suelo	√	X	√	X	X	X	√	X
4	Eliminación de la capa vegetal	√	X	√	X	X	X	√	X
5	Modificación de la diversidad de especies vegetales	√	X	√	X	X	X	√	X
6	Modificación en la abundancia de especies vegetales	√	X	√	X	X	X	√	X
7	Modificación en la diversidad de la fauna	√	X	√	X	X	X	√	X
8	Modificación en la abundancia de la fauna	√	X	√	X	X	X	√	X
9	Reducción de hábitats	√	X	√	X	X	X	√	X
10	Desplazamiento de fauna silvestre	√	X	√	X	X	X	√	X
11	Alteración en las pautas de comportamiento de la fauna silvestre	√	X	√	X	X	X	√	X

No.	Posible efecto o Impacto Ambiental	Supuestos establecidos en la fracción IX del Art. 3 del REIA							
		Origen		Altera		Obstaculiza			
		Hombre	Naturaleza	Ecosistemas y recursos naturales	Salud	Existencia del hombre	Desarrollo del hombre	Existencia de los demás seres vivos	Continuidad de los procesos naturales
12	Alteración en el funcionamiento en uno o más procesos del ecosistema	√	X	√	X	X	X	√	X
13	Modificación en la capacidad de asimilación, recuperación o renovación de recursos naturales.	√	X	√	X	X	X	√	X
14	Modificación de la visibilidad	√	X	√	X	X	X	X	X
15	Alteración de la calidad paisajística	√	X	X	X	X	X	X	X
16	Modificación del paisaje por la presencia humana	√	X	X	X	X	X	X	X
17	Alteración en la salud	√	X	X	√	X	X	X	X

√ = Se ajusta al supuesto, X = No se ajusta al supuesto

En una aplicación estricta de la norma jurídica, con el resultado alcanzado con el ejercicio resumido en la tabla anterior, debería de haberse concluido la integración del ERA, informándole a la autoridad ambiental que no había impacto ambiental significativo que reportar, toda vez que la definición de MIA refiere a que es el documento a través del cual se da a conocer el impacto ambiental significativo de un proyecto, sin embargo el promovente del proyecto tiene como objetivo impulsar un proyecto sustentable y, ante tal enfoque se avocó a identificar la destacabilidad de los impactos que decide atender por su incidencia y que les hace destacar por encima del resto de tales efectos, para lo cual llevó adelante el desarrollo de la técnica de Gómez Orea (Op. Cit), con la cual es factible alcanzar este objetivo.

Derivado de lo anterior, fue preciso aplicar el procedimiento supletorio, dicha técnica establece que una vez identificados los impactos, es necesario determinar, en primera instancia, su valor de incidencia.

Procedimiento supletorio. Determinación de la incidencia

Como se mencionó anteriormente, la incidencia se refiere a la severidad y forma de la alteración, la cual viene definida por una serie de atributos de tipo cualitativo que caracterizan dicha alteración, por lo que tomando como base el juicio de expertos, la Matriz de Identificación de

Impactos Ambientales, y la red de interacciones que le dio origen, se generó una tabla de impactos ambientales por factor y sub factor ambiental, a dichos impactos se atribuye un índice de incidencia que variará de 0 a 1 mediante la aplicación del modelo conocido que se describe a continuación y propuesto por Gómez Orea (2002)¹⁰, de manera que la autoridad pueda replicarlos al evaluar la información presentada.

Se tipificaron las formas en que se puede describir cada atributo, es decir el carácter del atributo; se atribuyó un código numérico a cada carácter del atributo, acotado entre un valor máximo para la más desfavorable y uno mínimo para la más favorable, cabe hacer mención que para mayor claridad sobre la aplicación de cada valor, así como para su reproducción por parte de la autoridad ambiental.

El índice de incidencia de cada impacto, se evaluó a partir del siguiente algoritmo simple, que se muestra a continuación, por medio de la sumatoria de los valores asignados a los atributos de cada impacto y sus rangos de valor o escala:

$$I = C + A + T + Rv + Pi + Pm + Rc^3$$

Expresión 1¹¹

1. Se estandarizó cada valor de cada impacto entre 0 y 1 mediante la expresión 2.

$$\text{Incidencia} = I - I_{\min} / I_{\max} - I_{\min}$$

Expresión 2

Siendo:

I = el valor de incidencia obtenido por un impacto.

I_{max} = el valor de la expresión en el caso de que los atributos se manifestaran con el mayor valor, que para el caso de esta evaluación será 24, por ser 8 atributos con un valor máximo cada uno de 3.

¹⁰ Modificado de Gómez-Orea, Domingo. Evaluación de Impacto Ambiental. Mundi Prensa 2002. Pag. 330

¹¹ El significado de las variables C, A, T Rv, Pi, Pm y Rc se definen en la tabla II.21

I_{min} = el valor de la expresión en caso de que los atributos se manifiesten con el menor valor, que para el caso de esta evaluación será 8, por ser 8 atributos con un valor mínimo cada uno de 1.

Previamente se determina un valor umbral de destacabilidad a aplicar a los resultados del ejercicio y éste queda a criterio del evaluador. La técnica recomienda asignar la destacabilidad¹² a los impactos que alcancen el valor I_{max} , sin embargo, con objeto de ser más rigurosos en la selección se decidió aplicar el siguiente valor umbral:

Tabla II-16. Categorías de destacabilidad de los impactos ambientales evaluados.

Categoría	Interpretación	Intervalo de valores
Despreciables	Alteraciones de muy bajo impacto a factores del ambiente o procesos que no comprometen la integridad de los mismos.	Igual o menor a 0.33
No destacables	Se afectan procesos o factores del ambiente sin poner en riesgo los procesos o estructura de los ecosistemas de los que forman parte.	0.34 a 0.59
Destacables	Se pueden generar alteraciones que sin medidas afecten el funcionamiento o estructura de los ecosistemas dentro del SA.	Igual o mayor a 0.60

Elaboración propia.

¹² En este ejercicio se utiliza el adjetivo destacable (destacabilidad), como sustituto de significativo para no propiciar una confusión con el concepto que utiliza la definición de la MIA (impacto ambiental significativo) cuya aplicación ya se analizó y evidenció que ninguno de los impactos que se han identificado que pudiera ocasionar el proyecto alcanza esa connotación, en consecuencia y de acuerdo al objetivo de identificar los impactos cuya incidencia les hace más destacables en el contexto de la generalidad del conjunto, se utilizó el adjetivo de impacto destacable

Tabla II-17. Atributos de los impactos ambientales.

Atributo	Carácter del atributo	Valor o calificación
Signo del efecto	Benéfico	Positivo (+)
	Adverso	Negativo (-)
Consecuencia (C)	Directo	3
	Indirecto	1
Sinergia (S)	No sinérgico	1
	Sinérgico	3
Acumulación (A)	Simple	1
	Acumulativo	3
Momento o Tiempo (T)	Corto Plazo	1
	Mediano Plazo	2
	Largo Plazo	3
Reversibilidad (Rv)	Reversible a corto plazo	1
	Reversible a mediano plazo	2
	Reversible a largo plazo o irreversible	3
Periodicidad (Pi)	Periódico	3
	Aparición irregular	1
Permanencia (Pm)	Permanente	3
	Temporal	1
Recuperabilidad (Rc)	Recuperable	1
	Irrecuperable	3

Como resultado de la aplicación de los pasos descritos, se obtuvo la Tabla II-19. Matriz de Caracterización de impactos ambientales (es importante señalar que en este ejercicio y con el fin de no sesgar los valores de incidencia, no serán considerados aquellos impactos positivos que fueron identificados en el medio biótico, abiótico, perceptual y de usos de suelo para la etapa de abandono del sitio ya que estos resultan de acciones de restauración) misma que permite:

- Evaluar los impactos ambientales generados en términos de su importancia.
- Conocer los factores ambientales más afectados por el proyecto

Tabla II-18. Descripción de la escala de los atributos.

Atributos	Escala		
	1	2	3
Consecuencia (C)	Indirecto: el impacto ocurre de manera indirecta.	No aplica	Directo: el impacto ocurre de manera directa.
Acumulación (A)	Simple: cuando el efecto en el ambiente no resulta de la suma de los efectos de acciones particulares ocasionados por la interacción con otros que se efectuaron en el pasado o que están ocurriendo en el presente.	No aplica	Acumulativo: cuando el efecto en el ambiente resulta de la suma de los efectos de acciones particulares ocasionados por la interacción con otros que se efectuaron en el pasado o que están ocurriendo en el presente.
Sinergia (S)	No Sinérgico: cuando el efecto conjunto de la presencia simultánea de varias acciones no supone una incidencia ambiental mayor que la suma de las incidencias individuales contempladas aisladamente.	No aplica	Sinérgico: cuando el efecto conjunto de la presencia simultánea de varias acciones supone una incidencia ambiental mayor que la suma de las incidencias individuales contempladas aisladamente.
Momento o Tiempo (T)	Corto: cuando la actividad dura menos de 1 año.	Mediano: la acción dura más de 1 año y menos de 5 años.	Largo: la actividad dura más de 5 años.
Reversibilidad (Rv)	A corto plazo: la tensión puede ser revertida por las actuales condiciones del sistema en un período de tiempo relativamente corto, menos de un año.	A mediano plazo: el impacto puede ser revertido por las condiciones naturales del sistema, pero el efecto permanece de 1 a 3 años.	A largo plazo: el impacto podrá ser revertido naturalmente en un periodo mayor a tres años, o no sea reversible.
Periodicidad (Pi)	Aparición irregular: cuando el efecto ocurre de manera ocasional	No aplica	Periódico: cuando el efecto se produce de manera reiterativa.
Permanencia (Pm)	Temporal: el efecto se produce durante un periodo definido de tiempo.	No aplica	Permanente: el efecto se mantiene al paso del tiempo.

Atributos	Escala		
	1	2	3
Recuperabilidad (Rc)	Recuperable: que el componente afectado puede volver a contar con sus características.	No aplica	Irrecuperable: que el componente afectado no puede volver a contar con sus características (efecto residual).

Tabla II-19. Matriz de caracterización de posibles efectos o impactos ambientales por la posible ocurrencia de los eventos analizados.

Componente	Factor	Posible efecto o Impacto Ambiental	Atributos										
			Signo del efecto	Consecuencia	Acumulación	Sinergia	Momento	Reversibilidad	Periodicidad	Permanencia	Recuperabilidad	Incidencia	Índice de incidencia
Aire	Partículas suspendidas	Contaminación atmosférica por generación de polvos	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
	Confort sonoro	Contaminación atmosférica por el ruido	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
Suelo	Estructura	Modificación física del suelo	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
Vegetación	Cobertura	Eliminación de la capa vegetal	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
	Diversidad	Modificación de la diversidad	-	3	1	1	1	3	1	1	1	12	0.250
	Abundancia	Modificación en la abundancia de especies vegetales	-	3	1	1	1	3	1	1	1	12	0.250
Fauna	Diversidad	Modificación de la diversidad	-	3	1	1	1	3	1	1	1	12	0.250
	Abundancia	Modificación en la abundancia de especies de fauna	-	3	1	1	1	3	1	1	1	12	0.250
	Hábitat	Reducción de hábitats	-	3	1	1	1	3	1	1	1	12	0.250
Procesos bióticos	Movilidad de especies	Desplazamiento de fauna silvestre	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
	Pautas de comportamiento	Alteración en las pautas de comportamiento de la fauna silvestre	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
Ecosistemas	Integridad funcional	Alteración en el funcionamiento en uno o mas procesos del ecosistema	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
	Capacidad de carga	Alteración en la capacidad de asimilación, recuperación o renovación de recursos naturales.	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125

Componente	Factor	Posible efecto o Impacto Ambiental	Atributos										
			Signo del efecto	Consecuencia	Acumulación	Sinergia	Momento	Reversibilidad	Periodicidad	Permanencia	Recuperabilidad	Incidencia	Índice de incidencia
Paisaje	Visibilidad	Modificación de la visibilidad	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
	Calidad paisajística	Alteración de la calidad paisajística	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
	Frecuencia de la presencia humana	Modificación del paisaje por la presencia humana	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125
Asentamiento humanos	Salud pública	Alteración en la salud	-	3	1	1	1	1	1	1	1	10	0.125

Según la clasificación anterior, la distribución de los 17 impactos negativos identificados hasta este punto del proceso, ninguno alcanzó la connotación de destacable e incidencia no destacable y 17 se catalogan con incidencia despreciable.

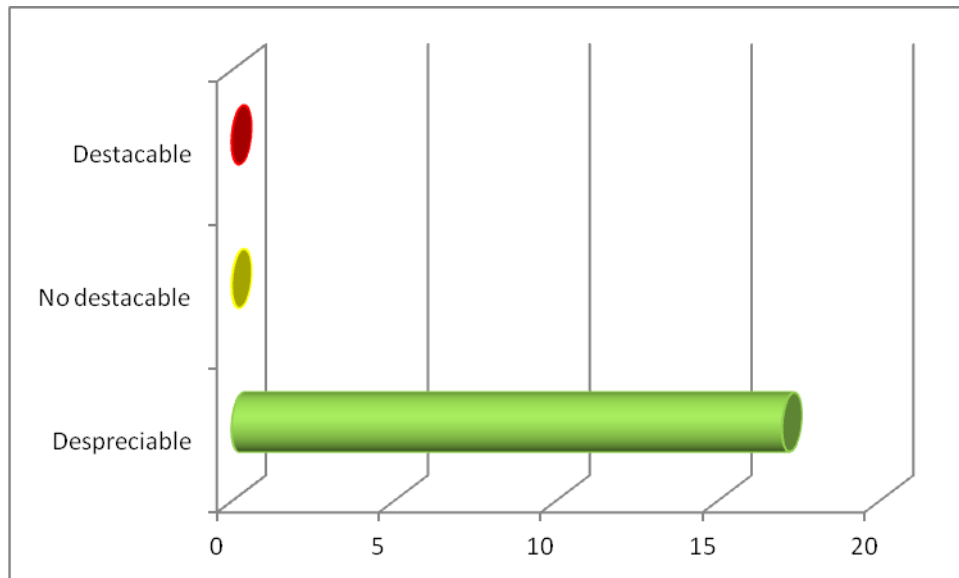


Figura II-17. Clasificación de los impactos ambientales identificados.

