

Tabla 1. Criterios de zonas de riesgo y amortiguamiento..... 119

Tabla II.2 Fallas humanas..... 121

Tabla II. 3 Fallas operativas 123

Tabla II.4. Nodos evaluados mediante la metodología HAZOP en un EQUIPO DE PERFORACIÓN 129

TABLA II. 5. Resultados del Que pasa si? EN UN EQUIPO DE PERFORACION..... 116

Tabla II. 6. Resumen de la Ponderación de los escenarios mediante el desarrollo Hazop. EQUIPO DE PERFORACION..... 116

Tabla II. 7 Ponderación mediante el desarrollo del ¿Qué pasa si...? EQUIPO DE PERFORACION 117

Tabla II. 8. HAZOP APLICADO A BATERIA DE SEPARACIÓN PARA CAMPO PARAISO 117

Tabla II. 10. Resumen de la Ponderación de los escenarios mediante el desarrollo Hazop. BATERIA DE SEPARACIÓN 116

Tabla II. 11 Que pasa si ? ducto 117

Tabla II. 12 Ponderación mediante el desarrollo del ¿Qué pasa si...? 123

Tabla II. 13 Criterios de fuga Petróleos Mexicanos 126

Tabla II.14 Umbral de referencia..... 127

Tabla II. 15 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto..... 132

Tabla II.16 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto..... 134

Tabla II.17 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de Brote con descontrol de pozo y manifestación de gas..... 136

Tabla II.18 Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre suelo arenoso 139

Tabla II.19. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre cuerpo de agua (pantano).....	141
Tabla II.20 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto BCP-01	143
Tabla II.21 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Cabezal BCP-01-A	145
Tabla II.22 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga en Separador bifásico BCP-02	147
Tabla II.23 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura en Separador bifásico BCP-02-A	148
Tabla II.24 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga en Rectificador Vertical RV1.....	150
Tabla II.25 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura en Rectificador Vertical BCP-03-A	152
Tabla II.26 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga de línea de descarga del compresor CP-01	154
Tabla II.27 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de línea de descarga del compresor CP-01	156
Tabla II.28 Vulnerabilidad de Materiales	160
Tabla II.29 Efectos del flash fire	165
Tabla II.30 Efectos a diferentes niveles de radiación térmica.....	165
Tabla II.31 Efectos de emisiones tóxicas.	167
TABLA II.32 Efectos derivados de la sobrepresión	169
Tabla II.33 Tamaño de orificios recomendados para la evaluación de consecuencias...	172
Tabla II.34 Criterios para asignar tiempos de duración de las fugas	173
Tabla II.35 Valores Umbrales de Referencia.....	174
Tabla II.36 Niveles de radiación por incendio.....	175

Tabla II.37 Niveles de radiación por explosividad	176
Tabla II.38 Resultados de RADIOS DE AFECTACION en las Simulaciones de Riesgos por EXPLOSION, PARÁMETRO RADIACIÓN. DUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN....	190
Tabla II.39 Resultados de RADIOS DE AFECTACION en las Simulaciones de Riesgos por EXPLOSION, PARÁMETRO RADIACIÓN. DUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN....	190
Tabla II. 40 Resultados de RADIOS DE AFECTACION las Simulaciones de Riesgos por SOBREPRESIÓN, PARÁMETRO SOBREPRESIÓN.....	191
Tabla II.41 Resultados de RADIOS DE AFECTACION en las Simulaciones de Riesgos por EXPLOSION, PARÁMETRO SOBREPRESIÓN. DUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN	191
Tabla II.42 Coordenadas UTM del Área Contractual Paraíso.....	196
Tabla II.43 Niveles de radiación térmica.	200
Tabla II:44 Efectos por explosión.	201
Tabla II. 45 Recomendaciones derivadas del HAZOP aplicado al EQUIPO DE PERFORACIÓN	207
Tablall. 46 Recomendación derivadas del que pasa si? Aplicado en el EQUIPO DE PERFORACIÓN	208
Tabla II. 47 Recomendación derivadas del que pasa si? Aplicado en un DUCTO	209
Tabla II. 48 Recomendación derivadas del HAZOP aplicado en la BATERIA DE SEPARACIÓN	211

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

RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

Para definir y justificar las zonas de seguridad al entorno de la instalación, deberá utilizar los criterios que se indican a continuación:

En la siguiente **Tabla** se establecen los criterios de **riesgo** y amortiguamiento.

Tabla 1. Criterios de zonas de riesgo y amortiguamiento.

	TOXICIDAD (CONCENTRACIÓN)	INFLAMABILIDAD (RADIACION TERMICA)	EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESION)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m ² o 1,500 BTU/Pie ² h	1.0 lb/plg ²
Zona de Amortiguamiento	TLV8 o TLV15	1.4 KW/m ² o 440 BTU/Pie ² h	0.5 lb/plg ²

IDLH (*Immediately Dangerous to Life or Health*). Concentración máxima de una sustancia en aire que un trabajador con buen estado de salud general puede soportar durante treinta minutos sin desarrollar síntomas, que disminuyan su capacidad de realizar una evacuación de emergencia y sin sufrir daños irreversibles.

TLV₁₅ (*Threshold Limit Values*). Máxima concentración a la que la mayoría de los trabajadores puede exponerse por un periodo continuado de hasta quince minutos sin sufrir irritaciones, cambios crónicos o irreversibles en los tejidos o narcosis que reduzca su eficacia, les predisponga al accidente o dificulte las reacciones de defensa.

Los factores de riesgo durante la operación se dividen en dos tipos: Factores externos y factores de operación. A continuación, se describen ambos factores para sustentar los resultados de la aplicación de las técnicas HAZOP.

A. Factores Externos

En el presente apartado se consideran los factores externos que tuvieran posibilidad de presentarse en la zona por la altura y tipo de terreno.

1. Lluvia torrencial. Se considera que hay una lluvia torrencial cuando la precipitación tiene un valor igual o superior de 25-30 mm/h de agua acumulada. A la fecha se tienen reportes de existencia de este tipo de eventos en el área contractual Paraíso, adicionalmente la humedad sí podría ser un factor que pudiera acelerar la corrosión.

2. Sismo de máxima intensidad: La rápida subsidencia secuencial del basamiento durante el Mioceno Medio, en las costas de Tabasco y Campeche, induce a interpretar un desplazamiento rápido. La zona de ruptura y de separación con la porción Sur del Golfo de México. Según el catálogo de regionalización sísmica de la República Mexicana, publicado por el Instituto de Geofísica de la UNAM, el área donde se encuentra el proyecto corresponde a una zona penísísmica tectónicamente estable de sismos pocos frecuentes, sin riesgo de deslizamientos, ni derrumbes con nula actividad volcánica.

La República Mexicana se encuentra dividida en cuatro zonas sísmicas, tal como se puede distinguir en la siguiente imagen. El sistema ambiental del proyecto pertenece a la zona B (región de sismicidad media del país) con baja vulnerabilidad a sismos de carácter catastrófico.

La zona A (Asísmica) es una región relativamente exenta de sismos.

La zona B y C (Penísísmica) estas regiones tienen una frecuencia sísmica baja.

La zona D (Sísmica) es una región en donde se registran sismos con mayor frecuencia.

Tal como se indicó anteriormente, la zona de estudio se encuentra en una zona peninsular y en general se tiene para la zona de estudio magnitudes que oscilan entre los 3 y 4 grados en la escala de Mercalli, considerados de bajo peligro.

Por el tipo de relieve que se presenta en la zona, la probabilidad de que ocurran deslizamientos y derrumbes es nula, ya que el proyecto se localiza en una zona llana. En el área no se localizan volcanes, por lo cual, la actividad volcánica es nula.

3. Asentamientos de tierra por cambio en los flujos hidrológicos subterráneos. No se presentan fenómenos de falla del suelo por el abatimiento de los acuíferos que pudiesen provocar fracturas y hundimientos de zona.

4. Incendio en las cercanías. La línea de tuberías presenta una trayectoria libre de factores de incendio, salvo que pudiera presentarse un imprevisto y que no existiera forma de atenderlo antes de que se convirtiera en un evento mayor.

Tabla II.2 Fallas humanas

CAUSA DEL ACCIDENTE	PROBABILIDAD DE FALLA
Falla en el sistema automático	1×10^{-4} /demanda
Falla del operador para observar	1×10^{-3} /demanda
Falla del operador para observar la alarma	3×10^{-4} /demanda
Falla del operador para actuar	3×10^{-4} /demanda
Errores humanos de omisión	10^{-2} /labor

Fuente: Atallah, s. Assessing and managing industrial risk. Chemical engineering.

September 8, 1980.

B. Factores operacionales

1. Defectos de diseño y construcción/fallas de materiales. Este tipo de evento se produce debido a posibles deficiencias en cualquier parte del sistema, medidas según los niveles normales de calidad que se consideran aceptables para ese componente particular del sistema. En general, los errores de diseño o construcción y fallas de materiales no se percatan hasta que el flujo de gas llegue más allá de las condiciones de diseño mínimas o máximas.

2. Corrosión. Este evento refleja la acción corrosiva de varios factores: falta de protección del recubrimiento; corrosión interna del ducto por la acción de las sustancias que transporta.

3. Falla operacional, derivado del error humano. Este evento de riesgo está relacionado con la falla humana al operar el sistema de transporte y de seguridad de tuberías.

4. Deficiencias causadas por falta de mantenimiento/inspección visual. Este evento considera las fallas del sistema que pudieran evitarse, mediante la detección anticipada de acuerdo al mantenimiento regular o inspección visual.

Tabla II. 3 Fallas operativas

CAUSA DEL ACCIDENTE	PROBABILIDAD DE FALLA
Falla de tanque	2×10^{-5} /año
Falla de válvula de desfogue para abrir	1×10^{-5} /año
Falla en el sistema electrónico	1×10^{-6} /hora
Rotura de conexión	1×10^{-8} /hora
Rotura de tanque	1×10^{-6} /año
Rotura de válvula	1×10^{-8} /hora
Fuga en empaque	2.6×10^{-3} /año
Fuga por soldadura	2.6×10^{-6} /año
Fuga de unión	2.6×10^{-4} /año
Fuga de tubería	8.6×10^{-8} /año
Fuga de válvula check	1.1×10^{-3} /año
Fuga de manguera	5×10^{-3} /año
Levantamiento de válvula de escape	1×10^{-4} /año
Rotura de válvula	8.8×10^{-5} /año
Rotura de tubería	8.8×10^{-7} /año
Rotura de válvula automática	3.652×10^{-7} /año

Fuente: Atallah, s. Assessing and managing industrial risk. Chemical engineering. September 8, 1980.