Descripción de impactos ambientales

Aire

Existe generación de emisiones de gases de combustión (CO , CO_2 , NO_x , SO_2), partículas (PST, PM_{10} y $\text{PM}_{2.5}$), Hidrocarburos producto de una combustión parcial. La influencia de las emisiones es temporal y su afectación en la calidad del aire es momentánea.

Fauna

El área de proyecto ha sido sometida a cambios previos que han modificado las condiciones de hábitat para la subsistencia de fauna silvestre, debido a lo anterior las especies de fauna silvestre han sido desplazadas fuera del área del proyecto. Durante la operación las zonas amortiguamiento y de alto riesgo no se tendrían sitios que propiciaran la creación de áreas de refugio y/o, alimentación de fauna silvestre, por lo que no se tendría ningún efecto sobre este componente.

En el caso particular de que existan las condiciones para formación de nubes explosivas, éstas provocarían afectación a la fauna que ocasionalmente transitara en la zona en el área de influencia del proyecto, ya que una sobrepresión de 0.02 psig ocasionaría un ruido molesto que pueda causar afectación a las especies de fauna que resulten sensibles. Además, la fauna se podría ver afectada debido al movimiento de proyectiles ocasionados de las instalaciones.

Suelo

Sin efectos en la calidad del suelo debido a que el piso donde se presenta el escenario será de concreto.

Vegetación

En el caso de un incendio, se podría ver modificada la cobertura vegetal en el área de influencia del proyecto por la quema de los organismos vegetales que se encuentren dentro de la zona de alto riesgo. Y para el caso de sobrepresión no se afectaría este factor.

El impacto por la pérdida de la cobertura vegetal, no representa una afectación a la integridad funcional del ecosistema (relacionados con el ciclo del agua, la recuperación de la fertilidad a través de los elementos nutrientes y el suelo estructurado, la generación y preservación de biodiversidad -especies y hábitats-, la capacidad del sistema para afrontar estreses ambientales), toda vez que ninguna de esas funciones básicas se pierden dentro del Sistema Ambiental y el Área de Influencia.

Procesos bióticos

Resulta complejo establecer cuál podría ser el grupo faunístico vulnerable ante la ocurrencia de alguno de los eventos ya que los mismos inciden en un tiempo y espacio determinado. No obstante, lo anterior, la fauna se podría verse afectada por una eventual quemadura y por exposición a las radiaciones térmicas que pudiera sufrir algún organismo como consecuencia del mismo fuego.

Ecosistemas

Las medidas preventivas y de seguridad conciben mantener la integridad de los ecosistemas presentes en el Sistema Ambiental, es decir la composición de hábitats que existen, la diversidad de especies y consecuentemente su capacidad de funcionar como un sistema integrado,

reduciendo y evitando impactos que eliminen hábitats y/o especies o que desarticulen su estructura, preservando las condiciones que permitan la movilidad y la viabilidad de las especies.

Entendiendo la capacidad de carga de un ecosistema, como la capacidad que tiene para ser utilizado o manejado, sin que esto comprometa su estructura y funcionamiento básicos, se puede afirmar que el diseño del proyecto asegura estas dos condiciones.

Paisaje

Las modificaciones paisajísticas o impactos a la calidad del paisaje, son unos de los impactos más evidentes ante la ocurrencia de los eventos analizados, en principio, el escenario actual se verá afectado visualmente tan solo por la consecuencia del incendio y/o explosión, cambiando drásticamente la calidad del paisaje, causará un impacto visual sobre los elementos naturales del área.

Asentamientos humanos

Para el caso de radiación térmica en la zona de alto riesgo el efecto en el personal que labora en la instalación se manifestará con un umbral de dolor que se alcanza después de 20 segundos de exposición. Asimismo, después de 40 segundos, son probables las quemaduras de segundo grado. Para el caso de la zona de amortiguamiento el personal expuesto a esta radiación no presentará molestias mayores, aún durante periodos largos de exposición.

En evento de explosión o sobrepresión en la zona de alto riesgo el efecto en el personal que labora en la instalación se manifestará con un el 1% de ruptura de tímpano y el 1% de heridas serias por proyectiles.

Debido a que el proyecto se ubicaría en una terminal portuaria existente, no se tendrían afectaciones en asentamientos humanos cercanos, por lo que no se podrían en riesgo a la salud humana de las poblaciones cercanas.

Conclusiones

Con base en los resultados obtenidos es factible aseverar que el proyecto no pondrá en riesgo la estructura y función de los ecosistemas descritos en el Sistema Ambiental y dentro del Área de Influencia.

En este orden de ideas, se analizó y concluyó que:

Se puede afirmar que la ejecución de las obras y actividades que contempla el proyecto, así como escenarios analizados no representa un factor de cambio significativo o relevante debido a que las características del ecosistema ya han sido modificadas radicalmente con anterioridad.

Se considera que no se modificarán los procesos naturales de propagación, reproducción ni distribución de las especies de flora y fauna silvestre.

En el contexto de impacto ambiental significativo o relevante establecido en el propio Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en la materia en materia de Evaluación del Impacto Ambiental (Art. 3º fracción IX), la extensión de los mismos es no significativa. Con esto se garantiza su continuidad de los ecosistemas dentro del Sistema Ambiental. Asimismo en términos de la misma definición y en relación del análisis realizado podemos manifestar que no se provocarían alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los demás seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales.

Con los resultados obtenidos se puede evidenciar que la ejecución del proyecto no puede ocasionar que una o más especies sean declaradas como amenazadas o en peligro de extinción, quedando fuera del supuesto establecido en el artículo 35, numeral III, inciso b) de la LGEEPA.

Partiendo de los resultados obtenidos, la ejecución del proyecto garantiza la integridad de los ecosistemas presentes en el Sistema Ambiental y en el Área de Influencia, es decir, permite mantener la composición de hábitats que existen, la diversidad de especies y consecuentemente su capacidad de funcionar como un sistema integrado, preservando las condiciones que permitan la movilidad y la viabilidad de las especies.

Entendiendo la capacidad de carga de un ecosistema, como la capacidad que tiene para ser utilizado o manejado, sin que esto comprometa su estructura y funcionamiento básicos, se puede afirmar que el proyecto asegura estas dos condiciones.

Las conclusiones del presente permiten señalar que se respeta la integridad funcional de los ecosistemas, los factores ambientales dentro del Sistema Ambiental que por sí mismos son relevantes, no serán afectadas por el proyecto.

Como resultado de las anteriores conclusiones, es factible aseverar que el proyecto no generará:

- Desequilibrios ecológicos.
- Daños a la salud pública.
- Afectaciones a los ecosistemas.
- Alteración de la capacidad de carga del ecosistema.
- Alteración de la integridad funcional del ecosistema.

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL

III.1 Recomendaciones técnico-operativas

Con base en los resultados obtenidos a través de la identificación y jerarquización de riesgos, así como de la simulación de escenarios y la revisión de los planes, programas y procedimientos con que contara la TIFT-A, se establecen las siguientes recomendaciones:

1. Dar difusión y evaluar el procedimiento de descarga de buques tanque.
2. Verificar y documentar la aplicación del programa de limpieza a filtros.
3. Verificar y documentar la calidad de los materiales y tuberías procuradas en la etapa de construcción.
4. Verificar y documentar la certificación de los soldadores y radiólogos en la etapa de construcción.
5. Documentar las inspecciones radiográficas y pruebas no destructivas del 100% de las soldaduras.
6. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a tuberías y accesorios.
7. Verificar y registrar el comportamiento de la presión diferencial en el filtro canasta, durante su operación
8. Verificar y documentar la aplicación del Programa de revisión y/o cambio de empaques y espárragos.
9. Verificar y documentar la aplicación del Programa de mantenimiento a válvulas manuales.
10. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas MOV del tanque TK-201.
11. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas térmicas de seguridad del tanque TK-201.
12. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-201, en la etapa de construcción.
13. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-201.

14. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo bajo nivel de gasolina regular en tanque TK-201.
15. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-201.
16. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-201.
17. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-201.
18. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-201A por alto nivel de gasolina regular en tanque TK-201.
19. Verificar y documentar la Instalación del sistema de venteo de presión-vacío de la membrana interna flotante en el tanque TK-201 en la etapa de construcción.
20. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con la presión y el control de nivel del tanque TK-201.
21. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas térmicas de seguridad del tanque TK-202.
22. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas MOV del tanque TK-202.
23. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-202 en la etapa de construcción.
24. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-202.
25. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo bajo nivel de gasolina regular en tanque TK-202.
26. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-202.
27. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-202A por alto alto nivel de gasolina regular en tanque TK-202.
28. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-202.
29. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-202.
30. Verificar y documentar la Instalación del sistema de venteo de presión-vacío de la membrana interna flotante en el tanque TK-202 en la etapa de construcción.

31. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con la presión y el control de nivel del tanque TK-202.
32. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas térmicas de seguridad del tanque TK-203.
33. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas MOV del tanque TK-203.
34. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-203 en la etapa de construcción.
35. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-203.
36. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo bajo nivel de gasolina regular en tanque TK-203.
37. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-203.
38. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-203A por alto alto nivel de gasolina regular en tanque TK-203.
39. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-203.
40. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-203.
41. Verificar y documentar la Instalación del sistema de venteo de presión-vacío de la membrana interna flotante en el tanque TK-203 en la etapa de construcción.
42. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con la presión y el control de nivel del tanque TK-203.
43. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas térmicas de seguridad del tanque TK-204.
44. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas MOV del tanque TK-203.
45. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-203 en la etapa de construcción.
46. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-204.
47. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo bajo nivel de gasolina regular en tanque TK-204.

48. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-204.
49. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-204A por alto nivel de gasolina regular en tanque TK-204.
50. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-204.
51. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-204.
52. Verificar y documentar la Instalación del sistema de venteo de presión-vacío de la membrana interna flotante en el tanque TK-204 en la etapa de construcción.
53. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con la presión y el control de nivel del tanque TK-204.
54. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de gasolina regular a llenaderas P-221A/B/C/D/E/F/G/H.
55. Verificar y documentar la capacitación del personal en la operación para el arranque de la bomba de gasolina regular a llenaderas P-221A/B/C/D/E/F/G/H.
56. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento y limpieza de filtros F-221A/B/C/D/E/F/G/H.
57. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas controladoras de presión en descarga de bombas a llenaderas.
58. Verificar y documentar la aplicación del programa de revisión y/o cambio de empaques y espárragos en tuberías.
59. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en bomba P-221A/B/C/D/E/F/G/H.
60. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra de las bombas de gasolina regular P-221A/B/C/D/E/F/G/H en la etapa de construcción.
61. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra de las bombas de gasolina regular P-221A/B/C/D/E/F/G/H.
62. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del patín de medición de gasolina regular PM-221.
63. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del brazo de llenado de gasolina regular BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B, BL-214A/B, BL-217A/B, BL-220A/B y BL-223A/B.

-
64. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de gasolina regular a llenaderas P-221A/B/C/D/E/F/G/H.
 65. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas operadas por motor eléctrico MOV.
 66. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas de aislamiento XV y válvulas operadas por solenoide VOS en llenaderas.
 67. Verificar y documentar la instalación de detectores de mezclas explosivas durante la etapa de construcción.
 68. Verificar y documentar la instalación de detectores de fuego durante la etapa de construcción.
 69. Verificar y documentar la instalación de alarma visible de 5 luces operada por señales del sistema de gas y fuego durante la etapa de construcción.
 70. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-205.
 71. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo nivel de gasolina regular en tanque TK-205.
 72. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-205.
 73. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-205A por alto nivel de gasolina regular en tanque TK-205.
 74. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-205.
 75. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-205.
 76. Verificar y documentar la Instalación del sistema de venteo de presión-vacío de la membrana interna flotante en el tanque TK-205 en la etapa de construcción.
 77. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con la presión y el control de nivel del tanque TK-205.
 78. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-206.
 79. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo nivel de gasolina regular en tanque TK-206.
 80. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-206.
-

81. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-206A por alto alto nivel de gasolina regular en tanque TK-206.
82. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-206.
83. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-206.
84. Verificar y documentar la Instalación del sistema de venteo de presión-vacío de la membrana interna flotante en el tanque TK-206 en la etapa de construcción.
85. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con la presión y el control de nivel del tanque TK-206.
86. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra de las bombas de gasolina premium P-222A/B/C/D/E/F/G/H en la etapa de construcción.
87. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra de las bombas de gasolina premium P-222A/B/C/D/E/F/G/H.
88. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de gasolina premium a llenaderas P-222A/B/C/D/E/F/G/H.
89. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas de aislamiento XV y válvulas operadas por solenoide VOS en llenaderas.
90. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del patín de medición de gasolina premium PM-222.
91. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del brazo de llenado de gasolina premium BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B, BL-212A/B, BL-215A/B, BL-218A/B, BL-221A/B y BL-224A/B.
92. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas térmicas de seguridad del tanque TK-212.
93. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-212, en la etapa de construcción.
94. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-212.
95. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo bajo nivel de MTBE en tanque TK-212.
96. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-212.

97. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-212A por alto nivel de MTBE en tanque TK-212.
98. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-212.
99. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-212.
100. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con la presión y el control de nivel del tanque TK-212.
101. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de trasvase/MTBE P-225A/B/C.
102. Verificar y documentar la capacitación del personal en la operación para el arranque de la bomba trasvase/MTBE P-225A/B/C.
103. Proteger tubería de descarga de MTBE de posibles golpes con maquinaria en vías de acceso.
104. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en bomba P-225A/B/C.
105. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra de las bombas de trasvase/MTBE P-225A/B/C, en la etapa de construcción.
106. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra de la bomba de trasvase/MTBE P-225A/B/C.
107. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas térmicas de seguridad del tanque TK-207.
108. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-207, en la etapa de construcción.
109. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-207.
110. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-207.
111. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-207A por alto nivel de en tanque TK-207.
112. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-207.
113. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-207.
114. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo bajo nivel de diésel en tanque TK-207.

-
115. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-207.
 116. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a válvulas térmicas de seguridad del tanque TK-207.
 117. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-207, en la etapa de construcción.
 118. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-208.
 119. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-208.
 120. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-208A por alto nivel de en tanque TK-208.
 121. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-208.
 122. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-208.
 123. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo bajo nivel de diésel en tanque TK-208.
 124. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-208.
 125. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-209.
 126. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-209.
 127. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-209A por alto nivel de en tanque TK-209.
 128. Instalar un sistema de detección de mezclas explosivas en tanque TK-209.
 129. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-209.
 130. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo nivel de diésel en tanque TK-209.
 131. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-209.
-

-
132. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de diésel a llenaderas P-220A/B/C/D/E/F/G/H.
 133. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento y limpieza de filtros F-220A/B/C/D/E/F/G/H.
 134. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del patín de medición de diésel PM-220.
 135. Dar difusión y evaluar el procedimiento de operación del brazo de llenado de diésel BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B, BL-213A/B, BL-216A/B, BL-219A/B y BL-222A/B.
 136. Verificar y registrar el comportamiento de la presión diferencial en el filtro canasta F-201A/B, durante su operación.
 137. Verificar y documentar la aplicación del programa de limpieza a filtro canasta F-201A/B.
 138. Verificar y documentar la correcta instalación del sistema de puesta a tierra del tanque TK-210, en la etapa de construcción.
 139. Verificar y documentar los valores de resistencia del sistema de puesta a tierra del tanque TK-210.
 140. Instalar un sistema instrumentado de paro de bomba por bajo nivel de turbosina en tanque TK-210.
 141. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con indicadores y transmisores de nivel de tanque TK-210.
 142. Instalar un sistema instrumentado de cierre total de la válvula motorizada MOV-210A por alto nivel de turbosina en tanque TK-210.
 143. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento a la instrumentación relacionada con el control de nivel del tanque TK-210.
 144. Verificar y documentar la instalación del sistema de venteo de presión-vacío de la membrana interna flotante en el tanque TK-210 en la etapa de construcción.
 145. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de turbosina a llenaderas P-223A/B.
 146. Verificar y documentar la capacitación del personal en la operación para el arranque de la bomba de turbosina a llenaderas P-223A/B.
 147. Verificar y documentar la instalación de sistema de aspersión de agua-espuma en bomba de turbosina a llenaderas P-223A/B.
-

-
148. Verificar y documentar la aplicación del programa de mantenimiento y limpieza de filtros F-223A/B.

Recomendaciones Generales.

1. Implementación del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Ambiente (SASISOPA).
2. Cumplimiento de los Programas Internos de Protección Civil, así como la ejecución del programa de simulacros.
3. Elaboración e implementación del Programa para la Prevención de Accidentes.
4. Contar con el programa actualizado de ayuda mutua previo al inicio de operaciones.
5. Contar con los procedimientos actualizados para el mantenimiento preventivo de los equipos de medición y control.
6. Capacitación del personal de respuesta a emergencias.
7. Mantenimiento preventivo a las llenaderas.
8. Dar mantenimiento preventivo a los equipos del sistema contra incendio.
9. Asegurar el uso de matachispas en auto tanques
10. Instalar alarma redundante por alto y bajo nivel en área de tanques.
11. Instalar regaderas y lavajos en casa de bombas.
12. Las estructuras de acero deben estar protegidas con retardador de fuego en casa de bombas y llenadera.
13. Los drenajes aceitosos deben contar con sellos hidráulicos.
14. Los auto tanques deben tener calzas en las ruedas, freno de mano y conexión a tierra en la carga.
15. Colocar señales de “Alto auto tanque conectado”.
16. Instalar regadera y lavajos en el área de la fosa API.
17. Actualizar el Análisis de Riesgo y de Consecuencias una vez que se tenga la Ingeniería de Detalle concluida.
18. Cumplimiento de cada una de las normas nacionales e internacionales aplicables a el diseño, construcción, pre-arranque, operación y mantenimiento del proyecto, con objeto de prevenir errores en cada una de las etapas antes mencionadas, con la finalidad de no comprometer la seguridad, el ambiente, la integridad y la operación del proyecto y de las instalaciones aledañas.

19. Se deberá sustentar el diseño de las cimentaciones con un estudio de geotécnica que asegure la integridad de los tanques y equipos del proyecto.
20. Considerar la implementación de sistemas de paro por emergencia en el área de tanques y llenaderas.
21. Considerar durante la etapa de operación inspecciones periódicas para revisión de espesores de tanques de almacenamiento.
22. Considerar en las llenaderas la implementación de un sistema de llenado con dispositivos permisivos, que evite el funcionamiento de la bomba ante falla de conexión del sistema de tierras, despresurización del sistema de recuperación de vapores o falta del testigo de motor apagado del auto tanque.

III.1.1 Sistemas de seguridad

Para el proyecto contará con los siguientes sistemas que se explicarán a detalle en las especificaciones particulares de cada uno:

- a) Sistema de agua contra incendio
- b) Sistema de espuma contra incendio
- c) Sistema gas y fuego
- d) Sistema de detección y alarma en edificios
- e) Sistema de supresión de incendios en edificios
- f) Sistema de voz y datos.
- g) Sistema de circuito cerrado de TV (CCTV)
- h) Sistema de control de acceso.
- i) Sistema de intercomunicación y voceo.
- j) Sistema de radio comunicación.

Sistema de agua contra incendio

El sistema de agua contra incendio estará conformado por un tanque de almacenamiento tipo atmosférico, de techo fijo con venteo, este debe cumplir con lo indicado en el API 650 y NFPA 22 Ed. 2013.

La capacidad y dimensionamiento del tanque de almacenamiento del agua contra incendio se debe determinar considerando el mayor volumen de agua contra incendio para combatir el riesgo mayor (sistema más demandante).

El sistema de bombeo estará constituido por bombas centrífugas de combustión interna de acuerdo a la NOM-EM-003-ASEA-2016, apartado 9.3.9, inciso (d).

El diseño de la tubería de succión debe ser lo más cercano al tanque de almacenamiento, ser corto y recto para reducir la caída de presión.

El diámetro de la tubería de succión y descarga debe estar diseñado para conducir el 150% de la suma del gasto nominal de todas las bombas principales en conjunto.

La red general de agua contra incendio para el proyecto constará de tubería enterrada alrededor de las instalaciones, para llevar agua contra incendio a los puntos o sitios a proteger de las mismas instalaciones. Se formaran circuitos cerrados (anillos) para la distribución de agua contra incendio.

El punto de suministro del agua contra incendio a la red del proyecto provendrá de la descarga de los equipos de bombeo contra incendio, estas redes según sea el caso estarán conformadas por hidrantes, monitores, alimentación a los sistemas de enfriamiento y sistemas de rociadores.

La red general contra incendio debe contar con válvulas de seccionamiento identificadas y localizadas en los puntos apropiados que permitan sectorizar o aislar el sistema en anillos y tramos de tubería que no exceda de 6 suministros de agua contra incendio entre las válvulas de seccionamiento.

La red de agua contra incendio contará con hidrantes tipo barril seco para conectar mangueras contra incendio, los hidrantes deben contar con dos conexiones para manguera de 63.5 mm (2 ½ in).

La red general de agua contra incendio contará con monitores para la protección del área de tanques almacenamiento, la cobertura de los monitores se considera de 30 m (98.4 ft) de radio mínimo y deben de estar ubicados fuera de los diques de contención de los tanques. El flujo requerido para cada monitor debe ser de 1,892.7 lpm (500 gpm).

La red de agua contra incendio del proyecto contará con toma siamesa accesible y visible para el servicio de bomberos. Se conectara directamente a la red general de agua contra incendio.

Los sistemas de aspersión serán tipo diluvio a base de agua contra incendio y constarán de un sistema de tuberías fijas conectadas a la red general contra incendio. El sistema estará diseñado

hidráulicamente con boquillas de aspersión para lograr la descarga de agua específica y distribución en la superficie o área a cubrir.

El sistema de aspersión debe contar con una válvula de control con activación automática (válvula de diluvio) a través de un sistema de detección y/o activación remota desde el cuarto de control.

Los tanques de almacenamiento contarán con un sistema de aspersión para enfriamiento del tanque en caso de un incendio.

Las oficinas deben de contar con un sistema de rociadores diseñados de acuerdo a la NFPA 13 Ed.2016. Las oficinas están clasificadas como riesgo ligero de acuerdo a la NFPA 13 Ed.2016.

El cobertizo de bombas contra incendio debe estar protegido con un sistema de rociadores instalado de acuerdo a NFPA 13 Ed. 2016, con una clasificación de Riesgo Extra (Grupo 2).

Sistema de espuma contra incendio

Los tanques serán protegidos con un sistema de espuma por inyección superficial. El sistema de presión balanceada es un sistema de dosificación de espuma que contarán con una bomba de concentrado de espuma, válvula(s) para equilibrar las presiones de la concentración de espuma y agua en un dosificador tipo venturi modificado. El dosificador estará situado en la tubería de espuma de entrega de la solución y contará con un orificio de medición del concentrado de espuma, montado en la sección de entrada de espuma del dosificador.

El material de la tubería que suministrará el agua-espuma es de acero al carbono ASTM A53 Gr. B galvanizado. El sistema de inyección superficial de espuma contra incendio para el área de tanques de almacenamiento contará con cámaras de espuma tipo II.

El área de llenaderas contará con un sistema de rociadores con agua-espuma de acuerdo a NFPA 16 Ed. 2015.

La casa de bombas de llenaderas contará con un sistema de rociadores con agua-espuma de acuerdo a NFPA 16 Ed. 2015.

Algunos monitores en la terminal de almacenamiento contarán con boquillas para aplicación de agua-espuma, el cuál será conectado a un bidón de concentrado de espuma.

Para el tanque de almacenamiento de etanol, el tipo de espuma a utilizar será un concentrado espumante AR FFF (Alcohol Resistant Film Former Foam a una proporción de 6%, el cuál será suministrado a través de un tanque tipo vejiga.

Sistema de gas y fuego

Con la finalidad de mantener un monitoreo constante y para detectar condiciones de riesgo que deriven en un incendio, explosión o daños a la salud por intoxicación. El proyecto contarán de un sistema de Detección de Gas y Fuego (SDGF) que estará compuesto principalmente por los siguientes elementos principales:

- Controlador.
- Interfaz Humano-Maquina (IHM).
- Detectores de calor tipo lineal.
- Detectores de Fuego.
- Detectores de Mezclas explosivas.
- Detector de temperatura
- Estaciones Manuales.
- Alarmas Audibles.
- Alarmas Visibles.
- Generador de tonos.

El Sistema de Gas y Fuego (SDGF) deberá prevenir y minimizar el daño al personal y a las instalaciones de toda la planta, a través del monitoreo continuo y notificación oportuna de las condiciones de seguridad y deberá proveer al operador la información del estado que guarda la Instrumentación asociada dicho sistema.

Todos los detectores deberán comunicarse con el PLC del Sistema de Gas y Fuego mediante conexión punto a punto con protocolo 0-20 mA; todos los detectores deberán contar con autodiagnóstico.

Todos los equipos deberán estar listados y/o aprobados para su uso por una organización reconocida como "Underwriters Laboratories" (UL), "Factory Mutual" (FM) o equivalente y deberán estar marcados de manera permanente con dicho reconocimiento.

El sistema de gas y fuego debe ser independiente en hardware y software de otros sistemas de control.

Para brindar apoyo visual al personal durante un evento de incendio, el SDGF se comunicará con el sistema de CCTV (mediante señales digitales “contactos secos” y su interconexión será en el Cuarto de Control), el cual mediante rutinas pregrabadas posicionará y enfocará a la o las cámaras más cercanas hacia el sitio donde se produjo la alarma del SDGF y desplegará las imágenes en las pantallas localizadas en el cuarto de control.

En caso de un incendio, el SDGF se comunicará con los paneles de control de acceso del proyecto mediante contacto secos para la liberación de las puertas de emergencia. Todos los componentes del Sistema de Gas y Fuego deberán cumplir con los requerimientos de la clasificación del área donde serán instalados. Los controladores del proyecto estarán comunicados por medio de fibra óptica.

Sistema de detección y alarma en edificios

Se considerarán dos paneles de control (FACP) para el sistema de detección en los edificios del proyecto. Dichos paneles también controlarán los sistemas de supresión a base de agente limpio, así como el sistema de supresión a base de CO₂ en Subestación Eléctrica.

El sistema de detección deberá contar con un sistema de energía principal y además deberá contar a su vez con un sistema de energía secundaria (respaldo). El funcionamiento con energía secundaria no debe afectar el desempeño requerido de un sistema o de las instalaciones de la estación de supervisión, incluidas las indicaciones y señales de alarma, de supervisión y de falla.

El suministro de energía secundario puede consistir en baterías dedicadas para el sistema. El suministro de energía secundaria debe tener una capacidad suficiente como para que el sistema funcione con una carga quiescente (sistema que funciona en una condición de no alarma) por un mínimo de 24 horas y, al final de tal periodo, debe tener la capacidad de hacer funcionar todos los aparatos de notificación de alarma que se utilicen para la evacuación o de dirigir la ayuda hacia el lugar de una emergencia por 5 minutos.

Los dispositivos del sistema de detección y alarma en edificios cumplirán con la norma NFPA 72 Ed. 2017. El sistema de detección de humo y alarma constituido principalmente por los siguientes elementos y dispositivos:

- Paneles de control.
- Detectores de humo.
- Detectores de temperatura.
- Estaciones manuales de alarma.
- Dispositivos de notificación audible y visible.
- Detectores de Hidrógeno.

Los detectores de humo deberán ser del tipo fotoeléctrico e inteligentes para ser direccionados al Tablero de Control del Sistema de Detección y Alamas.

Se colocarán estaciones manuales de alarma para que el personal que se encuentre en el área pueda dar aviso del evento de fuego y se activen las alarmas visibles y audibles.

Como dispositivos de notificación, se colocarán alarmas visibles color rojo y alarmas audibles que reproducirán el tono de “fuego” en caso de activación de uno o más detectores de humo; así como con la activación de las estaciones manuales de alarma.

Todos los dispositivos estarán diseñados y certificados para cumplir con los requerimientos de la instalación de acuerdo a la clasificación de área donde serán instalados.

Sistema de supresión de incendio en edificios

De acuerdo al tipo de instalación del Edificio Administrativo en donde se encuentra, el cuarto eléctrico, cuarto de Telecomunicaciones e Instrumentos y a los equipos que ahí se alojarán, se presentarían fuegos clase C, por lo que se diseñará e instalará un sistema de supresión a base de agente limpio heptafluoropropano tipo paquete, bajo el concepto de inundación total; dicho paquete incluirá tablero de control de supresión de incendios, cilindros contenedores de agente limpio (principal y de reserva), red de tubería de descarga, boquillas, detectores de humo, bastidor para los cilindros, agente extintor, interruptor supervisor de presencia de cabeza de control, interruptores de presión, cabezas eléctricas, válvulas solenoides, estación manual de alarma, estación manual de descarga, botón de aborto, selector automático/mantenimiento, selector principal/reserva, alarmas audibles, alarmas visibles, tubería conduit, cableado, accesorios, letreros de señalización y la interconexión electromecánica para el correcto funcionamiento.

Debido a las características de los procesos dentro de los Cuartos, son áreas normalmente ocupadas y donde se aloja equipo eléctrico y/o electrónico y que por sus características es susceptible a un sobrecalentamiento en sus componentes o cortocircuitos, los cuales pueden generar un incendio.

No se consideran áreas abiertas que requieran compensación del agente limpio debido a que se cerrarán las compuertas en los ductos de HVAC y se apagarán los equipos, de manera que los cuartos serán herméticos en el momento que se realice la descarga del agente limpio. El diseño de este sistema deberá estar de acuerdo a los requerimientos del NFPA 2001 ed. 2015.

En las áreas donde se instalarán sistemas de supresión a base de agente limpio, se contará por lo menos con dos equipos de respiración autónoma ubicados cercanos al acceso del recinto y por lo menos un equipo en el interior del recinto. Dichos equipos de respiración cumplir con los requisitos de la NFPA 1981 Ed. 2013. Los sistemas de supresión serán controlados por el Sistema de Detección.

De acuerdo al tipo de instalación de la subestación eléctrica en el proyecto y a los equipos que ahí se alojarán, se presentarían fuegos clase C, por lo que se diseñarán e instalará un sistema de supresión a base de bióxido de carbono tipo paquete, bajo el concepto de inundación total; dicho paquete incluirá agente extinguidor CO₂, banco de cilindros con CO₂ (principal y reserva), bastidor para cilindros o arneses, cabezales de descarga, válvulas check, indicador visual de descarga (para sistema principal y de reserva), válvulas de descarga operadas por presión, cabezas de control y mangueras, tubería metálica y boquillas de descarga, alarma neumática de pre-descarga, odorizante, instrumentación: Interruptor por alta presión, válvula de bloqueo con interruptor supervisor de posición, estación manual de descarga remota, luces de estado (alarmas visibles), alarmas audibles, detectores de humo, interruptor selector automático / mantenimiento, interruptor selector principal / reserva, generador de tonos, bascula de pesaje de cilindro.

Adicional a estos requerimiento se debe considerar la señalización pertinente de este sistema la cual consiste en lo siguiente: Juego de letreros para indicación y advertencia en las zonas de acceso a los cuartos de control y en el interior incluye: identificación de elementos e instrucciones de operación y letreros de identificación de la condición de cada una de las luces de estado (alarmas visibles).

No se consideran áreas abiertas que requieran compensación del agente limpio debido a que se cerrarán las compuertas en los ductos de HVAC y se apagarán los equipos, de manera que los cuartos serán herméticos en el momento que se realice la descarga del agente limpio.

El diseño de estos sistemas deberá estar de acuerdo a los requerimientos del NFPA 12 Ed. 2015. En las áreas donde se instalarán sistemas de supresión a base de CO₂, se contará por lo menos con dos equipos de respiración autónoma ubicados cercanos al acceso del recinto y por lo menos un equipo en el interior del recinto. Dichos equipos de respiración cumplir con los requisitos de la NFPA 1981 Ed. 2013. El sistema de supresión será controlado por el Sistema de Detección.

Sistema de voz y datos

Las instalaciones donde se deberán proporcionar servicios de voz y datos son las siguientes:

Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Almacenamiento (TIFT-A)

- Caseta de Acceso.
- Edificio de Oficinas y Cuarto de Control Terminal Tuxpan.
- Laboratorio.

El sistema de voz y datos se debe suministrar e instalar considerando todos los materiales, accesorios, cableado, canalización y herrajes de sujeción para una correcta y funcional puesta en operación. Cualquier material, hardware o software que no esté mencionado en esta especificación, pero necesario para la completa funcionalidad del sistema debe ser suministrado por el proveedor.

El sistema de voz y datos debe proporcionar servicio a los edificios e instalaciones indicados en la sección 2 de este documento mediante la implementación de una red de área local (LAN) en configuración Ethernet, con protocolo de comunicación TCP/IP.

El cableado horizontal debe soportar aplicaciones en red de área local de 10 Mbps (10Base-T), 100 Mbps (100Base-T) y 1Gbps (1000Base-T) utilizando cable de cobre FTP, de 4 pares trenzados, Categoría 6A, Calibre 23 AWG.

Los equipos switch de datos proporcionarán los servicios de voz, datos y video utilizando el protocolo IP, y estarán interconectados al equipo ruteador multiservicio que se encargará de integrar toda la red, proporcionar las rutas de los paquetes de datos entre las diferentes redes

locales, manejo de tráfico de manera confiable y veloz, así como medio de integración con la red de fibra óptica a lo largo de toda la longitud del ducto.

Para proveer seguridad a la red de voz y datos se deben integrar equipos firewall (muro cortafuego) para realizar el monitoreo y control de todo el tráfico de datos de entrada o salida basado en reglas de seguridad predeterminadas, y proporcionar una barrera entre la red local segura y cualquier red externa de área amplia (WAN).

En áreas clasificadas como peligrosas se deberán utilizar elementos de canalización, condulets, sellos, aprobados para operar en áreas Clase I División 1 o 2 según aplique a la clasificación de área conforme la NOM-001-SEDE-2012.

Las trayectorias de canalización deben seguir la ruta más recta posible y evitar interferencias con ductos de aire acondicionado, ductos eléctricos, balastros, tuberías de agua y/o servicios. Las rutas de canalización no deberán presentar más de dos curvas de 90° en su trayectoria para evitar daños en el cable durante el jalado, por lo que se deberá utilizar cajas de registro de lámina galvanizada calibre 16 fabricada conforme la norma NMX-J-023/1-ANCE -2007.

A continuación se muestra la distribución de servicios de voz y datos para las instalaciones siguientes:

Tabla III-1. Distribución de servicios de voz y datos en el proyecto.

Ubicación	Servicio de Datos	Servicio de Voz
Caseta de Acceso	2	2
Caseta de Vigilancia	2	2
Edificio de Oficinas y Cuarto de Control	26	26
Laboratorio	2	2

Sistema de circuito cerrado de TV (CCTV)

Dentro del proyecto se deberán proporcionar servicios de CCTV son las siguientes:

- Caseta de Acceso.
- Edificio de Oficinas y Cuarto de Control del proyecto.
- Barda perimetral.

- Estacionamiento.
- Área operativa.

El sistema de CCTV debe proporcionar los servicios de vigilancia y monitoreo de los edificios e instalaciones indicados en la sección 2 de este documento mediante la instalación de cámaras de video IP en áreas estratégicas para la grabación de imágenes y transmisión hacia el servidor de video a través de integración a la red de área local (LAN) en configuración Ethernet, con protocolo de comunicación TCP/IP (red LAN alcance del sistema de voz y datos ver documento: 681431-02-TX-TC-ESP-001).

El sistema de CCTV debe contar con equipos suficientes y con características necesarias para brindar la cobertura total de las áreas críticas a vigilar dentro de las instalaciones, se deben contemplar los siguientes equipos: servidor de administración y grabación de video, cámaras de video IP PTZ tipo domo, cámaras de video IP fijas tipo domo, cámaras de video IP fija tipo bala, cámaras de video IP fijas de carcasa, cámaras de video IP fijas perimetrales, estaciones de trabajo de CCTV, monitores de video, teclados de control, convertidores de medios FO-FTP, fuentes de alimentación y DFOs distribuidores de fibra óptica. Para que en conjunto con los sistema de voz y datos, control de acceso, red de fibra óptica y sistema de detección de intrusión perimetral brinden los servicios de vigilancia y monitoreo del personal e instalaciones dentro del proyecto.

El sistema de CCTV debe contar con cámaras de video IP, capaces de recibir alimentación eléctrica a través de tecnología PoE, las cuales deben ser ubicadas estratégicamente en las instalaciones y serán las encargadas del monitoreo dentro y fuera de edificios de oficinas y barda perimetral.

Las cámaras de video deben ser integradas a la red LAN a través de los equipos switches de datos alojados dentro de los gabinetes de telecomunicaciones, las señales de video captadas por las cámaras deben ser transmitidas hacia los equipos conmutadores de datos a través de cable FTP Cat. 6A y cable de fibra óptica multimodo OM3 o monomodo OS2, para posteriormente ser direccionados hacia el servidor de administración y grabación de video alojado en el gabinete de telecomunicaciones dentro del proyecto.

Las cámaras de video IP del sistema de CCTV deben enviar imágenes con una resolución desde 1MPX hasta 5 MPX a una velocidad mínima de 15 cuadros por segundo y en un formato de

compresión de video H. 264, las resoluciones finales por cada tipo de cámara deberán ser determinadas en la etapa de ingeniería de detalle.

El servidor de administración y grabación de video debe ser el encargado de recibir, procesar, administrar y almacenar el video captado por las cámaras, además de que debe ser capaz de transmitir streamings de video y audio en vivo. El equipo servidor de administración y grabación de video debe tener capacidad suficiente para almacenar el video del total de las cámaras a instalar más un 25% adicional de crecimiento a futuro, durante un periodo de 30 días, 24 horas al día 365 días del año, en una resolución Full HD a 15 cuadros por segundo mínimo bajo una compresión de video H.264.

Durante un periodo de 30 días el video será almacenado de manera automática dentro del servidor de administración y grabación de video, una vez transcurrido el periodo de 30 días el video almacenado podrá ser respaldado de manera local o remota, para que el video del nuevo periodo de grabación sea sobrescrito.

El servidor de administración y grabación de video debe ser suministrado con el software necesario para la completa gestión de las cámaras de video IP y del video almacenado e integración con los sistemas antes mencionados, además de que deberá contar con las licencias necesarias para el total de cámaras a instalar más un 25% adicional de crecimiento a futuro, licencias para usuarios de estaciones de trabajo (locales y remotos) y licencias para teclados de control.

Las imágenes de video capturadas por las cámaras IP del proyecto podrán ser visualizadas en vivo a través de las estaciones de trabajo y los monitores de video ubicados en el cuarto de operación dentro del edificio de oficinas del proyecto.

El video almacenado podrá ser consultado en cualquier momento con la finalidad de analizar eventos ocurridos y detectar riesgos que amenacen el continuo funcionamiento y operación de los sistemas de telecomunicaciones, equipos dentro de las instalaciones e incluso del propio sistema de CCTV.

Las señales de video deben ser transmitidas desde la cámara de video IP hasta el switch de datos a través de cable FTP Cat. 6A para los casos donde la distancia máxima de 90 metros para cableado horizontal de cobre no sea superada, en los casos donde esta distancia sea superada

se deberá realizar el enlace utilizando como medio de transmisión cable de fibra óptica, y como dispositivos de conversión los equipos convertidores de medios FO-FTP.

La alimentación eléctrica para las cámaras de video IP debe ser a través de cable FTP Cat. 6A, mediante tecnología PoE en los casos donde la distancia máxima de 90 metros para cableado horizontal de cobre no sea superada, para los casos donde esta distancia es superada la alimentación eléctrica deberá ser a 120 VCA a pie de equipo (alimentación eléctrica a 120 VCA alcance del departamento Eléctrico).

El sistema de CCTV debe contar con un sistema de energía ininterrumpida UPS, que brinde un respaldo de 2 horas a plena carga en caso de falla del suministro eléctrico principal.

El sistema de CCTV debe tener integración con el sistema de gas y fuego, de tal manera que en el momento de disparo de una alarma del sistema de gas y fuego, ésta sea recibida en un panel de alarmas del sistema de CCTV para proceder al direccionamiento y enfoque de la cámara más cercana para la visualización y grabación del evento.