Las fallas operativas se refieren a las condiciones que prevalecen en la instalación y se atienden a través de un diseño adecuado y buenas prácticas de ingeniería por lo que la revisión de normas, códigos, estándares y preceptos contenidos en las leyes y reglamentos que rigen la actividad, resulta obligada. Las fallas humanas son el resultado de una actuación errónea del personal y su prevención es con base en los programas de capacitación permanente.

Los accidentes en ductos de abastecimiento y tuberías son poco frecuentes, aunque cuando se presentan llegan a generar efectos severos en el hombre como lesiones

corporales de consideración y en algunos pocos casos son causa de defunciones. En cuanto al medio ambiente y el entorno se refiere, en la mayoría de los casos se trata de afectaciones puntuales y muy localizadas ya que por lo general cuando el gas se escapa del ducto e ingresa a la atmósfera en la mayoría de los casos se incendia casi de inmediato manifestándose como un chorro de fuego vertical y la radiación térmica que se genera solamente afecta una pequeña área de forma más o menos circular.

Los peligros asociados con el funcionamiento de las tuberías durante su operación han sido bien investigados y definidos (por ejemplo, Amad, 1988; Elber y Jones, 1992; Mayer et al. 1987; Kent Muhlbauer, 1992, entre otros).

JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS

El análisis simplificado de riesgos de las instalaciones (FRR, Facility Risk Review) consiste en la combinación de los aspectos cualitativos del análisis de riesgos – identificación y evaluación de peligros, con los aspectos cuantitativos – evaluación de consecuencias y estimación de frecuencias.

La técnica FRR es una técnica semicuantitativa, simplificada, del análisis de riesgos en los procesos, que utiliza los escenarios de accidentes potenciales ya identificados y evaluados para luego clasificarlos y jerarquizarlos. Se ha comprobado que esta técnica es una herramienta efectiva para el análisis cuantitativo de riesgos en muchas instalaciones de la industria del petróleo y del gas; además, el uso apropiado de esta técnica permitirá disponer de sus recursos de manera efectiva en la prevención de los riesgos más importantes (los riesgos inaceptables), que amenazan la seguridad del personal, la población, el medio ambiente, la producción y la propia instalación.

La herramienta FRR se debe utilizar para: 1) enfocar la atención en aquellos accidentes potenciales que deben ser tratados con prioridad durante las actividades de prevención de

accidentes e, 2) identificar aquellos accidentes potenciales para los cuales es necesario conducir un análisis detallado de riesgo.

En la mayoría de las ocasiones no hace falta obtener una estimación puntual de la frecuencia y de la consecuencia, por esta razón la técnica FRR es más eficiente y permite concentrar los recursos en los escenarios más peligrosos que necesiten una caracterización más precisa, es decir un análisis cualitativo de frecuencia vs consecuencia.

Basándose en los resultados del análisis de riesgo cualitativo, el equipo seleccionó casos de accidentes (escenarios) que representan el mayor riesgo, para efectuar el FRR.

La selección de estos escenarios se hace con base en las consecuencias de interés de la desviación “fuga o ruptura” de cada una de las secciones del proceso en cuestión. Es decir, cada una de las consecuencias de interés listadas en la columna de consecuencias de la tabla HAZOP, de la desviación correspondiente a “fuga o ruptura” de cada una de las secciones, representa los escenarios que deben ser seleccionados para ser utilizados en el FRR.

Para asignar los valores de las variables de frecuencia y consecuencia se tomaron como base las dos siguientes tablas (Clasificación de Frecuencias y Clasificación de Frecuencia de Ocurrencia de los Eventos); y para la ponderación de las consecuencias se tomó la tabla Clasificación de Consecuencias que forman parte de la jerarquización de riesgos relacionados con el suministro y distribución de gas natural en la planta.

Matriz de jerarquización de riesgo

La matriz de jerarquización de riesgos relaciona la severidad de los escenarios mediante el uso de índices ponderados de la severidad de las consecuencias (o afectación) y de la probabilidad de ocurrencia del incidente. El índice de evaluación de la consecuencia permite identificar la magnitud de las consecuencias en relación con los daños probables tanto a la salud como a la economía de la instalación. Por otro lado, la probabilidad de ocurrencia de

un incidente, depende directamente del nivel de protección del equipo, así como del historial de la frecuencia de fallas que funjan como eventos iniciantes en el desarrollo de los escenarios evaluados.

La matriz de riesgo representa en forma gráfica la ponderación de riesgo que pueden tomar cada uno de los escenarios, para lo cual, se definen tres regiones que indican el tipo de riesgo que tiene el escenario y las acciones que deben ser tomadas.

Matriz de riesgos

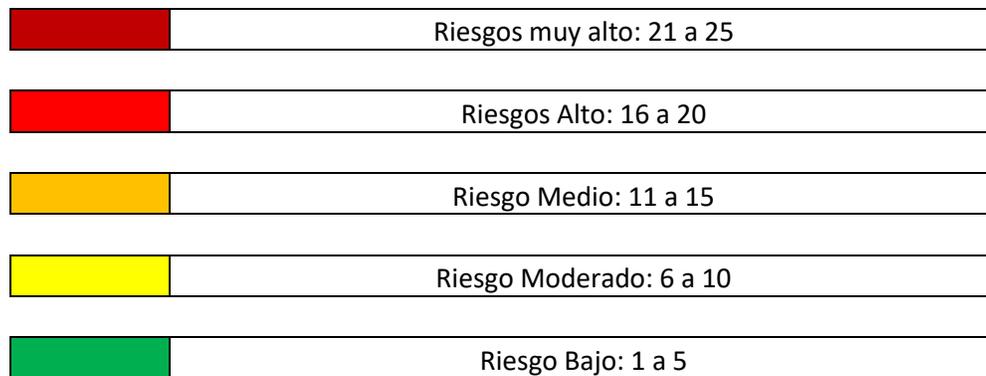
Para la evaluación final del riesgo ambiental se consideró la elaboración de una matriz de riesgo de doble entrada, en la que gráficamente se caracterizó y posesionó cada escenario de riesgo (evento) formulado, teniendo en cuenta el resultado de la estimación del riesgo realizada. Donde la ubicación de los escenarios en la matriz de riesgo permitió emitir un juicio sobre la evaluación del riesgo ambiental y plantear una mejora de la gestión para la reducción del riesgo. Los riesgos se jerarquizaron en función del posicionamiento resultante en los cuadrantes de la matriz de riesgo semicuantitativa definida por la norma de referencia con lo cual se determinó la aceptabilidad del riesgo ambiental. Una vez que se catalogaron los niveles de aceptabilidad de los riesgos, nos permitió identificar aquellos riesgos que deben eliminarse o, en caso de que esto no sea posible, reducirse. Estos riesgos críticos sobre los que es necesario actuar, son los riesgos catalogados como muy altos y altos, para llevarlos de intolerables o indeseables a aceptables, ya sea mitigando consecuencias o disminuyendo frecuencias.

El producto de la probabilidad y la gravedad de las consecuencias anteriormente estimadas, permitió la estimación del riesgo ambiental para cada escenario de riesgo, donde el Riesgo es igual a Frecuencia x Consecuencias ($R = F \times C$).

Para la evaluación final del riesgo ambiental se elaboró una tabla de doble entrada, en la que se ubicó a cada escenario teniendo en cuenta su probabilidad y consecuencias, resultado de la estimación del riesgo realizada.

		CONSECUENCIA				
		1	2	3	4	5
FRECUENCIA	1					
	2					
	3					
	4					
	5					

Los riesgos se catalogaron en función del color de la casilla en la que se ubicaron en la tabla. Una vez que se ubicaron los riesgos en la tabla y se catalogaron nos permitió identificar aquellos riesgos que deberían de eliminarse o en caso de que esto no sea posible reducirse. Estos riesgos críticos sobre los que es necesario actuar son los riesgos muy altos y altos.



Una vez ponderado los valores de probabilidad y consecuencia, se procede a ubicar en la matriz de riesgos las desviaciones ponderadas de acuerdo a los valores asignados por parte del grupo multidisciplinarios de análisis de riesgos.

La matriz de riesgo representa en forma gráfica los valores de riesgo que pueden tomar cada uno de los escenarios.

Aplicación de la jerarquización de riesgos. En el **Anexo ANX-RSG-01** se puede consultar las secciones HAZOP de identificación de riesgos realizado para cada una de estas secciones, de donde se toman los eventos de riesgo identificados para someterlos a la técnica de jerarquización antes descrita y cuyos resultados se muestran más adelante.

ELABORACIÓN DE LA MATRIZ DE RIESGO

Para la elaboración de la matriz de jerarquización de riesgos, se evaluaron y analizaron las desviaciones obtenidas en la técnica de identificación de riesgos HAZOP, donde se le asigna una frecuencia de ocurrencia y una severidad o consecuencia tomando en cuenta las medidas de seguridad con que cuenta la instalación. El índice ponderado de riesgo se utiliza para jerarquizar y determinar los escenarios que se consideren importantes para la simulación de consecuencias.

Finalmente, el valor del riesgo que tiene cada uno de los escenarios propuestos lo determinamos de acuerdo con la fórmula ya referenciada:

$$IR = F * C$$

R = Índice de Riesgo

F = Frecuencia

C = Gravedad o Consecuencia

En las siguientes tablas se describen los resultados del HAZOP y del que pasa si?. aplicados a la operación de un equipo de perforación trabajando en las peras del proyecto.

Tabla II.4. Nodos evaluados mediante la metodología HAZOP en un EQUIPO DE PERFORACIÓN

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
1	<p>NODO 1. PISO DE PERFORACIÓN.</p> <p>Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo</p>	1.1 Menos peso en sarta de perforación.	1.-Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite).	1.-Disminuye el amperaje
				2.-Lesión al personal
				3.-Incendio y/o explosión.
				4.-Daño al equipo.
				5.-Retraso de operaciones.
				6.-Daño al medio ambiente.
				7.-Descontrol de pozo.
2	<p>(arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico</p> <p>Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo),</p>	1.1 Más peso en sarta de perforación.	2.-Por pérdida total del fluido de perforación por condiciones naturales del pozo (caverna).	1.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación.
				2.-Daño al equipo.
				3.-Retraso de operaciones.
3	<p>línea de stand pipe, barrena de perforación.</p>	1.1 Más peso en sarta de perforación.	3.Atrapamiento de sarta (por falta de limpieza)	1.-Fractura a la formación por aumento de densidad equivalente.
4		1.1 Más peso en sarta de perforación.	4.-Brote con manifestación de gas.	1.-Daño a la instalación.
				2.-Daño a equipo.
				3.-Daños al personal.
				4.-Incendio y/o explosión
				5.-Retraso de operaciones.
				6.-Daño al medio ambiente.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
5		1.2: Menos peso en sarta de perforación.	2. Descalibración del equipo.	1.-Retraso de operaciones.
				2. Daños al personal.
6		1.2: Menos peso en sarta de perforación.	3.-Pérdida de herramientas por desprendimiento de herramientas	1.-Retraso de operaciones.
				2.-Pérdida de equipos y/o herramientas.
				3.-Pozo desviado.
				4.- Pérdida del pozo.
7		1.3: Más velocidad de penetración en ritmo de la sarta de perforación.	1.-Cambio de formación del pozo a formación más suave.	2.-Atrapamiento de sarta.
				3.-Pérdida de herramienta y equipo.
8		1.3: Más velocidad de penetración en ritmo de la sarta de perforación.	1.-Cambio de reología de la formación.	5.-Retraso de operaciones.
				1.-Atrapamiento de sarta.
9	1.3: Más velocidad de penetración en ritmo de la sarta de perforación.	1.-Cambios de formación del pozo.	2.-Pérdida de herramienta y equipo.	
			1.-Aumento de densidad equivalente de circulación	
			2.-Elevación de amperaje en el VFD.	
10	1.4: Menos velocidad de penetración en ritmo de la sarta de perforación.	2.-Cambio de formación del pozo.	3.-Aumento de nivel en presas de lodo.	
			1.-Retraso de operaciones.	
				2.-Probable brote