En áreas clasificadas como peligrosas se deberán utilizar elementos de canalización, condulets, sellos, aprobados para operar en áreas Clase I División 1 o 2 según aplique a la clasificación de área conforme la NOM-001-SEDE-2012.

Las trayectorias de canalización deben seguir la ruta más recta posible y evitar interferencias con ductos de aire acondicionado, ductos eléctricos, balastros, tuberías de agua y/o servicios. Las rutas de canalización no deberán presentar más de dos curvas de 90° en su trayectoria para evitar daños en el cable durante el jalado, por lo que se deberá utilizar cajas de registro de lámina galvanizada calibre 16 fabricada conforme la norma NMX-J-023/1-ANCE -2007.

A continuación se muestra la distribución de servicios de CCTV para las instalaciones mencionadas al inicio de este apartado.

Tabla III-2. Distribución de los servicios de CCTV.

Ubicación	Cámara fija bala	Cámara fija domo	Cámara fija de carcasa	Cámara PTZ domo	Cámara fija perimetral
Caseta de Acceso	-	-	2	-	-
Edificio de Oficinas	5	2	-	-	-
Caseta de vigilancia	-	1	2	1	-

Ubicación	Cámara fija bala	Cámara fija domo	Cámara fija de carcasa	Cámara PTZ domo	Cámara fija perimetral
Barda perimetral	-	-	-	-	16
Estacionamiento	-	-	-	1	-
Áreas de proceso				13	

Sistema de control de acceso

El sistema de control de acceso estará dividido en:

- Control de acceso vehicular.
- Control de acceso peatonal.

El control de acceso vehicular se deberá considerar en la caseta de acceso. El control de acceso peatonal se deberá considerar en la caseta de acceso, edificio de oficinas y cuarto de control.

Sistema de control de acceso vehicular

El sistema de control de acceso vehicular tiene como función:

- Automatizar la entrada, carga y salida de autotanques a la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Almacenamiento (TIFT-A).
- Proporcionar al personal operativo la información necesaria para verificar que las operaciones de los auto tanques se realicen conforme al proceso de entrada/salida indicado en la filosofía de operación y con el sistema de control distribuido.
- Proporcionar al sistema de administración de la terminal la información para identificar auto tanques no autorizados o fuera de horario o de programación que pretendan ingresar a las instalaciones.

El sistema de control de acceso vehicular debe tener la capacidad de integrarse con el sistema de control distribuido (DCS), con la finalidad de monitorear y controlar los puntos de acceso a la terminal así como hacer uso de la información generada por el control de acceso vehicular para la realización de reportes y estadísticas así como proporcionar información al sistema de administración de la terminal.

El sistema de control de acceso vehicular debe permitir la comunicación con diversos sistemas y dispositivos usando protocolos de comunicación abiertos, incluyendo Modbus, OPC y Wiegand.

Los vehículos que pretendan acceder a la terminal deberán portar tarjetas auto adheribles identificadoras (Tag) las cuales deberán estar registradas en el sistema de administración de la terminal para que al momento de que un Tag registrado sea detectado por la antena RFID y además sensado por el loop detector de vehículo, el sistema por medio del PLC del DCS envíe la señal de apertura de la barrera vehicular correspondiente.

Los datos provenientes de la antena RFID y del lector con teclado numérico deberán ser enviados y procesados en el DCS y a través de éste serán integrados a la red LAN para la comunicación con el sistema de administración de la terminal y permitir la apertura o cierre de las barreras vehiculares.

Se utilizarán sensores de haz fotoeléctrico y loops detectores de vehículo como medio para sensar la presencia vehicular, los cuales estarán conectados a entradas digitales del PLC del DCS para realizar la apertura de las barreras vehiculares. Así mismo, el cierre de las barreras vehiculares solo se llevará a cabo cuando no se registre señal de los sensores de haz fotoeléctrico y de los loops detectores de vehículos y a su vez no se tenga comando de apertura proveniente del sistema de administración de la terminal.

Los loops detectores de vehículos deberán estar ubicados en ambos lados de la barrera vehicular (entrada / salida) para poder detectar de forma continua la presencia de un auto tanque o vehículo un metro antes y un metro después de cruzar la barrera vehicular.

El sistema de administración de la terminal deberá realizar la adquisición de los datos provenientes de los lectores y antenas RFID para el control de acceso y generación de reportes de forma automática y a solicitud del operador, así como para la generación y desplegado de alarmas en caso de forzamiento de barrera vehicular, lectura de claves o códigos no autorizados o vigentes, etc.

El sistema de control de acceso peatonal debe realizar la función de permitir o denegar el acceso del personal a la terminal, así como a las áreas aseguradas de los edificios, por medio de tarjetas de proximidad cuya información será cotejada contra la base de datos en el servidor de administración y configuración a ubicarse en el Cuarto de Telecom de la Terminal de Almacenamiento.

El servidor de administración y configuración debe conservar actualizada la base de datos del sistema de control de acceso, así mismo es el encargado de validar la información de las tarjetas de proximidad para permitir o denegar el acceso en el área controlada y tener el registro diario de todo el personal que acceda o salga de las instalaciones.

El sistema de control de acceso peatonal debe contar con una estación de trabajo en donde se podrá consultar la información del sistema así como obtener reportes, realizar alta o baja de personal, configurar accesos temporales para visitantes, personalización de tarjetas de acceso entre otras funcionalidades.

Cada puerta a controlar debe presentar la configuración de lector de proximidad en la entrada y en el interior un botón liberador para la apertura de la puerta, el aseguramiento de la puerta se realizará por medio de chapas electromagnéticas con reconocimiento del estado de la puerta (abierta / cerrada). En caso de ausencia de energía las puertas deben quedar liberadas.

Los lectores de proximidad recolectan los datos propios de identificación de la tarjeta de proximidad presentada, esta información pasa al controlador local de acceso, y posteriormente es enviada al servidor de administración y control por medio de la red LAN (alcance del sistema de voz y datos), para ser verificada y validada contra la base de datos del sistema, en caso de que el servidor de administración y configuración determine que es válida la información presentada el acceso será autorizado y el servidor enviará la señal de liberación al controlador local para la liberación de la chapa electromagnética para permitir el acceso o salida del personal. En el caso de que el acceso no sea validado por el servidor de administración y control, la puerta permanecerá cerrada hasta que sea presentada una tarjeta válida o se presione el botón liberador de puerta. El estado de la puerta está dado por la chapa electromagnética considerada por puerta, el cual permite al sistema determinar el estado (abierto / cerrado) de cada puerta controlada.

El sistema de control de acceso peatonal deberá tener interconexión con el sistema de gas y fuego, para que en caso de presencia de fuego, los equipos controladores reciban una señal de alarma del sistema de gas y fuego para liberar de forma automática las puertas controladas.

El sistema debe contar con una impresora de tarjetas de proximidad en la caseta de acceso de la Terminal de Almacenamiento, para la impresión de tarjetas que servirán de identificación tanto de personal como de visitantes. Para el caso de las tarjetas de visitantes el sistema asignará un

nivel de acceso restringido y temporal a ciertas áreas dentro de las instalaciones, manteniendo el registro de acceso y salida.

Sistema de detección de intrusión perimetral

El objetivo principal del sistema es proporcionar un sistema de detección de intrusión, para poder detectar oportunamente cualquier intento de entrada o posible daño a las instalaciones de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Almacenamiento (TIFT-A), como una forma de mantener la operación de las mismas, sin contratiempos.

El sistema de detección de intrusión perimetral debe utilizar fibra óptica como elemento sensor, por lo que deberá ser tendida a lo largo del muro perimetral para detectar cualquier intento de saltar el muro que altere el cable sensor, incluyendo los tipos de acciones de intrusión como apoyar una escalera contra el borde de la pared, tirar una cuerda por encima del muro o sujetar el borde del mismo.

El sistema debe detectar varios eventos simultáneos por lo que deberá notificar las perturbaciones generadas en diferentes lugares de forma independiente.

El sistema debe localizar intentos de intrusión con una precisión de 8 metros incluso cuando se presenten varias intrusiones simultáneas o ruido ambiental.

En caso de corte del cable sensor, el sistema deberá notificar inmediatamente el incidente incluyendo la ubicación del mismo, la detección de intrusión debe continuar hasta el punto de corte.

Para la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Almacenamiento (TIFT-A) el sistema de detección de intrusión perimetral deberá ser capaz de soportar una longitud perimetral de al menos 3 kilómetros.

El sistema de detección de intrusión debe tener interfaz con el sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV), para que en caso de generar una alarma por intrusión, el sistema de CCTV posicione automáticamente la cámara más cercana al evento para la visualización y grabación del mismo.

El sistema debe permitir diferenciar las amenazas inofensivas ocasionadas por condiciones climáticas adversas como vientos fuertes o tormentas, así como aquellas ocasionadas por el paso

vehículos pesados o fauna local de las amenazas reales que pongan en peligro la integridad y seguridad de las instalaciones como penetraciones en muro, intentos de saltos, excavaciones cerca de la barda perimetral, etc., y generar una alarma por medio del DCS en la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Almacenamiento (TIFT-A), que será enviada a los centros de control para su atención.

Sistema de intercomunicación y voceo

Las instalaciones donde se deberán proporcionar servicios de intercomunicación y voceo son las siguientes:

- Edificio de Oficinas y Cuarto de Control.
- Área operativa.

La función del Sistema de intercomunicación y voceo debe ser la de comunicar y brindar el apoyo para coordinar las operaciones de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Almacenamiento (TIFT-A), con la finalidad de contribuir a disminuir los riesgos, además de que el sistema deberá permitir notificar y dar instrucciones a todo el personal en caso de alguna emergencia en cada una de las áreas.

Para brindar los servicios del sistema de intercomunicación y voceo se debe de instalar por lo menos el siguiente equipamiento:

- Estaciones multilínea para uso exterior, Clase I División 2, con amplificador integrado.
- Estaciones multilínea para uso interior.
- Altavoces tipo trompeta de uso exterior con excitador integrado, Clase I División 2.
- Amplificador de uso interior para estación multilínea para uso interior.
- Altavoz de uso interior para montaje en plafón.
- Balanceador de línea.

Se deberá suministrar, instalar, probar y poner en operación el sistema de intercomunicación y voceo el cual deberá ser del tipo convencional. Debe contar con estaciones multilínea para uso exterior con 5 canales de intercomunicación y una de voceo con amplificador integrado, altavoces, estaciones multilínea para interior tipo escritorio con control de volumen de altavoz y amplificador para interior.

Los usuarios deberán tener acceso al sistema, descolgando el auricular y oprimiendo un botón (ubicado en el propio auricular o en el equipo), permitiendo así el voiceo general de todos los altavoces del sistema, excepto a los asociados con la estación que lo origina y además realizar la intercomunicación con cualquiera de las 5 líneas disponibles, ofreciendo una comunicación simultánea e independiente. Los equipos de este sistema deberán ser del tipo telefónico.

Se debe de contar con un balanceador de línea para el sistema de intercomunicación y voiceo. La longitud máxima del cable entre balanceador de línea y la estación o amplificador del sistema más alejado no deberá ser mayor de 1600 metros y debe ubicarse lo más cerca posible del centro de carga eléctrico del sistema.

La ubicación de los equipos debe considerarse en el lugar más cercano posible donde el personal realizará las actividades de mantenimiento, operación y supervisión, sin obstruir las áreas de circulación del personal, ni la operación adecuada de los equipos de proceso.

Los altavoces deben ubicarse lo más cerca posible de la fuente de ruido con la finalidad de mantener la misma relación de señal a ruido.

Las áreas en donde se ubicarán las estaciones multilínea (para uso interior y exterior) deben quedar perfectamente sonorizadas, es decir, se debe mantener el nivel de la intensidad de sonido (tonos y mensajes de voz) en un rango de 6 a 10 dB, por encima del ruido ambiental.

Los equipos de intercomunicación y voiceo ubicados en las áreas operativas definidas como áreas clasificadas dentro de la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Almacenamiento (TIFT-A), deben contar con certificados de aprobación para operar en áreas clasificadas como peligrosas conforme las Normas NOM-001-SEDE-2012.

Cada estación multilínea para uso exterior, debe tener una caseta acústica de fibra de vidrio, de diseño robusto, resistente a ambientes corrosivos, capaz de reducir el ruido en 23 dB.

En la siguiente tabla se muestra la ubicación de los equipos del sistema de intercomunicación y voiceo:

Tabla III-3. Número y ubicación del sistema de intercomunicación y voceo.

Ubicación	EMI (Estación Multilínea Interior)	EME (Estación Multilínea Exterior)	AI (Altavoz Interior)	AMI (Amplificador Interior)	ATE (Altavoz Tipo Trompeta Exterior)	BL (Balanceador de Línea)
Edificio de Oficinas y cuarto de control.	2	-	2	1	-	1
Área operativa.	-	9	-	-	9	-

Sistema de radio comunicación

El alcance para el sistema de radiocomunicación incluye el suministro, instalación y puesta en operación del siguiente equipamiento para proporcionar el servicio de radiocomunicación:

- Una radio base.
- Cinco equipos de radiocomunicación tipo portátil.
- Una antena tipo Yagui.

Suministro de equipos de radiocomunicación tipo portátil, los cuales se deben entregar sin programación alguna, ya que la Gerencia de la terminal, es la responsable de realizar dicha programación.

Los equipos a suministrar deben de ser en la versión Digital ASTRO 25 más actual del mercado. El proveedor debe informar al cliente que esta versión sean la vigente al momento de la compra.

El equipo radio base debe ser troncalizado con capacidad de transmitir servicios de voz y datos, cuente con micrófono de escritorio, con teclado alfanumérico y software de programación, debe ser suministrado con todos los accesorios y dispositivos necesarios para que opere en la banda de 800 MHz UHF-FM. Debe ser instalado en la cuarto de control.

Los equipos de radiocomunicación tipo portátil deben ser del tipo troncalizado con pantalla LCD, teclado alfanumérico, con capacidad de transmisión y recepción de mensajes de texto, con teclas de navegación y teclas programables. Deben ser entregados sin programación alguna junto con

sus accesorios, ya que la programación de los mismos es efectuada por personal de la Gerencia de la terminal.

Los equipos portátiles deben estar diseñados para operar en interiores y exteriores, por lo que deben cumplir con las normas militares 810 C, D, E, F Y G, además de cumplir con la característica de ser intrínsecamente seguros.

Los equipos de radiocomunicación deben soportar una temperatura de -30°C a +60°C, deben ser IP67.

Se debe de suministrar e instalar una antena tipo Yagui para exterior, con soporte incluido y todos los accesorios necesarios para instalarse en la radio base, que opere en una frecuencia del rango de 800 MHz, además debe contar con un rendimiento de 5 dBi.

Se debe de incluir el licenciamiento del software de programación y mantenimiento correspondiente a la versión de los equipos en la fecha de suministro, que permita su uso y programación en la terminal.

III.1.2 Medidas Preventivas

Los sistemas de seguridad o capas de protección se emplearán con la finalidad de reducir la frecuencia de una consecuencia de interés (normalmente, una consecuencia no deseada y previamente identificada en un estudio de identificación de peligros). Los orígenes de contar con estas capas, responden al deseo y a la necesidad de proteger las unidades de proceso e instalaciones adyacentes, medio ambiente, población localizada en las inmediaciones de la terminal y personal operativo. Para evitar este tipo de consecuencias será necesario implementar diversos tipos de sistemas de aislamiento que permitan confinar una posible fuga de material peligroso de una manera segura.

A continuación, se describen las medidas preventivas que aplicarán durante la operación normal de la terminal; así como, aquellas medidas orientadas a la restauración de la zona afectada, en caso de que se presentara alguna incidencia.

III.1.2.1 Capas de Protección

Dentro de las medidas preventivas del proyecto se considerará las siguientes capas de protección.

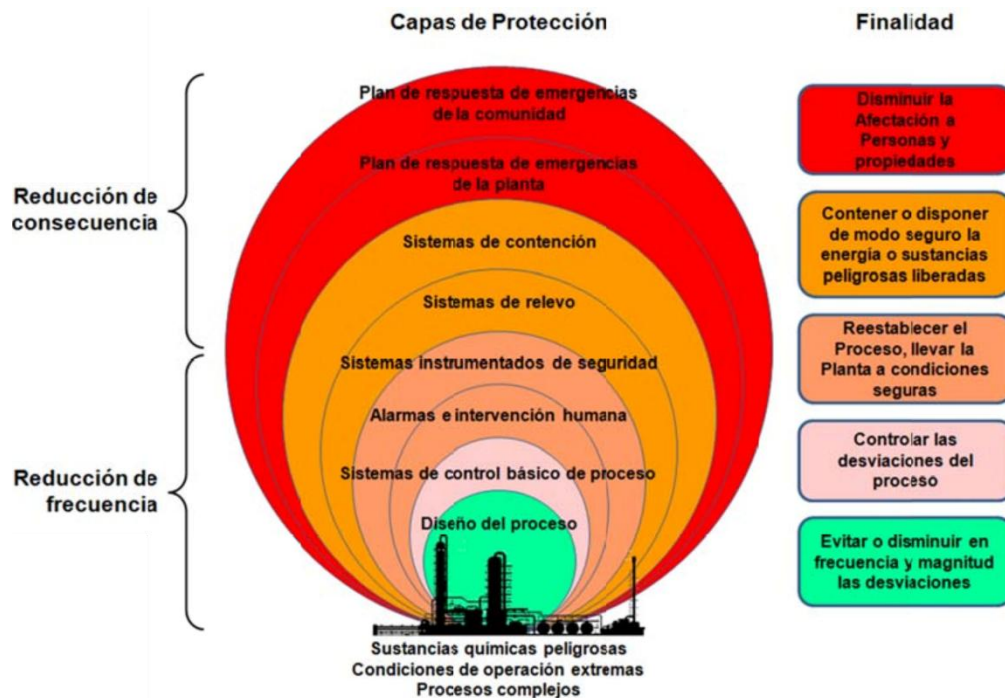


Figura III-1. Capas de protección de las medidas preventivas del proyecto.

Con base en el diagrama anterior, las salvaguardas se clasificaron de la siguiente manera:

- Activas o pasivas.
- Preventivas (pre-reléase o antes de que la liberación del material ocurra).
- Mitigantes (post-reléase o después de que la liberación del material ocurra).

De esta forma, a continuación se describen cada una de las capas independientes consideradas en el diagrama anterior:

Las Capas de Protección

Diseño del proceso

Esta capa contará en todo momento de inspecciones y mantenimientos, cada uno sus respectivos programas, los cuales se describen más adelante.

Las medidas de prevención que fueron consideradas en la etapa de diseño, serán las siguientes:

- Verificar que se cumpla con la normatividad y códigos de diseño para la terminal.
- Cumplir con las bases de diseño para la terminal.
- Incluir los sistemas de seguridad indicados en este capítulo.
- Actualizar las recomendaciones técnico-operativas, para la terminal una vez que se cuente con la ingeniería de detalle.
- Verificar que se lleven a cabo las pruebas de verificación indicadas en el capítulo I del presente estudio.

Sistemas básicos de control de proceso

Una vez que la terminal se encuentre en operación, los sistemas básicos de control de proceso son el primer nivel de protección, los cuales mantendrán el proceso en los niveles de operación de diseño. Como ejemplo se tienen los dispositivos de bajo y alto nivel, indicadores de temperatura, etc, son todos aquellos instrumentos que de forma automatizada, mantienen dentro de rango el proceso.

El control de la emergencia se realizará de forma remota con la ayuda del personal operativo y el circuito cerrado de televisión con el cual se podrán visualizar cualquier lado de la terminal.

Alarmas de proceso con intervención humana

Las alarmas críticas de proceso, son el segundo nivel de protección durante la operación, las alarmas son activadas por señales que emitan los sistemas básicos de control de proceso; para que estos sistemas puedan brindar la protección esperada, tienen que ser acompañados por la acción de equipos auxiliares para mitigar el efecto, es decir por ejemplo, que en caso de bajo nivel, entrarán en operación para reestablecer el nivel de operación normal. Para completar esta capa es necesaria la intervención del operador.

Sistemas instrumentados de seguridad

La función instrumentada de seguridad, llevará al proceso a un estado seguro. Estos sistemas son independientes de los sistemas básicos de control de proceso, lo conforman equipos y sistemas independientes, que muy a menudo son redundantes en dos o en tres fases.

Sistemas de relevo

La terminal contará con válvulas de seguridad, lo cual provee de un alto grado de protección.

Como medida preventiva se llevará a cabo la inspección y mantenimiento de las válvulas para mantener la efectividad de esta capa de protección.

Sistemas de protección

Los sistemas de protección en caso de post-liberación se refieren a los dispositivos y/o accesorios pasivos enfocados hacia la mitigación de las consecuencias o efectos asociados a la liberación del material al ambiente. Los sistemas de este tipo con los que va a contar la terminal son:

- Sistemas de aspersión (contra incendio).
- Sistema de rociadores (contra incendio).
- Sistema de espuma contra incendio.
- Sistema de gas y fuego.
- Diques de contención.

Plan de respuesta a emergencias

Una vez que se cuente con la ingeniería de detalle, se elaborará un Plan de Respuesta a Emergencias (PRE), que establezca las acciones a realizar antes, durante y después de la ocurrencia de una emergencia, con el propósito de que el personal desarrolle la capacidad para responder de manera oportuna y eficaz, mitigando el impacto a los trabajadores, a las instalaciones, al medio ambiente y a terceros. El PRE describirá las características generales de la terminal y del entorno en que se ubica; así mismo, detallará los mecanismos de respuesta que se deben activar en caso de emergencia.

En esta etapa se incluirán y desarrollarán conceptos tales como:

- Formación y actuación de Brigadas Contra incendio.
- Filosofía Operación de Sistemas Contra incendio.
- Programas y procedimientos de evacuación y abandono de la instalación, entre otros.

Programas o Planes de Respuesta a la Comunidad

La Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan – Almacenamiento contará con un Plan de Emergencia Externo, con los procedimientos de combate específicos y las responsabilidades del personal y áreas involucradas.

III.1.2.2 Programas de mantenimiento

A continuación se presenta un esquema con el mapa de ruta que se sigue en el proceso de gestión del mantenimiento:

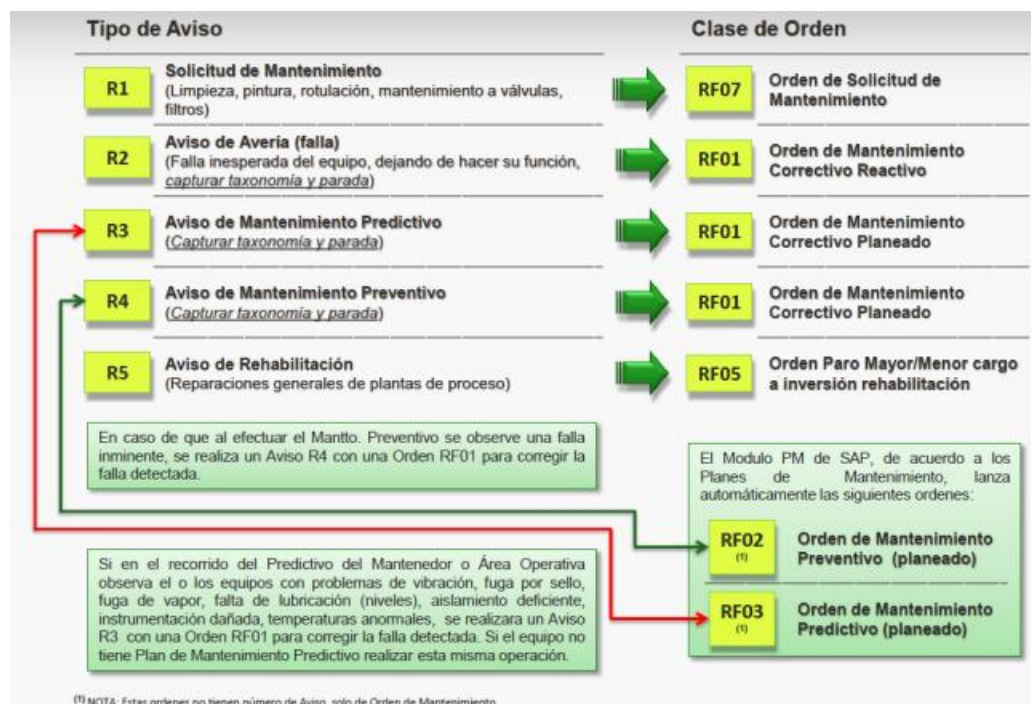


Figura III-2. Gestión de Mantenimiento.

Tipos de mantenimiento instalaciones

Las actividades de mantenimiento se clasifican en general en:

Mantenimiento preventivo

Son las acciones de mantenimiento aplicadas a la terminal que se ejecutan a intervalos fijos independientemente de su condición actual para restituir un elemento a una condición específica.

Tiene por misión mantener un nivel de servicio determinado en los equipos, programando las intervenciones de sus puntos vulnerables en el momento más oportuno. Suele tener un carácter sistemático, es decir, se interviene aunque el equipo no haya dado ningún síntoma de tener un problema. Se basa en inspecciones preventivas, por ejemplo lubricación de motores y bombas.

Este tipo de mantenimiento está basado en la prevención de fallas que conllevan a la, predicción o eliminación de las fallas, o disminución, a niveles tolerables, antes de ocurrir una falla.

Mantenimiento correctivo o reactivo

Se refiere a todas las acciones desempeñadas como resultado de una falla, para restituir un elemento a su condición específica.

En este estado el mantenimiento está basado en intervenciones correctivas no planeadas, independientemente de su impacto a las actividades propias de la terminal, seguridad o medio ambiente.

Se considera mantenimiento correctivo o reactivo cuando la falla impide un cumplimiento total o parcial de las funciones de ese activo.

El mantenimiento correctivo puede incluir cualquier o todos de los siguientes pasos:

1. Localización
2. Aislamiento
3. Desarmado
4. Intercambio
5. Armado
6. Alineamiento y
7. Verificación.

Mantenimiento correctivo planeado

Se refiere a todas las acciones de mantenimiento correctivo desempeñadas como resultado del hallazgo de anomalías que pueden desencadenar una futura falla potencial, durante la ejecución de actividades de mantenimiento predictivo y/o preventivo. Este tipo de mantenimiento está reducido a aquellas fallas que no tienen otras consecuencias que los costos de reparación.

Dentro de este tipo de mantenimiento se considera el “cero horas” (overhaul), que se caracteriza por un conjunto de tareas cuyo objetivo es revisar los equipos a intervalos programados, antes de que aparezca ningún fallo, cuando la fiabilidad del equipo ha disminuido apreciablemente, de manera que resulta arriesgado hacer previsiones sobre su capacidad productiva. Dicha revisión consiste en dejar el equipo a cero horas de funcionamiento, es decir, como si el equipo fuera nuevo.

En estas revisiones se sustituyen o se reparan todos los elementos sometidos a desgaste. Ejemplo: remplazo de tubería, cableado eléctrico, instrumentos de medición, entre otros.

El mantenimiento correctivo puede incluir cualquier o todos de los siguientes pasos:

1. Localización,
2. Aislamiento,
3. Desarmado,
4. Intercambio,
5. Armado,
6. Alineamiento, y
7. Verificación.

El proceso de administración de éste tipo de mantenimiento se lleva a cabo a través de sistemas informáticos.