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
				3.-Desgaste Prematura de la barrena. 4. Posible Daño a barrena circónica 5.-Aumento de torque en sarta de perforación.
11		1.4 Menos velocidad de penetración de la Bna.	6.- Desgaste de barrena.	1.-Retraso de operaciones.
12		1.4 Menos velocidad de penetración De penetración	7.- Diseño inadecuado de sarta hidráulica.	1.-Retraso de operaciones.
13		1.5: Más torque de top drive por atrapamiento de sarta por pérdida de herramienta de perforación.	1.-Por derrumbe de las paredes de pozo (formaciones inestables). 2. Por falta de limpieza del pozo.	1.-Pérdida de herramientas de Perforación. 2.- Ruptura de Sartas. 3.-Retraso de operaciones. 4.-Retraso de operaciones. 5.-Pérdida de herramientas de Perforación.
14		1.6: Más flujo en la línea de flote.	1.-Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite).	1.-Derrame en presas. 2.-Daños al medio ambiente. 3.-Daños al personal. 4._Formacion de nube de gas. 5.-Probable incendio y/o explosión.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
15		1.6: Más flujo en la línea de flote.	2.-Brote.	6.-Retraso de operaciones.
				1.-Daños al medio ambiente.
				2.-Daños al personal.
				3.-Probable incendio y/o explosión.
				4.-Descontrol de pozo.
				5.-Atrapamiento de sarta.
				6.-Pérdida de herramienta y equipo.
				7.-Formación de nube de gas
16		1.7: Menos flujo en la línea de flote.	1.-Por pérdida parcial o total por condiciones naturales del pozo (caverna).	1.-Brote de pozo.
				2.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación.
				3.-Retraso de operaciones.
17		1.7: Menos flujo en la línea de flote.	2.-Falla en las bombas de lodo.	1.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación.
				2.- Empacamiento de tubería
				3. Pérdida de hidrostática de la columna.
				4.-Retraso de operaciones.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
18		1.9: Más presión de fondo en pozo	1.- Por formación geológica presente con presión mayor a la esperada.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones 3.-Brote
19		1.10: Menos presión en sarta perforación.	1.-Por desprendimiento de tobera. 2. Por pérdida de hidráulica de la barrena.	1.- Atrapamiento de sarta. 2.-Retraso de operaciones 3.- Falta de limpieza por atrapamiento de sarta. 4.- Pérdida de tapón. 5.-Reventón de tubería
20		1.10: Menos presión en columna de perforación.	3.-Por lavamiento de juntas.	1.-Retraso de operaciones. 2.-Pérdida de herramienta. 3.- Atrapamiento.
21		1.10: Menos presión en columna de perforación.	4.-Falla en las bombas de lodo.	1.-Daño al Equipo. 2. Brote. 3.-Atrapamiento de sarta 4.-Retraso de operaciones.
22		1.11: Más presión en la línea de stand pipe.	1.Taponamiento en la tobera.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones. 3.-Ruptura de líneas de manejo de fluidos.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
23		1.11: Más presión en la línea de stand pipe.	2.Empacamiento de sarta.	1.-Daños a los equipos.
				2.-Retraso de operaciones.
				3.-Ruptura de líneas de manejos de fluidos.
				4. Perdida de circulación de sarta.
24		1.12: Menos presión en la línea de stand pipe.	2.-Por lavamiento de juntas.	1.-Retraso de operaciones.
				2.-Pérdida de herramientas.
				3.Atrapamiento de sarta.
25		1.12: Menos presión en la línea de stand pipe.	3.-Falla en las bombas de lodos.	1.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación.
				2.-Daño al Equipo.
				3.-Retraso de operaciones.
				4.Brote
26	NODO 2.-SISTEMA DE LODO DE ALTA PRESIÓN Manifold de estrangulación, separador de gas lodo, manifold de stand pipe, bombas de lodo de alta presión.	2.1: Más presión en bombas de lodo.	1. Taponamiento en la tobera.	1.-Daños a los equipos.
				2.-Retraso de operaciones.
				3.-Ruptura de líneas de manejos de fluidos. Ruptura de clavos Daño al personal
27		2.1: Más presión en bombas de lodo.	3. Cierre de válvula incorrecto	1.- reventón en la línea.
				2.-Retraso de operaciones.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
28	<p>NODO 3.-SISTEMA DE LODO DE BAJA PRESION</p> <p>Tipo agitador: Agitador, desarenador, separador de gas-lodo, unidad de cemento, presa de lodos, bombas y tolvas.</p>	3.1.-Más temperatura en presas de lodo.	1.-Incremento de profundidad del pozo.	1.-Formación de nube explosiva en área de presas. 2.- Posible incendio
29		3.2. Incremento de nivel en presas de lodo.	1.- Incremento o ingreso de fluido a la formación. 2. Válvula abierta	1.-Daños a los equipos. 2.-Daños al medio ambiente. 3.-Derrame en presas de lodo.
30		3.2. Incremento de nivel en presas de lodo.	2. Comunicación entre presas.	1.-Derrame en presas de lodo. 2.-Daños al medio ambiente por derrame en presas de lodo.
31		3.2.- Incremento de nivel en presas de lodo.	3.-Bombeo de barco lodero a presas de trabajo.	1.-Daños al medio ambiente por derrame de fluidos de perforación.
32		3.3: Bajo nivel en presas de lodo.	1.-Por pérdida parcial o total de circulación en el pozo	1.-Posible brote. 2.-Posible atrapamiento de sarta 3.-Retraso de operaciones
33		3.4: Alta densidad del fluido de perforación (lodo) en sistema de lodo.	1. Incorporación de sólidos en el fluido.	1.-Daños al equipo. 2.-Retraso de operaciones 3.-Posible fractura de la formación.
34		3.5: Baja densidad del fluido de perforación		1.-Derrumbe del pozo. 2.-Pegadura de sarta.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
		(lodo) en sistema de lodo.	1.-Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite). 2. falla del equipo de control de sólidos.	3.-Brote. 4.-Retraso de operaciones.
35	NODO 4 ENSAMBLE DE ESTRANGULACIÓN, meter y sacar tubulares, armado de sarta (TP, TR, barrena, HW, DC, estabilizadores, motor de fondo y martillo).	5.1: Más presión en ensamble de estrangulación.	1.-Taponamiento de línea en ensamble de estrangulación.	1.-Fractura de la formación 2.-Retraso de operaciones. 3.-Daño al equipo. 4.-Pegadura de sarta. 5.-Brote. 6.-Retraso de operaciones.

Nodo	No	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
1 PISO DE PERFORACIÓN	1	1.1 Menos peso en sarta de perforación.	1.-Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite).	1.-Disminuye el amperaje 2.-Lesión al personal 3.-Incendio y/o explosión. 4.-Daño al equipo. 5.-Retraso de operaciones. 6.-Daño al medio ambiente. 7.-Descontrol de pozo.	A
	2		2.-Por pérdida total del fluido de perforación por condiciones naturales del pozo (caverna).	1.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación. 2.-Daño al equipo. 3.-Retraso de operaciones.	D
	3		3. Atrapamiento de sarta (por falta de limpieza).	2.-Fractura a la formación por aumento de densidad equivalente.	D
	4		4.-Brote con manifestación de gas.	1.-Daño a la instalación. 2.-Daño a equipo. 3.-Daños al personal. 4.-Incendio y/o explosión 5.-Retraso de operaciones. 6.-Daño al medio ambiente.	B
	5	1.2: Menos peso en sarta de perforación.	2. Descalibración del equipo.	1.-Retraso de operaciones. 2. Daños al personal.	D
	6		3.-Pérdida de herramientas por desprendimiento de herramientas	1.-Retraso de operaciones. 2.-Pérdida de equipos y/o herramientas. 3.-Pozo desviado. 4.- Pérdida del pozo.	C
	7	1.3: Más velocidad de penetración en ritmo de la sarta de perforación.	1.-Cambio de formación del pozo a formación más suave o caverna.	2.-Atrapamiento de sarta. 3.-Pérdida de herramienta y equipo. 5.-Retraso de operaciones.	D
	8		1.-Cambio de reología de la formación.	1.-Atrapamiento de sarta. 2.-Pérdida de herramienta y equipo.	D
	9		3.-Cambios de parámetros de formación.	1.-Aumento de densidad equivalente de circulación 2.-Elevación de amperaje en el VFD.	D

Nodo	No	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
				3.-Aumento de nivel en presas de lodo.	
	10	1.4: Menos velocidad de penetración en ritmo de la sarta de perforación.	2.-Cambio de formación del pozo.	1.-Retraso de operaciones. 2.-Probable brote 3.-Desgaste Prematura de la barrena. 4. Posible Daño a barrena circónica 5.-Aumento de torque en sarta de perforación.	D
	11		6.- Desgaste de barrena.	1.-Retraso de operaciones.	D
	12		7.- Mal diseño de sarta e hidráulica.	1.-Retraso de operaciones.	D
	13	1.5: Más torque de top drive por atrapamiento de sarta de perforación. Por falta de limpieza del pozo.	1.-Por derrumbe de las paredes de pozo (formaciones inestables).	1.-Pérdida de herramientas de Perforación. 2.- Ruptura de Sartas. 3.-Retraso de operaciones. 5.-Pérdida de herramientas de Perforación.	D
	14		1.-Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite).	1.-Derrame en presas. 2.-Daños al medio ambiente. 3-Daños al personal. 4._Formacion de nube de gas. 5.-Probable incendio y/o explosión. 6.-Retraso de operaciones.	A
	15	1.6: Más flujo en la línea de flote.	2.-Brote.	1.-Daños al medio ambiente. 2.-Daños al personal. 3.-Probable incendio y/o explosión. 4.-Descontrol de pozo. 5.-Atrapamiento de sarta. 6.-Pérdida de herramienta y equipo. 7.-Formación de nube de gas 8.-Retraso de operaciones.	A
	16	1.7: Menos flujo en la línea de flote.	1.-Por pérdida parcial por condiciones naturales del pozo (caverna).	1.-Brote de pozo. 2.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación.	C

Nodo	No	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
				3.-Retraso de operaciones.	
	17		2.-Falla en las bombas de lodo.	1.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación. 2.- Empacamiento de tubería 3. Pérdida de hidrostática de la columna. 4.-Retraso de operaciones.	C
	18	1.9: Más presión de fondo en pozo	1.- Por formación geológica presente con presión mayor a la esperada.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones 3.-Brote	A
	19	1.10: Menos presión en sarta perforación.	1.-Por desprendimiento de tobera. 2. Por perdida de hidráulica de la barrena.	1.- Atrapamiento de sarta. 2.-Retraso de operaciones 3.- Falta de limpieza por atrapamiento de sarta. 4.- Pérdida de tapón. 5.-Reventón de tubería	C D
	20		3.-Por lavamiento de juntas.	1.-Retraso de operaciones. 2.-Pérdida de herramienta. 3.- Atrapamiento.	D
	21		4.-Falla en las bombas de lodo.	1.-Daño al Equipo. 2. Brote. 3.-Atrapamiento de sarta 4.-Retraso de operaciones.	D
	22	1.11: Más presión en la línea de stand pipe.	1. Taponamiento en la tobera.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones. 3.-Ruptura de líneas de manejo de fluidos.	D
	23		2. Empacamiento de sarta.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones. 3.-Ruptura de líneas de manejos de fluidos. 4. Perdida de circulación de sarta.	D
	24	1.12: Menos presión en la línea de stand pipe.	2.-Por lavamiento de juntas.	1.-Retraso de operaciones. 2.-Pérdida de herramientas. 3.Atrapamiento de sarta.	D D
	25		3.-Falla en las bombas de lodos.	1.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación. 2.-Daño al Equipo. 3.-Retraso de operaciones.	D

Nodo	No	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
2. SISTEMA DE LODO DE ALTA PRESIÓN	26	2.1: Más presión en bombas de lodo.	1. Taponamiento en la tobera.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones. 3.-Ruptura de líneas de manejos de fluidos. Ruptura de clavos Daño al personal	C
	27		3. Cierre de válvula incorrecto	1.- reventón en la línea. 2.-Retraso de operaciones.	D
3. SISTEMA DE LODO DE BAJA PRESIÓN	28	3.1.-Más temperatura en presas de lodo.	1.-Incremento de profundidad del pozo.	1.-Formación de nube explosiva en área de presas. 2.- Posible incendio	B
	29	3.2.- Incremento de nivel en presas de lodo.	1.- Incremento o ingreso de fluido a la formación.	1.-Daños a los equipos. 2.-Daños al medio ambiente. 3.-Derrame en presas de lodo.	C
			2. Válvula abierta	1.-Derrame en presas de lodo. 2.-Daños al medio ambiente por derrame en presas de lodo.	D
	30	3.2.- Incremento de nivel en presas de lodo.	2. Comunicación entre presas.	1.-Daños al medio ambiente por derrame de fluidos de perforación.	D
	31		3.-Bombeo de barco lodero a presas de trabajo.	1.-Daños al medio ambiente por derrame de fluidos de perforación.	D
	32	3.3: Bajo nivel en presas de lodo.	1.-Por pérdida parcial o total de circulación en el pozo	1.-Posible brote. 2.-Posible atrapamiento de sarta 3.-Retraso de operaciones	C
	33	3.4: Alta densidad del fluido de perforación (lodo) en presas.	1. Incorporación de sólidos en el fluido.	1.-Daños al equipo. 2.-Retraso de operaciones 3.-Posible fractura de la formación. 4.-Pegadura de sarta.	D
34	3.5: Baja densidad del fluido de perforación (lodo) en sistema de lodo.	1.-Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite). 2. falla del equipo de control de sólidos.	1.-Derrumbe del pozo. 2.-Pegadura de sarta. 3.-Brote. 4.-Retraso de operaciones.	D	
4. TAPONAMIENTO DE ESTRANGULACIÓN.	35	5.1: Más presión en ensamble de estrangulación	1.-Taponamiento de línea en ensamble de estrangulación	1.-Fractura de la formación 2.-Retraso de operaciones. 3.-Daño al equipo. 4.-Pegadura de sarta.	C

Nodo	No	Desviación	Causa	Consecuencias	MR
				5.-Brote. 6.-Retraso de operaciones.	

Nota: M.R.; Se refiere a Magnitud de Riesgo

TABLA II. 5. Resultados del Que pasa si? EN UN EQUIPO DE PERFORACION

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
1.-Pérdida en la generación de energía eléctrica (Black Out).	1.perdida de suministro neumático 2-Pérdida de suministro de combustible 3.-Diesel contaminado. 4.-Falla eléctrica en el generador. 5.-Daño mecánico en el motor del generador y componentes. 6.-Corto circuito en cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 7.-Falla en sistema de aire acondicionado del cuarto de control (SCR). 8.-Falla electrónica en tablero del cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 9.-Error humano.	1.-Daño al personal por toxicidad, incendio, explosión o descontrol de pozo. 2.-Daño a la instalación por incendio, explosión o descontrol de pozo. 3.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos. 4.-Retraso operativo.	1.-Generación eléctrica redundante. 2.-Conexiones superficiales de control. 3.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador y oficina del OIM. 4.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas. 5.-Procedimiento para control de brotes 6.-Procedimiento para actuar en caso de Black Out 7.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control. 8.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control. 9.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador 10.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 11.-Programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores. 12.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado del cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 13.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección de gas, fuego y alarmas. 14.-Programa de mantenimiento preventivo a compresores. 15.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.	A
2.-Falla en el cuarto de control	1.-Pérdida de suministro eléctrico.	1.-Daño al personal por toxicidad, incendio,	1.-Generación eléctrica redundante. 2.-Conexiones superficiales de control.	B

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
de energía eléctrica (SCR).	<p>2.-Corto circuito en el cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>3.-Falla en el sistema de aire acondicionado del cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>4.-Falla electrónica en tablero de instrumentos del cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>5.-Error humano.</p>	<p>explosión o descontrol de pozo.</p> <p>2.-Daño a la instalación por incendio, explosión o descontrol de pozo.</p> <p>3.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos.</p> <p>4.-Retraso operativo.</p>	<p>3.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador y oficina del OIM.</p> <p>4.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas.</p> <p>5.-Procedimiento para control de rotes</p> <p>6.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control.</p> <p>7.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control.</p> <p>8.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador</p> <p>9.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>10.-Programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores.</p> <p>11.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado del cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>12.- Programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección gas, fuego y alarmas</p> <p>13.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.</p>	MR
<p>3.-Falla en el conjunto de preventores. Anular o esférico. Doble. carrete Doble.</p>	<p>1.-Pérdida de suministro eléctrico.</p> <p>2.-Pérdida del suministro hidráulico.</p> <p>3.-Pérdida de suministro neumático.</p> <p>4.-Daño mecánico en las válvulas de control para operar preventores.</p>	<p>1.-Daño al personal por toxicidad, incendio, explosión o descontrol de pozo.</p> <p>2.-Daño a la instalación por incendio, explosión o descontrol de pozo.</p>	<p>1.-Generación eléctrica redundante.</p> <p>2.-Conexiones superficiales de control.</p> <p>3.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador</p> <p>4.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas.</p> <p>5.-Válvula de pie (diámetros adecuados).</p> <p>6.-Procedimiento para control de brotes</p> <p>7.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control.</p>	A

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
	<p>5.-Daño mecánico en la pista y sello de los preventores.</p> <p>6.-Cierre inadecuado en el preventor por daño en el empaque o sello.</p> <p>7.-Error humano.</p>	<p>3.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos.</p> <p>4.-Retraso operativo.</p>	<p>8.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control.</p> <p>9.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador</p> <p>10.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>11.-Programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores.</p> <p>12.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección gas, fuego y alarmas</p> <p>13.-Programa de mantenimiento preventivo a compresores de aire.</p> <p>14.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.</p>	MR
<p>4.-Falla del sistema de fluidos de perforación.</p> <p>Bombas de lodos.</p> <p>Desarenador.</p> <p>Desarcillador.</p> <p>Desgasificador.</p> <p>Separadores de sólidos.</p> <p>Temblorinas.</p> <p>Centrifugas.</p> <p>Presas de lodos.</p> <p>Sistema hidráulico de abastecimiento</p>	<p>1.-Pérdida de suministro eléctrico.</p> <p>2.-Pérdida de suministro de fluido de perforación.</p> <p>3.-Daño mecánico en equipos y componentes del sistema de fluidos de perforación.</p> <p>4.-Falla eléctrica en los motores del sistema de fluido de perforación.</p> <p>5.-Error humano.</p>	<p>1.-Daño al personal por toxicidad, incendio, explosión o descontrol de pozo.</p> <p>2.-Daño a la instalación por incendio, explosión o descontrol de pozo.</p> <p>3.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos.</p> <p>4.-Retraso operativo.</p>	<p>1.-Generación eléctrica redundante.</p> <p>2.-Bomba de lodo de respaldo.</p> <p>3.-Dispositivos de indicadores de alto y bajo nivel del fluido de perforación en las presas de lodo.</p> <p>4.-Conexiones superficiales de control.</p> <p>5.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador</p> <p>6.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas.</p> <p>7.-Procedimiento para control de brotes</p> <p>8.-Procedimiento interno para la operación del sistema de fluidos de perforación,</p> <p>9.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control.</p> <p>10.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control.</p>	C

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
(bombas, válvulas, tuberías).			11.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador 12.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 13.-Programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores. 14.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección de gas, fuego y alarmas. 15.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de fluidos de perforación. 16.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.	
5.-Falla en el malacate principal de perforación.	1.-Pérdida de suministro eléctrico. 2.-Pérdida de suministro neumático 3.-Pérdida de suministro hidráulico 4.-Falla eléctrica en el motor del malacate. 5.-Ruptura del cable de perforación. 6.-Daño mecánico en el motor del malacate y componentes. 7.-Falla en el sistema de frenado. 8.-Error humano.	1.-Daños al personal por caída de objetos, incendio y/o equipos descontrol de pozo. 2.-Daño a la instalación por incendio, explosión o descontrol de pozo. 3.-Daños a la instalación por caída de objetos y/o equipos. 4.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos. 5.-Retraso operativo.	1.-Generación eléctrica redundante. 2.-Freno de corona Crown-saver del malacate. 3.-Limit switch (Válvula Togle) en el tambor del malacate (dos camas o vueltas). 4.-Software para el sistema de frenado del malacate (Kems) crown-saver & floor-saver 5.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador 6.-Certificado de calidad del cable de perforación. 7.-Procedimiento para control de brotes 8.-Programa de deslizamiento y corte del cable de perforación. 9.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador 10.-Programa de mantenimiento preventivo al malacate de perforación.	C