Mantenimiento predictivo

Permite conocer e informa permanentemente el estado y operatividad de las instalaciones, mediante valores de determinadas variables representativas de las mismas. Para aplicar este mantenimiento, es necesario identificar variables físicas (temperatura, vibración, consumo de energía, entre otros), cuya variación sea indicativa de problemas que están apareciendo en el equipo.

Está basado en la condición de un equipo para evaluar su probabilidad de falla durante algún período futuro, con objeto de tomar la acción apropiada para evitar las consecuencias de esa falla. La condición del equipo es monitoreada usando Monitoreo de Condición, Técnicas de Control Estadístico de Proceso, Monitoreo del Funcionamiento del equipo con un hardware y software específicos y/o a través del uso de los Sentidos Humanos.

Este tipo de mantenimiento consiste en una serie de tareas elementales como toma de datos, inspecciones visuales, limpieza, lubricación, reapriete de tornillos, repintado de instalaciones.

Generalmente cada equipo necesita una mezcla de cada uno de estos tipos de mantenimiento, de manera que no se aplica uno sólo de ellos a un equipo en particular.

Mantenimiento proactivo

Las instalaciones en esta fase se caracterizan por la planeación y programación de actividades que conllevan a la prevención, predicción o eliminación de las fallas o disminución, a niveles tolerables, de las consecuencias de las fallas.

Respecto a los procedimientos existentes se tiene entre otros:

- Procedimientos para el paro y arranque por emergencias, como, falla de energía eléctrica, etc.
- Procedimiento para la atención de contingencias.
- Catálogo de empresas especialistas en recuperación y saneamiento de áreas contaminadas.
- Procedimiento para la recepción de obras.
- Procedimientos para contratistas.

IV. RESUMEN

IV.1 Señalar las conclusiones del estudio de riesgo **ambiental**

Los nodos del proceso que se seleccionaron de los planos de acuerdo a los equipos que se presentan en el sentido del flujo del proceso son los siguientes:

En la Tabla IV–1 se presentan la definición de los nodos efectuada por el grupo técnico de riesgo para la instalación objeto de este estudio, se describen en la tabla siguiente:

Tabla IV–1. Descripción de nodos.

No. Nodo	Descripción
1	Filtro canasta F-202A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta cabezal 24"-GR-201-019-CSAA de gasolina regular.
2	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-GR-201-023-CSAA hasta válvula de entrada MOV-201A a pie de tanque de gasolina regular TK-201.
3	Tanque de gasolina regular TK-201, desde válvula de entrada MOV-201A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-201C a pie de tanque.
4	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en el cabezal 24"-GR-201-024-CSAA hasta válvula de entrada MOV-202A a pie de tanque de gasolina regular TK-202.
5	Tanque de gasolina regular TK-202, desde válvula de entrada MOV-202A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-202C a pie de tanque.
6	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en el cabezal 24"-GR-201-025-CSAA hasta válvula de entrada MOV-203A a pie de tanque de gasolina regular TK-203.
7	Tanque de gasolina regular TK-203, desde válvula de entrada MOV-203A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-203C a pie de tanque.
8	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en el cabezal 24"-GR-201-026-CSAA hasta válvula de entrada MOV-204A a pie de tanque de gasolina regular TK-204.
9	Tanque de gasolina regular TK-204, desde válvula de entrada MOV-204A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-204C a pie de tanque.
10	Bomba de gasolina regular a llenaderas P-221A/B/C/D/E/F/G/H, desde válvula de salida MOV-201C/202C/203C/204C a pie de tanque hasta válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-165-CSAA a la entrada al patín de medición gasolina regular PM-221
11	Patín de medición de gasolina regular PM-221, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-165-CSAA a la entrada al patín hasta la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-189-CSAA a la salida del patín.

No. Nodo	Descripción
12	Brazo de llenado de gasolina regular BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B, BL-214A/B, BL-217A/B, BL-220A/B y BL-223A/B en islas 1 a la 8, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en la salida del patín de medición hasta la descarga del brazo de llenado.
13	Filtro canasta F-204A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta cabezal 24"-GP-201-010-CSAA de gasolina premium.
14	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-GP-201-027-CSAA hasta válvula de entrada MOV-205A a pie de tanque de gasolina premium TK-205.
15	Tanque de gasolina premium TK-205, desde válvula de entrada MOV-205A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-205C a pie de tanque.
16	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-GP-201-028-CSAA hasta válvula de entrada MOV-206A a pie de tanque de gasolina premium TK-206.
17	Tanque de gasolina premium TK-206, desde válvula de entrada MOV-206A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-206C a pie de tanque.
18	Bomba de gasolina premium a llenaderas P-222A/B/C/D/E/F/G/H, desde válvula de salida MOV-205C/206C a pie de tanque TK-205/206 hasta válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-215-CSAA a la entrada al patín de medición gasolina premium PM-222.
19	Patín de medición de gasolina premium PM-222, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-215-CSAA a la entrada al patín hasta la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-GP-201-239-CSAA a la salida del patín.
20	Brazo de llenado de gasolina premium BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B, BL-212A/B, BL-215A/B, BL-218A/B, BL-221A/B y BL-224A/B en islas 1 a la 8, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en la salida del patín de medición hasta la descarga del brazo de llenado.
21	Filtro canasta F-203A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta cabezal 24"-PL-201-020-CSAA de diésel/MTBE.
22	Desde la válvula de bloqueo de 16"Ø en la tubería 16"-MTB-201-029-CSAA hasta válvula de entrada MOV-212A a pie de tanque de MTBE TK-212.
23	Tanque de MTBE TK-212, desde válvula de entrada MOV-212A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-212B a pie de tanque.
24	Bomba de trasvase/MTBE P-225A/B/C, desde válvula de salida MOV-212B a pie de tanque TK-212 hasta el anillo de distribución de MTBE en tanque TK-201/202/203/204/205/206/207/208/209.
25	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-DE-201-030-CSAA hasta válvula de entrada MOV-207A a pie de tanque de diésel TK-207.
26	Tanque de diésel TK-207, desde válvula de entrada MOV-207A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-207B a pie de tanque.
27	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-DE-201-031-CSAA hasta válvula de entrada MOV-208A a pie de tanque de diésel TK-208.
28	Tanque de diésel TK-208, desde válvula de entrada MOV-208A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-208B a pie de tanque.
29	Desde la válvula de bloqueo de 24"Ø en la tubería 24"-DE-201-022-CSAA hasta válvula de entrada MOV-209A a pie de tanque de diésel TK-209.

No. Nodo	Descripción
30	Tanque de diésel TK-209, desde válvula de entrada MOV-209A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-209B a pie de tanque.
31	Bomba de diésel a llenaderas P-220A/B/C/D/E/F/G/H, desde válvula de salida MOV-207C/208C/209C a pie de tanque TK-207/208/209 hasta válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-DE-201-315-CSAA a la entrada al patín de medición de diésel PM-220.
32	Patín de medición de diésel PM-220, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-DE-201-315-CSAA a la entrada al patín hasta la válvula de bloqueo de 20"Ø en tubería 20"-DE-201-339-CSAA a la salida del patín.
33	Brazo de llenado de diésel BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B, BL-213A/B, BL-216A/B, BL-219A/B y BL-222A/B en islas 1 a la 8, desde la válvula de bloqueo de 20"Ø en la salida del patín de medición hasta la descarga del brazo de llenado.
34	Filtro canasta F-201A/B, desde válvula de bloqueo de 16"Ø en límite de custodia hasta la válvula de entrada MOV-210A a pie de tanque de turbosina TK-210.
35	Tanque de turbosina TK-210, desde válvula de entrada MOV-210A a pie de tanque hasta válvula de salida MOV-210B a pie de tanque.
36	Bomba de turbosina a llenaderas P-223A/B, desde válvula de salida MOV-210C a pie de tanque TK-210 hasta válvula de bloqueo de 8"Ø en tubería 8"-TUR-201-410-CSAD a la entrada al patín de medición de turbosina PM-223.

En la Tabla IV–2 se presenta un resumen de los elementos de análisis del presente estudio.

Tabla IV–2. Elementos de análisis de estudio.

Elementos de análisis	Ocurrencias
Nodos	36
Desviaciones	255
Causas	357
Consecuencias	691
Recomendaciones	148 distintas

Aplicando la metodología de Análisis de Riesgos y Operabilidad (HazOp) se realizó la categorización del grado de riesgo para cada desviación. En la Tabla IV–3 se muestran los resultados de los grados de riesgo por desviación, utilizando para ello las matrices y criterios establecidos en la descripción de la metodología.

Tabla IV-3. Resultados de Grados de Riesgo por Desviaciones.

	Categoría del riesgo			
	Intolerable "A"	Indeseable "B"	Aceptable con controles "C"	Razonablemente aceptable "D"
Cantidad de desviaciones	0	59	357	680

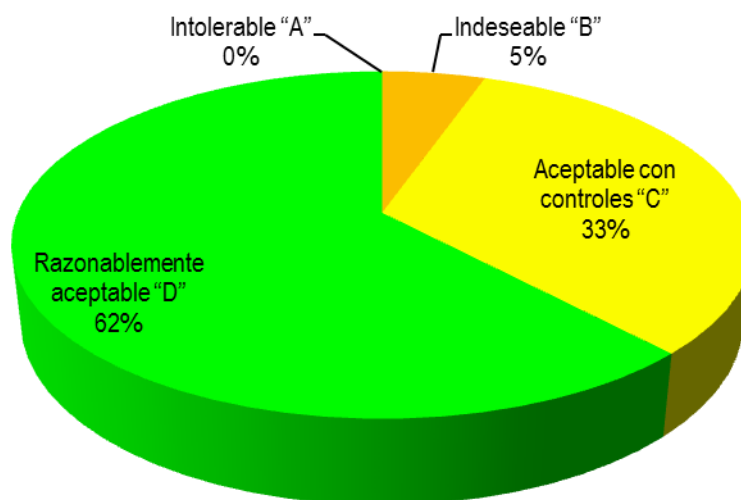


Figura IV-1. Porcentaje de Riesgos de las Desviaciones.

Escenarios máximos probables

Los escenarios identificados como máximos probables para las simulaciones, se obtuvieron de la etapa de jerarquización de riesgos. A continuación se establecen los escenarios, se descripción, la corriente y las condiciones de operación que alimentaron al software PHAST Ver. 7.1 para determinar las zonas de alto riesgo y amortiguamiento de acuerdo a los criterios de la ASEA.

Tabla IV-4. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias.

Clave del Escenario	Instalación	Descripción del Escenario
TUXAML-1	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina regular en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B, BL-214A/B, BL-217A/B, BL-220A/B y BL-223A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-2	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina premium en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B, BL-212A/B, BL-215A/B, BL-218A/B, BL-221A/B y BL-224A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-3	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de diésel en el brazo de llenado de gasolina regular de 8 pulgadas BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B, BL-213A/B, BL-216A/B, BL-219A/B y BL-222A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-4	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de turbosina en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-225 A/B considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-5	Isla 11 para descarga de Etanol	Fuga de etanol en el brazo de 4 pulgadas considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.4 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-6	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina regular por sellos de la bomba P-221A/B/C/D/E/F/G/H por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-7	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de gasolina premium por sellos de la bomba P-222A/B/C/D/E/F/G/H por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-8	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	Fuga de diésel por sellos de la bomba P-220A/B/C/D/E/F/G/H, por un tiempo de 30 segundos.
TUXAML-9	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de Turbosina por sellos de la bomba P-223A/B

Escenarios catastróficos

Estos escenarios corresponden a la liberación accidental del mayor inventario del material o sustancia peligrosa contenida en un recipiente o línea de proceso, la cual resulta en la mayor distancia hasta alcanzar los límites por toxicidad, sobrepresión o radiación térmica. La identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias

Externo, sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios serán considerados para fines ilustrativos.

Con base en lo señalado en el primer párrafo, los escenarios catastróficos propuestos, estarán definidos a partir de los resultados de los escenarios máximos probables; es decir, se tomarán aquellos escenarios que presenten los mayores distanciamientos para las zonas de alto riesgo. Para el caso que nos ocupa los mayores distanciamientos se presentaron en el manejo de la turbosina como se puede observar en la Tabla IV–5.

Tabla IV–5. Escenarios a considerar para la estimación de consecuencias.

Clave del Escenario	Instalación	Descripción del Escenario
TUXAML-10	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de turbosina brazo de llenado. Ruptura total del brazo.
TUXAML-11	Isla 9 para llenado de Turbosina	Fuga de turbosina por sellos de la bomba. Ruptura Total.

Se analizará un escenario catastrófico adicional que será el derrame de gasolina regular en el tanque TK 203, para un tiempo de 10 minutos. El tiempo de fuga se tomó de referencia de la Guía para realizar análisis de riesgos DG-SASIPA-SI-02741 de Petróleos Mexicanos. Y fue elegida esa sustancia para la simulación ya que la misma presenta el mayor volumen de almacenamiento en el proyecto.

Tabla IV–6. Escenario a considerar para la estimación de consecuencias.

Clave del Escenario	Instalación	Descripción del Escenario
TUXAML-12	Tanque TK-203	Derrame de Gasolina Regular del tanque TK-203 por falla del indicador de nivel..

Resultados de las simulaciones

Escenarios máximos probables

En las siguientes tablas se muestran los resultados obtenidos para cada uno de los escenarios simulados:

Tabla IV-7. Resultados para los escenarios máximos probables.