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
			11.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 12.-Programa de mantenimiento preventivo a los motogeneradores. 13.-Programa de mantenimiento preventivo a compresores de aire. 14.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.	MR
6.-Falla en la cabina del perforador.	1.-Pérdida de suministro eléctrico. 2.-Pérdida de suministro neumático. 3.-Falla eléctrica en la cabina del perforador. 4.-Falla electrónica en el tablero de control de la cabina del perforador. 5.-Falla en el sistema de comunicación y video. 6.-Falla en el sistema de monitoreo de los parámetros de control del pozo de perforación en tiempo real. 7.-Falla en el sistema de aire acondicionado de la cabina del perforador. 8.-Error humano.	1.-Daño al personal por toxicidad, incendio, explosión o descontrol de pozo. 2.-Daño a la instalación por incendio, explosión o descontrol de pozo. 3.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos. 4.-Retraso operativo.	1.-Generación eléctrica redundante. 2.-Conexiones superficiales de control. 3.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador y oficina del OIM. 4.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas. 5.-Procedimiento para control de brotes 6.-Manual de operación de la cabina del perforador 7.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control. 8.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control. 9.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador y oficina del OIM. 10.-Programa de mantenimiento preventivo a los motogeneradores. 11.-Programa de mantenimiento preventivo a los compresores de aire. 12.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 13.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de alarmas y de detección gas y fuego.	C

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
			14.-Programa de mantenimiento preventivo a la cabina del perforador. 15.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado de la cabina del perforador. 16.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo de los parámetros de perforación del pozo en tiempo real. 17.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de comunicación y video. 18.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.	
7.-Falla en el Top-drive.	1.-Pérdida de suministro eléctrico. 2.-Pérdida de suministro hidráulico. 3.-Falla eléctrica en el motor del Top Drive 4.-Daño mecánico en el top drive. 5.-Ruptura del cable de perforación. 6.-Error humano.	1.-Daño al personal por caída de equipo, toxicidad, incendio, explosión o descontrol de pozo. 2.-Daño a la instalación por caída de equipo, incendio, explosión o descontrol de pozo. 3.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos. 4.-Retraso operativo	1.-Generación eléctrica redundante. 2.-Mesa rotaria. 3.-Conexiones superficiales de control. 4.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador. 5.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas. 6.-Procedimiento para control de brotes. 7.-Procedimiento para operación de top drive. 8.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control. 9.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control. 10.-Programa de mantenimiento preventivo a los motogeneradores. 11.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador. 12.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR).	D

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
			13.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de alarmas y de detección gas y fuego. 14.-Programa de mantenimiento preventivo al top drive. 15.- Programa de mantenimiento preventivo a la mesa rotaria. 16.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.	
8.-Falla en el stand pipe.	1.-Pérdida de suministro de fluido de perforación. 2.-Daño mecánico en el arreglo de válvulas 3.-Error humano.	1.-Daños al personal por fuga del fluido de perforación, incendio y descontrol de pozo. 2.-Daños a la instalación o equipos por incendio, explosión o descontrol de pozo. 3.-Daños al medio ambiente por derrame del fluido de perforación. 4.-Retraso operativo.	1.-Conexiones superficiales de control. 2.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador 3.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas. 4.-Certificados de calidad del arreglo de mangueras del stand pipe. 5.-Procedimiento para control de brotes. 6.-Procedimiento interno para la operación del sistema de fluidos de perforación. 7.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control. 8.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control. 9.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador. 10.-Programa de mantenimiento preventivo del stand pipe. 11.-Personal capacitado, certificado y con experiencia para realizar la operación.	C

**Tabla II. 6. Resumen de la Ponderación de los escenarios mediante el desarrollo Hazop.
 EQUIPO DE PERFORACION**

GLOBAL				Porcentaje
A	Riesgo No Tolerable	10		26%
B	Riesgo indeseable	7		18%
C	Riesgo aceptable con controles	14		37%
D	Riesgo Tolerable	7		18%
TOTAL		35		100%

En la siguiente figura se muestra la gráfica correspondiente al porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados en las matrices, así como el tipo de riesgo al que está vinculado.

Figura II.1. Porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados mediante la metodología Hazop equipo de perforación.

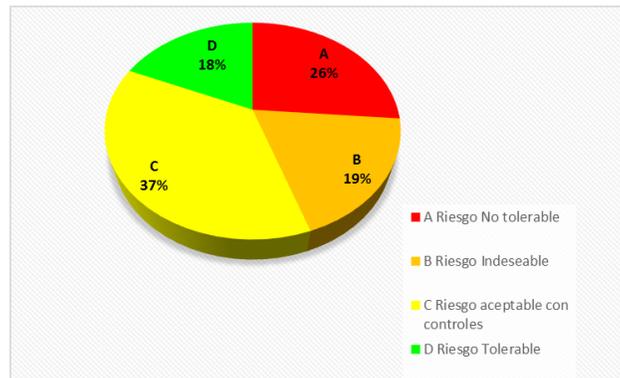
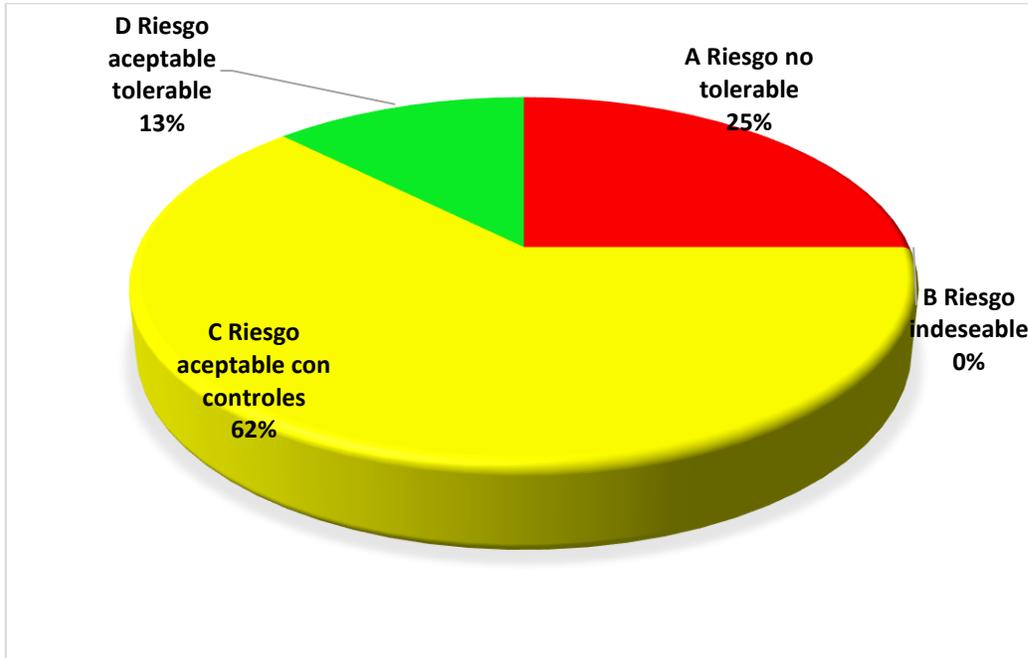


Tabla II. 7 Ponderación mediante el desarrollo del ¿Qué pasa si...? EQUIPO DE PERFORACION

GLOBAL				Porcentaje
A	Riesgo No Tolerable	2		25%
B	Riesgo indeseable	0		0%
C	Riesgo aceptable con controles	5		63%
D	Riesgo Tolerable	1		13%
	TOTAL	8		100%

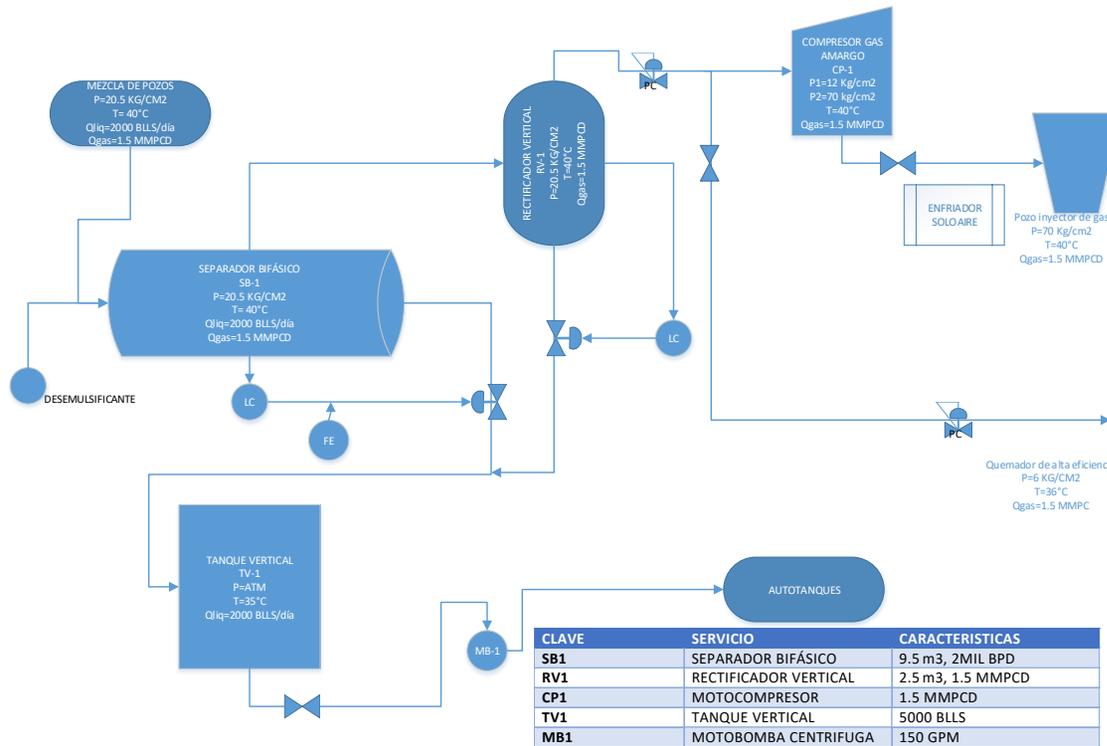
En la siguiente figura se muestra la gráfica correspondiente al porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados en las matrices, así como el tipo de riesgo al que está vinculado.

Figura II. 2. Porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados mediante la metodología que pasa si equipo de perforación.



En ambos casos, derivado de la revisión de consecuencias y escenarios de riesgo, podemos concluir que estos escenarios, calificados con un nivel de riesgo alto, están asociados a la presencia de hidrocarburos y su posterior deflagración o inflamación en caso de encontrar una fuente de ignición, y que son ocasionados por diversos agentes, como son: fallas de equipos o de sistemas de seguridad, fallas mecánicas de materiales o equipos, golpes por agentes externos y que ponen en riesgo la vida humana y la integridad de las instalaciones.

En las siguientes tablas se describen los resultados del HAZOP aplicados a la operación de una batería de separación con un compresor operando con gas amargo asociado a la corriente de hidrocarburo, de acuerdo a la siguiente distribución de equipos:



0

FIGURA II. 3. Diagrama de flujo batería de separación

Tabla II. 8. HAZOP APLICADO A BATERIA DE SEPARACIÓN PARA CAMPO PARAISO

Nodo	Condiciones de Diseño/Parámetros	ID de Equipos	Intensión de Diseño
1. Sistema de aceite (crudo)	<p>SB1, Servicio: Separación Bifásica de MEDIA presión, Pop: 20.5 Kg/cm2, Top: 40°C, Gasto líquidos= 2000 BLLS/día, Gasto gas= 1.5 MMPCD</p> <p>RV-1, Rectificador Vertical de Gas de media Presión; Pop: 20.5 Kg/cm2, Top: 40°C, Gasto líquidos= 2000 BLLS/día, Gasto gas= 1.5 MMPCD</p> <p>CP-1, Compresor de pistones de Gas de dos pasos Presión; P1: 20.5 Kg/cm2, P2: 70 Kg/cm2. Top: 40°C, Gasto gas= 1.5 MMPCD</p> <p>MB-01, Servicio: Bombeo de Crudo, Motor de Combustión Interna Pop: 45 Kg/cm2, Top: 32/37°C, CAP:350GPM, RPM:229</p> <p>TV-1, Tanque de Medición Pop: Atm Top: 30°C, CAP: 5000BLS</p>	<p>SB1, Separador Bifásico en Media Presión;</p> <p>RV1, Rectificador Vertical de Gas de Media Presión;</p> <p>MB-01, Bombeo de Crudo;</p> <p>TV-1, Tanque de Medición;</p>	<p>Separar aceite/gas en Media presión. Las fases líquida y gaseosa. Obtener por efecto de choque y por diferencia de densidades (crudo, agua y gas)</p>
2. Sistema de gas	<p>RV-1, Rectificador Vertical de Gas de media Presión; Pop: 20.5 Kg/cm2, Top: 40°C, Gasto líquidos= 2000 BLLS/día, Gasto gas= 1.5 MMPCD</p> <p>CP-1, Compresor de pistones de Gas de dos pasos Presión; P1: 20.5 Kg/cm2, P2: 70 Kg/cm2. Top: 40°C, Gasto gas= 1.5 MMPCD</p> <p>Pozo inyector de gas P=70 Kg/cm2, T=40°C, Qgas=1.5 MMPC</p> <p>Quemador de alta eficiencia P=6 KG/CM2, T=36°C, Qgas=1.5 MMPC</p>	<p>RV1, Rectificador Vertical de Gas de Media Presión;</p> <p>CP-1 compresor de gas amargo</p>	<p>Dirigir al rectificador vertical general los gases separados donde se elimina el arrastre de líquidos y enviado a la Estación de Compresión de dos etapas de gas amargo para posteriormente inyectarlo al pozo inyector de gas.</p>

Nodo 1

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones			
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR		F	EP	MR
1. Menos Flujo	1. Válvula en el Cabezal de Mezcla Llegada de Pozos hacia Separador Bifásica en Baja Presión, cerrada cuando requiere estar abierta.	<p>1. Aumenta la presión en el Cabezal y los pozos.</p> <p>Disminuye el flujo de aceite y gas de los pozos al Cabezal de colección.</p> <p>Pérdida de contención.</p> <p>Fugas y derrame de aceite y gas.</p> <p>Incendio, explosión.</p> <p>Lesiones al personal.</p> <p>Daño al Medio ambiente.</p> <p>Impacto Financiero.</p>	1. No hay salvaguardas.	3	4	C	3	3	C	3	1	D	3	2	C	3	1	D	<p>1.1.1.1. Colocar candados en posición abierta en la válvula de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos.</p> <p>1.1.1.1.2. Instalar un instrumento de medición de presión con alarma visual/sonora en el Cabezal de llegada de los pozos, para advertir al operador la posible sobrepresión.</p>

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		<p>2. Disminuye el flujo de gas a las compresor</p> <p>Disminuye la presión en la succión del compresor</p> <p>Formación de una mezcla inflamable.</p> <p>Explosión interna, fuego. Daño al equipo. Impacto financiero.</p> <p>Lesiones al personal.</p>	1. Disparo por baja presión en la succión del compresor que para el compresor.	2	4	C	2	1	D	2	2	D	2	3	C	2	1	D	<p>1.1.1.2.1. Colocar candados en posición abierta en la válvula de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos.</p> <p>1.1.1.2.2. Instalar un medidor de nivel en TV-1.</p>
	2. Cualquiera de las válvulas del cabezal de Mezcla Llegada de Pozos hacia Separador Bifásico de Baja Presión, cerradas cuando requieren estar abiertas.	<p>1. Aumenta la presión en el Cabezal y los pozos.</p> <p>Disminuye el flujo de aceite y gas de los pozos al Cabezal de colección.</p> <p>Pérdida de contención. Fugas y derrame de aceite y gas.</p> <p>Incendio, explosión. Lesiones al personal.</p> <p>Daño al Medio ambiente.</p> <p>Impacto Financiero.</p>	1 No hay salvaguardas.	3	4	C	3	3	C	3	2	C	3	1	D	3	1	D	<p>1.1.2.1.1. Colocar candados en posición abierta en cada una de las válvulas de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos</p> <p>1.1.2.1.2. Instalar un instrumento de medición de presión con alarma visual /sonora en el Cabezal de llegada de los pozos, para advertir al operador la posible sobrepresión..</p>

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		<p>2. Aumenta el flujo de aceite del Cabezal de Colección al SB-1</p> <p>Aumenta el nivel de aceite en SB-1</p> <p>Arrastre de líquidos al RV-1 Rectificador Al compresor CP-1 .</p> <p>Daños a las válvulas</p> <p>Compresor, alta vibración del compresor, daños internos a los cilindros compresores y hasta fugas de gas hacia la atmósfera por desprendimiento de las tapas válvulas.</p> <p>Al tener daños internos a los cilindros, es una falla significativa y fugas de gas moderadas.</p> <p>Fuego, explosión, lesiones al personal, daño al equipo.</p> <p>Daño al medio ambiente.</p>	<p>1. LSH alarma de alto nivel en SB-1</p> <p>2. LCV-paquete de regulación de nivel en SB-1</p>	1	5	C	1	2	D	1	2	D	1	3	D	1	1	D	1.1.2.2.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independiente con alarmas por alto o bajo nivel

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		3. Aumenta el flujo de aceite y gas del Cabezal de Colección Aumenta la presión en SB-1 Existe más gas disuelto en el aceite hacia el TV-1 Aumenta la presión en TV-1. Incremento de emisión de vapores a la atmósfera hacia los venteos atmosféricos. Impacto al Medio ambiente.	1. PSV punto de ajuste: 20.5 kg/cm2., 2. PV, paquete de control de presión en el venteo de TV-1 hacia las compresor.	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1.1.2.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX 2011
	3. Una de las válvulas de control de nivel está cerrada cuando requiere estar abierta.	1. Aumenta el nivel de aceite en SB-1. Arrastre de líquidos al RV-1 rectificador al compresor. Daños a las válvulas compresor, alta vibración del compresor, daños internos a los cilindros compresores y hasta fugas de gas hacia la atmósfera por desprendimiento de las tapas válvulas. Al tener daños internos a los cilindros, es una falla significativa y fugas de gas moderadas Fuego, explosión Lesiones al personal. Daño al equipo.	1. LSH alarma de alto nivel 2. LCV paquete de regulación de nivel	1	5	C	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1.1.3.1.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independientes con alarmas por alto o bajo nivel.

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		Daño al medio ambiente																	
	4. Válvula en la succión de tanque TV-1, Bombeo de Crudo, cerrada cuando requiere estar abierta.	1. Cavitación de la bomba TV-1, Bombeo de Crudo. Daño a la bomba y los internos de la bomba. Daño a la bomba por alta temperatura. Derrame menor de aceite, localizado en el área de la bomba. Contacto con las partes calientes de la bomba. Impacto de Salud y Seguridad. Impacto al Medio ambiente. Impacto Financiero.	1. No hay salvaguardas.	1	2	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1.1.4.1.1. Instalar un disparo por alta/baja presión en la succión y descarga en bombeo de crudo.
		2. Sube el nivel de aceite TV-1, tanque de almacenamiento. Derrame de aceite. Impacto al Medio ambiente. Impacto a la producción	1. Dique de contención 2. La capacidad de almacenamiento sobrepasa la capacidad de producción. Se puede almacenar durante 1 día sin provocar un derrame	1	2	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
			3. Medidores de nivel LI- (TV-1) con alarmas de alto (LAH) y alto alto nivel (LAHH).																
	5. Válvula a la descarga de bomba, Bombeo de Crudo, cerrada cuando requiere estar abierta ó el filtro está tapado.	<p>1. Bloqueo en la descarga de la bomba, Bombeo de Crudo. Daño a la bomba y los internos de la bomba. Daño a la bomba por alta temperatura.</p> <p>Derrame menor de aceite, localizado en el área de la bomba.</p> <p>Contacto con las partes calientes de la bomba. Impacto de Salud y Seguridad.</p> <p>Impacto al Medio ambiente.</p> <p>Impacto Financiero.</p>	1. PSV- en la descarga de Bomba de Crudo, (punto de ajuste: 35 kg/cm2) de recirculación	1	2	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	<p>1.1.5.1.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.</p> <p>1.1.5.1.2. Instalar un disparo por alta/baja presión en la succión y descarga en bombeo de crudo.</p>
		2. Sube el nivel de aceite TV-1, Tanque de Almacenamiento. Derrame de aceite Impacto al Medio ambiente. Impacto a la producción	<p>1. Dique de contención</p> <p>2. La capacidad de almacenamiento sobrepasa la capacidad de producción. Se puede almacenar durante 1 día sin provocar un derrame</p> <p>3. Medidores de nivel LI</p>	1	1	D	1	2	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	
	6. Bombeo de Crudo, se para.		1. Dique de contención	1	1	D	1	2	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		<p>1. Sube el nivel de aceite TV-1, Tanque de Almacenamiento.</p> <p>Derrame de aceite.</p> <p>Impacto al Medio ambiente.</p> <p>Impacto a la producción</p>	<p>2. La capacidad de almacenamiento sobrepasa la capacidad de producción. Se puede almacenar durante 1 día sin provocar un derrame</p> <p>3. Medidores de nivel LI</p>																
	7. Bomba de diafragma tipo Neumática se para en la Presa API	1. No hay consecuencias peligrosas.																	
2. Mas Flujo	1. Válvula en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos bypaseando los separadores hacia TV-1, está abierta cuando debe estar cerrada.	<p>1. Aumenta la presión en TV-1, Tanque de Almacenamiento. Sobrepresión de TV-1. Daño mecánico al TV-1. Perdida de contención. Derrame de aceite y fugas de gas. Fuego.</p> <p>Lesiones al personal.</p> <p>Impacto al Medio ambiente.</p> <p>Impacto financiero.</p>	1. PSV, en TV-1 (punto de ajuste: ± 0.5 onz/pulg2).	1	4	D	1	3	D	1	2	D	1	3	D	1	1	D	1.2.1.1.1. Instalar un candado en posición cerrada en la válvula en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos bypaseando los separadores hacia TV-1, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.
	2. Una de las válvulas de control de nivel LV está abierta más de lo que requiere.	1. Disminuye el nivel en SB-1. Arrastre de gas hacia el tanque de almacenamiento TV-1.	1. Dique de contención, previene el impacto al medio ambiente	2	3	C	2	3	C	2	2	D	2	3	C	2	1	D	1.2.2.1.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independientes de LV