Escenarios	Radiación térmica (m)		Sobrepresión (m)	
	5 kw/m ²	1.4 kw/m ²	1 psi	0.5 psi
TUXALM-1	125.18	180.3	69.22	128.07
TUXALM-2	125.18	180.3	69.22	128.07
TUXALM-3	127.41	183.81	75.95	140.53
TUXALM-4	128.57	185.53	141.47	261.74
TUXALM-5	69.73	91.74	69.75	129.05
TUXALM-6	93.22	141.44	89.51	165.6
TUXALM-7	93.22	141.44	89.51	165.6
TUXAML-8	57.7	82.96	147.03	204.03
TUXAML-9	98.56	140.68	96.67	178.86

Las zonas de alto riesgo que se obtuvieron, si bien en algunos casos rebasan los límites del predio esta zona no afecta alguna zona de interés ecológico, asentamientos humanos o instalaciones aledañas al predio.

Escenario catastrófico

Tabla IV-8. Resultados para los escenarios catastróficos.

Escenarios	Radiación térmica (m)		Sobrepresión (m)	
	5 kw/m ²	1.4 kw/m ²	1 psi	0.5 psi
TUXALM-10	1027.63	1576.93	141.47	261.74
TUXALM-11	794.43	1221.36	96.67	178.86
TUXAML-12	181.96	268.91	241.07	284.48

Como fue señalado con anterioridad, la identificación de estos eventos no requiere de un análisis de riesgo formal, ni conocer las causas que pueden provocarlo, ni su probabilidad de ocurrencia (considerando su mínima o nula ocurrencia). Su propósito es utilizarla como base de discusión para el Plan de Emergencias Externo, sin embargo dado que el proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, estos escenarios son considerados para fines ilustrativos.

IV.2 Hacer un resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental

Con base en los resultados obtenidos es factible aseverar que el proyecto no pondrá en riesgo la estructura y función de los ecosistemas descritos en el Sistema Ambiental y dentro del Área de Influencia.

En este orden de ideas, se analizó y concluyó que:

Se puede afirmar que la ejecución de las obras y actividades que contempla el proyecto, así como escenarios analizados no representa un factor de cambio significativo o relevante debido a que las características del ecosistema ya han sido modificadas radicalmente con anterioridad.

Se considera que no se modificarán los procesos naturales de propagación, reproducción ni distribución de las especies de flora y fauna silvestre.

En el contexto de impacto ambiental significativo o relevante establecido en el propio Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en la materia en materia de Evaluación del Impacto Ambiental (Art. 3º fracción IX), la extensión de los mismos es no significativa. Con esto se garantiza su continuidad de los ecosistemas dentro del Sistema Ambiental. Asimismo en términos de la misma definición y en relación del análisis realizado podemos manifestar que no se provocarían alteraciones en los ecosistemas y sus recursos naturales o en la salud, obstaculizando la existencia y desarrollo del hombre y de los demás seres vivos, así como la continuidad de los procesos naturales.

Con los resultados obtenidos se puede evidenciar que la ejecución del proyecto no puede ocasionar que una o más especies sean declaradas como amenazadas o en peligro de extinción, quedando fuera del supuesto establecido en el artículo 35, numeral III, inciso b) de la LGEEPA.

Partiendo de los resultados obtenidos, la ejecución del proyecto garantiza la integridad de los ecosistemas presentes en el Sistema Ambiental y en el Área de Influencia, es decir, permite

mantener la composición de hábitats que existen, la diversidad de especies y consecuentemente su capacidad de funcionar como un sistema integrado, preservando las condiciones que permitan la movilidad y la viabilidad de las especies.

Entendiendo la capacidad de carga de un ecosistema, como la capacidad que tiene para ser utilizado o manejado, sin que esto comprometa su estructura y funcionamiento básicos, se puede afirmar que el proyecto asegura estas dos condiciones.

Las conclusiones del presente permiten señalar que se respeta la integridad funcional de los ecosistemas, los factores ambientales dentro del Sistema Ambiental que por sí mismos son relevantes, no serán afectadas por el proyecto.

Como resultado de las anteriores conclusiones, es factible aseverar que el proyecto no generará:

- Desequilibrios ecológicos.
- Daños a la salud pública.
- Afectaciones a los ecosistemas.
- Alteración de la capacidad de carga del ecosistema.
- Alteración de la integridad funcional del ecosistema.

Finalmente, resulta relevante indicar que las medidas propuestas en el capítulo III del estudio de riesgo ambiental garantizan el prevenir, controlar y contener un posible incidente relacionado con los escenarios analizados y también tienen como objetivo evitar que se genere una cadena de sucesos que lleven a la ocurrencia de un incidente catastrófico.

IV.3 Informe Técnico

Las sustancias que serán manejadas en la Terminal Internacional de Fluidos Tuxpan - Almacenamiento.

Tabla IV-9. Sustancias Almacenadas consideradas Altamente Riesgosas.

Nombre químico de la sustancia	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
Turbosina	No disponible	0.772-0.837				10.76/1.73		
Diésel	68476-34-6	0.74-0.95				10.76/1.96		
Gasolina Regular/Premium	8006-61-9	0.70 - 0.77				10.76/1.5980		
Etanol	64-17-5	0.789				-		

IV.3.1 Antecedentes de accidentes e incidentes.

Como una primera etapa del análisis y evaluación de riesgos del proyecto, se revisaron diversas fuentes para determinar antecedentes de accidentes e incidentes en instalaciones similares. La revisión se enfocó a determinar accidentes en centros de almacenamiento de gasolinas o diésel. Los accidentes registrados en centros de almacenamiento, como se describe a continuación:

Para complementar el presente apartado, y con la finalidad de proporcionar una perspectiva preliminar para la identificación y evaluación de riesgos de la instalación objeto del presente estudio, en las siguientes tablas se presenta un resumen estadístico de accidentes industriales a nivel mundial, de acuerdo a la base de datos Major Hazardous Incident Data Service (MHIDAS)¹³:

Tabla IV-10. Distribución de Accidentes por Tipo de Instalación.

TIPO DE INSTALACION	PORCENTAJE (%)
Refinerías	46
Plantas Petroquímica	34
Terminales de almacenamiento de combustibles	6

¹³ En 1985 se estableció un servicio de acceso público basado en la base de datos accidentes MHIDAS. La base de datos contiene información de 8000 accidentes graves que son del dominio público: La base de datos se actualiza trimestralmente y está disponible para los usuarios a través de diversos medios, incluidos discos compactos e internet.

TIPO DE INSTALACION	PORCENTAJE (%)
Plantas de Procesamiento de Gas	9
Misceláneos ¹⁴	5

Tabla IV-11. Distribución por tipo de Accidentes.

Tipo de instalación	Porcentaje (%)
Fuegos	31
Explosiones de Nube de Vapor	36
Explosiones	30
Otros	3

Tabla IV-12. Distribución por tipo de Accidente en Instalaciones.

Tipo de Instalación	Explosiones	Fuegos	Explosiones de Nubes de Vapor	Otros
Refinerías	15%	48%	31%	6%
Plantas Petroquímica	46%	17%	37%	0%
Terminales de almacenamiento	22%	44%	28%	6%
Plantas de Procesamiento de Gas	0%	40%	60%	0%
Misceláneos	7%	50%	36%	7%

¹⁴ Industriales/Biológicos, etc.

Tabla IV-13. Distribución de Accidentes por Causa de Accidentes.

Tipo de instalación	Porcentaje (%)
Falla Mecánica	44
Error Operacional (Humano)	22
Desconocida	12
Falla en el Proceso	11
Riesgo Natural (Meteorológicos)	5
Error de Diseño	5
Sabotaje	1

Tabla IV-14. Distribución de Accidentes por Equipos de Proceso.

Tipo de instalación	Porcentaje (%)
Sistema de Líneas (Tuberías)	29
Tanques	16
Reactores	13
Misceláneos	8
Recipientes de Proceso	7
Tanques Marinos	4
Desconocida	7
Bombas-Compresores	6
Intercambiadores de Calor	4
Torres de Proceso	4
Calentadores-Rehervidores	2

Tabla IV-15. Identificación y jerarquización de riesgos ambientales.

No. de Escenario	No. de evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgos	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
TUXAML-1	1	Fuga de gasolina regular en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-202A/B, BL-205A/B, BL-208A/B, BL-211A/B, BL-214A/B, BL-217A/B, BL-220A/B y BL-223A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.	x		x	x	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	HazOp	Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje
TUXAML-2	2	Fuga de gasolina premium en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-203A/B, BL-206A/B, BL-209A/B, BL-212A/B, BL-215A/B, BL-218A/B, BL-221A/B y BL-224A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.	x		x	x	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	HazOp	Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje.

No. de Escenario	No. de evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgos	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
TUXAML-3	3	Fuga de diésel en el brazo de llenado de gasolina regular de 8 pulgadas BL-201A/B, BL-204A/B, BL-207A/B, BL-210A/B, BL-213A/B, BL-216A/B, BL-219A/B y BL-222A/B, considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.	x		x	x	Islas para llenado de combustible 1 a la 8	HazOp	Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje
TUXAML-4	4	Fuga de turbosina en el brazo de llenado de 8 pulgadas BL-225 A/B considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.8 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.	x		X	x	Isla 9 para llenado de Turbosina		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje
TUXAML-5	5	Fuga de etanol en el brazo de 4 pulgadas considerando un diámetro equivalente de fuga del 10% (0.4 pulgadas) por un tiempo de 30 segundos.	x		x	x	Isla 11 para descarga de Etanol		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje
TUXAML-6	6	Fuga de gasolina regular por sellos de la bomba P-221A/B/C/D/E/F/G/H por un tiempo de 30 segundos.	x		x	x	Islas para llenado de combustible 1 a la 8		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje

No. de Escenario	No. de evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgos	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
TUXAML-7	7	Fuga de gasolina premium por sellos de la bomba P-222A/B/C/D/E/F/G/H por un tiempo de 30 segundos.	x		x	x	Islas para llenado de combustible 1 a la 8		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje
TUXAML-8	8	Fuga de diésel por sellos de la bomba P-220A/B/C/D/E/F/G/H, por un tiempo de 30 segundos.	x		x	x	Islas para llenado de combustible 1 a la 8		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje
TUXAML-9	9	Fuga de Turbosina por sellos de la bomba P-223A/B	x		x	x	Isla 9 para llenado de Turbosina		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos y paisaje
TUXAML-10	10	Fuga de turbosina brazo de llenado. Ruptura total del brazo.	x		x	x	Isla 9 para llenado de Turbosina		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos, paisaje e infraestructura aledaña al predio
TUXAML-11	11	Fuga de turbosina por sellos de la bomba. Ruptura Total	x		x	x	Isla 9 para llenado de Turbosina		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos, paisaje e infraestructura aledaña al predio

No. de Escenario	No. de evento	Falla	Accidente hipotético					Metodología empleada para la identificación de riesgos	Componente ambiental afectado
			Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o equipo		
TUXAML-12	12	Derrame de Gasolina Regular del tanque TK-203 por falla del indicador de nivel..		x	x	x	Tanque TK-203		Aire, Suelo, Vegetación secundaria, Procesos bióticos, paisaje e infraestructura aledaña al predio

Tabla IV-16. Estimación de consecuencias.

No. de evento	Tipo de Liberación		Cantidad Hipotética liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales					Programa de simulación empleado	Zona de alto riesgo (m)	
	Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Radiación Térmica	Explosión
TUXAML-1	X		105	kg	Líquido				X		Phast 7.1	125.18	69.22
TUXAML-2	X		105	kg	Líquido				X		Phast 7.1	125.18	69.22
TUXAML-3	X		137	kg	Líquido					X	Phast 7.1	127.41	75.95
TUXAML-4	X		809	kg	Líquido				X		Phast 7.1	128.57	141.47
TUXAML-5	X		178	kg	Líquido					X	Phast 7.1	69.73	69.75
TUXAML-6	X		227	kg	Líquido					X	Phast 7.1	93.22	89.51
TUXAML-7	X		227	kg	Líquido					X	Phast 7.1	93.22	89.51
TUXAML-8	X		285	kg	Líquido				X		Phast 7.1	57.7	147.03
TUXAML-9	X		284	kg	Líquido				X		Phast 7.1	98.56	96.67
TUXAML-10	X		13,815	kg	Líquido			X			Phast 7.1	1027.63	141.47
TUXAML-11	X		13,815	kg	Líquido			X			Phast 7.1	794.43	96.67
TUXAML-12		X	13,815	kg	Líquido			X			Phast 7.1	181.96	241.48

EFFECTOS 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 sólo después de muy largo tiempo, causando pérdida o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo, especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010, tipo 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 adversos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo detenido, 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 remplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.

(R) Recuperable: 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-17. Criterios utilizados.

No. de evento	Toxicidad				Explosividad		Radiación Térmica		Otros Criterios
	IDLH	TLV8	Velocidad del viento (m/s)	Estabilidad Atmosférica	0.5 psi	1 psi	1.4 kw/m ²	5.0 kw/m ²	
TUXAML-1			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-2			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-3			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-4			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-5			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-6			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-7			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-8			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-9			3.0	F	X	X	X	X	Tiempo de fuga 30 segundos
TUXAML-10			3.0	F	X	X	X	X	-
TUXAML-11			3.0	F	X	X	X	X	-
TUXAML-12			3.0	F	X	X	X	X	10 min

*IDLH: Inminentemente peligrosa para la vida y la salud

**TLV8: Valor Umbral Límite

V. IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS

ANEXO 14.1. Hojas de seguridad.

ANEXO 14.2. Diagramas de Flujo de Proceso (DFP).

ANEXO 14.3. Diagramas de tuberías e instrumentación (DTI'S).

ANEXO 14.4. Análisis HAZOP.

ANEXO 14.5. Plano de arreglo general.

ANEXO 14.6. Simulaciones.

ANEXO 14.7. Representación gráfica de zonas de protección.