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		Sobrepresión en TV-1. Ruptura en la cúpula de TV-1. Pérdida de contención y fuga de gas. Incendio Lesiones al personal. Impacto al Medio ambiente. Impacto Financiero.	2. PSV, en TV-1 (punto de ajuste: ± 0.5 onz/pulg2).															con alarmas por alto o bajo nivel.	
3. Flujo Reverso	1. No hay causas nuevas.																		
4. Flujo Mal Dirigido	1. No hay causas nuevas.																		
5. Más Presión	1. Incremento de presión de aceite desde el campo a Batería - .	1. Aumenta el flujo de aceite del Cabezal de Colección A SB-1. Aumenta el nivel de aceite en SB-1 Arrastre de líquidos al RV-1 rectificador. Arrastre de líquidos a las compresoras de renta. Daños a las válvulas compresoras, alta vibración del compresor, daños internos a los cilindros compresores y hasta fugas de gas hacia la atmósfera por desprendimiento de las tapas válvulas. Al tener daños internos a los cilindros, es una falla significativa y fugas de gas moderadas. Fuego, explosión. Lesiones al personal. Daño al medio ambiente.	1. LSH , alarma de alto nivel en SB-1 2. LCV- paquete de regulación de nivel en SB-1	1	5	C	1	2	D	1	3	D	1	4	D	1	1	D	1.5.1.1.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independientes con alarmas por alto o bajo nivel.

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		2. Aumenta el flujo de aceite y gas del Cabezal de Colección a SB-1. Aumenta la presión en SB-1 Existe más gas disuelto en el aceite hacia el TV-1 Aumenta la presión en TV-1. Incremento de emisión de vapores a la atmósfera hacia los venteos atmosféricos. Impacto al Medio ambiente.	1. PSV punto de ajuste: 8.5 kg/cm2, y PSV 143 (RVGBP-1), punto de ajuste: 7 kg/cm2, previenen el aumento de presión a RV-1 2. PV, paquete de control de presión en el venteo de TV-1 hacia las compresoras de renta.	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	
6. Menos Presión	1. No hay causas nuevas.																		
7. Mas Nivel	1. No hay causas nuevas.																		
8. Menos Nivel	1. No hay causas nuevas.																		
9. Mas Temperatura	1. No hay causas.																		
10. Menos Temperatura	1. No hay causas.																		
11. Cambio de Composición	1. No hay causas.																		
12. Contaminación	1. No hay causas.																		
13. Muestreo	1. No hay causas.																		
14. Corrosión/ Erosión	1. No hay causas.																		
15. Falla de servicio	1. Fallo de servicio eléctrico.	1. No hay consecuencias peligrosas.																	
16. Operaciones Anormales	1. No hay causas nuevas.																		

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
Nodo 2																			
1. Menos Flujo	1. Válvulas en la entrada de gas a RV-1 Rectificador Vertical de Gas Baja Presión, está Cerrada, cuando requieren estar abiertas.	1. Aumenta la presión (hasta 20 kg/cm2) en RV-1 No hay consecuencias peligrosas.																	
		2. Disminuye el flujo de gas a las compresoras de renta. Disminuye la presión en la succión de las compresoras. Se introduce aire del venteo atmosférico en TV-1, Tanque de Almacenamiento a la succión de las compresoras de renta. Formación de una mezcla inflamable. Explosión interna, fuego. Daño al equipo. Impacto financiero. Lesiones al personal.	1. PSHL, paro por alta y baja presión en la succión de las compresoras de renta.	2	4	C	2	1	D	2	1	D	2	3	C	2	1	D	2.1.1.2.1. Colocar en posición abierta una de las válvulas en la línea de servicio Mezcla llegada de Pozos.
		3. Aumenta la presión en RV-1. Existe más gas disuelto en el aceite hacia el TV-1 Aumenta la presión en TV-1. Incremento de emisión de vapores a la atmósfera hacia los venteos atmosféricos. Impacto al medio ambiente.	1. PSV punto de ajuste: 20.5 kg/cm2, previene el aumento de presión a RV-1.	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	2.1.1.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.			

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
			2. PV, paquete de control de presión en el venteo de TV-1 hacia las compresoras de renta.																
	2. Válvula en la salida de RV-1 Rectificador Vertical de Gas Baja Presión, está cerrada, cuando requiere estar abiertas.	1. Aumenta la presión (hasta 20 kg/cm2) No hay consecuencias de interés.																	
		2. Disminuye el flujo de gas a las compresoras de renta. Disminuye la presión en la succión de las compresoras. Se introduce aire del venteo atmosférico en TV-1, Tanque de Almacenamiento a la succión de las compresoras de renta. Formación de una mezcla inflamable. Explosión interna, fuego. Daño al equipo. Impacto financiero. Lesiones al personal.	1. PSHL aro por alta y baja presión en la succión del compresor.	2	4	C	2	2	D	2	2	D	2	4	C	2	1	D	2.1.2.2.1. Colocar candados en posición abierta en cada una de las válvulas en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos.

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	
		3. Aumenta la presión en RV-1. Existe más gas disuelto en el acetite hacia el TV-1. Incremento de emisión de vapores a la atmosfera hacia los venteos atmosféricos. Impacto al medio ambiente.	1. PSV punto de ajuste: 20.5 kg/cm2, 2. PV-, paquete de control de presión en el venteo de TV-1 hacia las compresoras de renta	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	2.1.2.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.
		4. Aumenta la presión en RV-1 (hasta 20 kg/cm2), Pmax = 20.5 kg/cm2. Sobrepresión de RV-1. Fugas de bridas y empaquetaduras. Pérdida de contención.	1. No hay salvaguardas.	3	4	C	3	2	C	3	2	C	3	3	C	2.1.2.4.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV- en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.
	3. Una de las válvulas PCV en la salida de gas de RV-1 Rectificador Vertical de Gas Baja Presión al Compresor está cerrada. Normalmente no hay flujo.	1. No hay consecuencias peligrosas.														
	4. PCV en la salida de RV-1 Rectificador Vertical de Gas Baja Presión al Quemador, está cerrada, cuando requiere estar abierta.	1. Aumenta la presión en la succión de las compresoras de renta (hasta 20kg/cm2). Aumenta la presión (hasta 20 kg/cm2) No hay consecuencias peligrosas														

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		2. Aumenta la presión en la succión de las compresoras de renta (hasta 20 kg/cm2). Aumenta la presión en SB-1 en Existe más gas disuelto en el aceite hacia el TV-1 Aumenta la presión en TV-1. Incremento de emisión de vapores a la atmósfera hacia los venteos atmosféricos. Impacto al medio ambiente.	1. PSV punto de ajuste: 20.5 kg/cm2, 2. PV, paquete de control de presión en el venteo de TV-1 hacia las compresor.	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	2.1.4.2.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.
		3. Aumenta la presión en la succión de las compresoras de renta (hasta 20 kg/cm2). Aumenta la presión en RV-1 (hasta 20 kg/cm2), Pmax = 20.5 kg/cm2. Sobrepresión de RV-1. Fugas de bridas y empaquetaduras. Pérdida de contención. Fuego localizado. Lesiones al personal. Daño al equipo. Impacto al medio ambiente.	1. No hay salvaguardas.	3	4	C	3	1	D	3	2	C	3	3	C	3	1	D	2.1.4.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las SV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011. 2.1.4.3.2. Confirmar la Pmax de RV-1, y cambiar el punto de ajuste de la PSV a no mayor de 20.0 kg/cm2
	5. PCV en la descarga de gas de compresor está cerrada cuando requiere estar abierta.	1. No hay flujo de gas a Bomba de Crudo. Bomba de Crudo se para. Sube el nivel de aceite TV-1, Tanque de Almacenamiento. Derrame de aceite. Impacto al medio ambiente. Impacto a la producción.	1. Dique de contención 2. La capacidad de almacenamiento sobrepasa la capacidad de producción. Se puede almacenar durante 1 día sin provocar un derrame	1	1	D	1	2	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
			3. Medidores de nivel LI (TV-1) con alarmas de alto (LAH) y alto nivel (LAHH).																
		2. No hay flujo de gas a los motores del compresor. Las compresoras se paran. Aumenta la presión (hasta 20 kg/cm2) RV-1. No hay consecuencias peligrosas.																	
		3. No hay flujo de gas a los motores de las compresoras de renta. Las compresoras se paran. Aumenta la presión en SB-1. Existe más gas disuelto en el aceite hacia el TV-1. Aumenta la presión en TV-1. Incremento de emisión de vapores a la atmósfera hacia los venteos atmosféricos. Impacto al medio ambiente.	1. PSV punto de ajuste: 20.5 kg/cm2, paquete de control de presión en el venteo de TV-1 hacia las compresoras de renta.	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	2.1.5.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		4. No hay flujo de gas a los motores del compresor. En compresor Aumenta la presión en RV-1 (hasta 20 kg/cm2), Pmax = 20.5 kg/cm2. Sobrepresión de RV-1. Fugas de bridas y empaquetaduras. Pérdida de contención. Fuego localizado. Lesiones al personal. Daño al equipo. Impacto al medio ambiente.	1. No hay salvaguardas.	3	4	C	3	2	C	3	2	C	3	3	C	3	1	D	2.1.5.4.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011. 2.1.5.4.2. Confirmar la Pmax de RV-1, y cambiar el punto de ajuste de la PSV a no mayor de 20 kg/cm2
	6. PCV, paquete de regulación de presión de gas está cerrada	1. No hay flujo de gas a, Bomba de Crudo. Bomba de Crudo se para. Sube el nivel de aceite TV-1, Tanque de Almacenamiento. Derrame de aceite. Impacto al Medio ambiente. Impacto a la producción.	1. Dique de contención< 2. La capacidad de almacenamiento sobrepasa la capacidad de producción. Se puede almacenar durante 1 día sin provocar un derrame 3. Medidores de nivel LI (TV-1) con alarmas de alto (LAH) y alto nivel (LAHH).	1	1	D	1	2	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	
	8. Válvula de 6" de la descarga de Compresoras de renta al Paquete de Recuperación de Vapores, está cerrada cuando normalmente está abierta.	1. No hay flujo de recuperación a TV-3. Cuando aumenta el nivel, aumenta la presión en TV-3 porque no hay venteo. Sobrepresión de TV-3.	1. PSV-205 PSV-206, en TV-3 (punto de ajuste: ± 0.5 onz/pulg2).	1	4	D	1	3	D	1	2	D	1	3	D	1	1	D	2.1.8.1.1. Instalar un candado en posición cerrada en la válvula de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos bypassando los

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		Daño mecánico al TV-3. Pérdida de contención. Derrame de aceite y fugas de gas. Fuego. Lesiones al personal. Impacto al Medio ambiente. Impacto financiero.																separadores hacia TV3, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.	
	9. PV en el desfogue de gas de pozo de inyección está cerrada, cuando requiere estar abierta.	1. Flujo inverso de gas de la descarga del compresor. Sobrepresión de compresor. Daño mecánico al compresor. Lesiones al personal. Impacto al Medio ambiente. Impacto financiero.	1. PSV (punto de ajuste: +0.5 onz/pulg2).	1	4	D	1	3	D	1	2	D	1	3	D	1	1	D	
	10. PCV, paquete de regulación de presión en la línea de succión al quemador, está cerrada.	1. Aumenta la presión en la succión del compresor (hasta 70 kg/cm2). Aumenta la presión en RV-1(hasta 20 kg/cm2), Sobrepresión de RV-1. Fugas de bridas y empaquetaduras. Pérdida de contención. Fuego localizado. Lesiones al personal. Daño al equipo. Impacto al medio ambiente.		3	4	C	3	2	C	3	2	C	3	3	C	3	1	D	2.1.10.1.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031 PEMEX-2011. 2.1.10.1.2. Confirmar la Pmax de RV-1, y cambiar el punto de ajuste de la PSV a no mayor de 20 kg/cm2

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		2. Aumenta la presión en la succión de las compresoras de renta (hasta 20 kg/cm2). Aumenta la presión (hasta 20 kg/cm2) No hay consecuencias peligrosas.																	
		3. Aumenta la presión en la succión del compresor (hasta 20kg/cm2). Incremento de emisión de vapores a la atmósfera hacia los venteos atmosféricos. Impacto al Medio ambiente.	1. PSV punto de ajuste: 20.5 kg/cm2, y ,previenen el aumento de presión 2. PV, paquete de control de presión en el venteo de TV-1 hacia las compresoras de renta.	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	2.1.10.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011
	11. Válvula en la descarga del compresor, está cerrada cuando requiere estar abierta.	1. Disminuye el flujo de la descarga del compresor Aumenta la presión en la descarga de compresor. Sobrepresión de las	1. PSV-2020, PSV-2040, PSV-2070 en la descarga de las compresoras con alivio al quemador.	1	5	C	1	2	D	1	2	D	1	4	D	1	1	D	2.1.11.1.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV- en posición abierta, de

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		compresor Descarga bloqueada. Puede haber una rotura de la tubería ya que la presión se incrementará hasta presiones por encima de los esfuerzos de diseño de la tubería. Por ser un equipo de desplazamiento positivo, seguirá subiendo la presión hasta que estalle el elemento más débil de la descarga que en este caso son las bridas y los domos. Esto suponiendo que ningún dispositivo de seguridad actúe. Puede producir grandes daños al domo y si hay un sistema de ignición por las fugas si puede haber explosión. Pérdida de contención. Fuego, explosión. Lesiones al personal. Daño al equipo. Daño al medio ambiente.	2. PSHL en la descarga de cada etapa, que paran el compresor por alta presión de descarga.																acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.
2. Mas Flujo	1. Válvula de salida de RV-1, abierta cuando requiere estar cerrada.	1. Más líquidos en el gas a las compresoras de renta. Arrastre de líquidos al compresor. Daños a las válvulas compresor, alta vibración del compresor, daños internos a los cilindros compresores y hasta fugas de gas hacia la atmósfera por desprendimiento de las tapas válvulas. Y al tener	1. LSH alarma de alto nivel en RV-1 2. LCV paquete de regulación de nivel en RV-1 previene el	1	5	C	1	2	D	1	2	D	1	3	D	1	1	D	2.2.1.1.1. Colocar un candado en posición cerrada en la válvula de bypaseando RV-1, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX 2011.

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
		daños internos a los cilindros, es una falla significativa y fugas de gas moderadas. Fuego, explosión. Lesiones al personal. Daño al equipo. Daño al medio ambiente.	arrastre de líquidos al compresor																
	2. PCV en la salida de RV-1 Rectificador Vertical de Gas Baja Presión al Quemador, ó PCV, paquete de regulación de presión en la línea de succión al quemador, está abierta más delo que requiere.	1. Más flujo de gas al quemador. Impacto operativo. No hay consecuencias peligrosas 2. Disminuye el flujo de gas a las compresoras de renta. Disminuye la presión en la succión del compresor. Impacto al compresor. El equipo se sobrecalienta a alta temperatura y pueden producir daños a los cilindros compresores y fugas de gas a través de los empaques y válvulas compresor. La consecuente pérdida de pistones, cilindros compresores y hasta biela y crucetas. Puede sufrir daños considerables por deformación del material por calentamiento y fugas menores. Daño al equipo. Impacto financiero.	1. TSH disparo de temperatura en la descarga del compresor, que paran las compresoras por alta temperatura. 2. PSHL paro por alta y baja presión en la succión del compresor	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	1	1	D	

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
	3. PCV en la descarga de gas de compresoras de renta a los motores de compresoras está abierta más de lo que requiere	1. Aumenta la presión en la línea de gas combustible hacia las motocompresor Fugas en bridas y empaquetaduras. Fuego, explosión. Lesiones al personal. Daño al equipo. Impacto financiero. Impacto al medio ambiente	1. PSV en líneas de combustible a compresor	1	4	D	1	2	D	1	2	D	1	3	D	1	1	D	
	4. PCV, paquete de regulación de presión de gas, está abierta más de lo que requiere.	1. Aumenta la presión en la línea de gas combustible aguas debajo de PCV. No hay consecuencias peligrosas.																	
	5. Una de las válvulas PCV en la salida de gas de RV-1 Rectificador Vertical de Gas Baja Presión al Compresoras - , abierta cuando normalmente está cerrada. Normalmente no hay flujo.	1. No hay consecuencias peligrosas.																	
3. Flujo Reverso	1. No hay causas nuevas.																		
4. Flujo mal dirigido	1. No hay causas.																		
5. Más Presión	1. No hay causas nuevas.																		
6. Menos Presión	1. No hay causas nuevas.																		

Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
7. Más Nivel	1. Condensado de agua y colección de lluvia en BE-100.	1. Impacto operativo. No hay consecuencias peligrosas.																	
8. Menos Nivel	1. No hay causas.																		
9. Más Temperatura	1. No hay causas.																		
10. Cambio en Composición	1. No hay causas.																		
11. Contaminación	1. No hay causas.																		
12. Muestreo	1. No hay causas.																		
13. Corrosión/Erosión	1. No hay causas.																		
Desviación	Causa	Consecuencias	Salvaguardas	Daños al Personal			Impacto Ambiental			Daños a la Instalación			Pérdida de Producción			Efectos a la Población			Recomendaciones
				F	DP	MR	F	IA	MR	F	DI	MR	F	PP	MR	F	EP	MR	
14. Falla de Servicio	1. No hay causas.																		
15. Operación Anormal	1. No hay causas.																		

Tabla II. 10. Resumen de la Ponderación de los escenarios mediante el desarrollo Hazop.

BATERIA DE SEPARACIÓN

GLOBAL			Porcentaje
A	Riesgo No Tolerable	0	0%
B	Riesgo indeseable	0	0%
C	Riesgo aceptable con controles	53	29.4%
D	Riesgo Tolerable	127	70.6%
TOTAL		180	100%

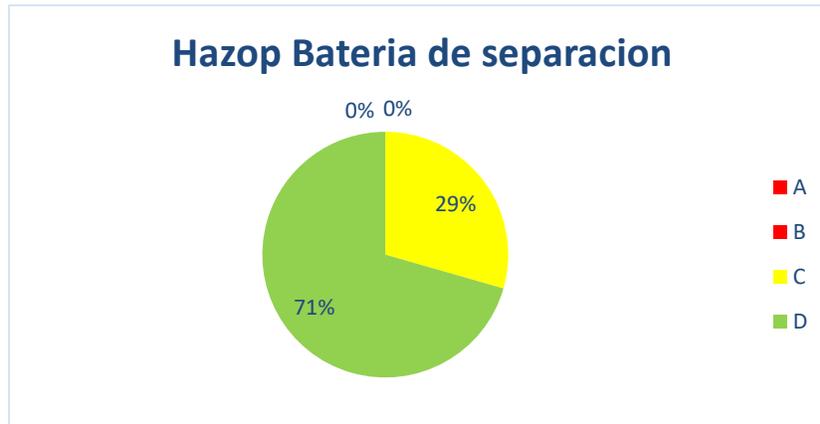


Figura II.4. Hazop Batería de Separación

Para el caso de la batería de separación, se puede notar que, de los 180 escenarios de Riesgo planteados en el HAZOP, el 29% son Riesgo aceptable con controles, mientras que el 71% son Riesgos tolerables. Podemos concluir que estos escenarios, calificados con un nivel de riesgo Medio, están asociados a la presencia de hidrocarburos y su posterior deflagración o inflamación en caso de encontrar una fuente de ignición, y que son ocasionados por diversos agentes, como son: fallas de equipos o de sistemas de seguridad, fallas mecánicas de materiales o equipos, golpes por agentes externos y que ponen en riesgo la vida humana y la integridad de las instalaciones.

En las siguientes tablas se describen los resultados del que pasa si?. aplicados a la operación de un DUCTO que sale del límite de batería en la pera de perforación.

Tabla II. 11 Que pasa si ? ducto

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
1. ¿Qué pasa si se presenta una sobrepresión en el ducto?	<ul style="list-style-type: none"> Falla en el sistema de control de presión en el pozo de envío y la Plataforma de recibo. Cierre inadvertido de válvulas de bloqueo en la llegada del ducto 	<ul style="list-style-type: none"> Esfuerzos mecánicos en la línea, válvulas, juntas bridadas, empaques y uniones soldadas. Derrame por la formación de un orificio en la superficie de la línea, por falla mecánica del material. Derrame de crudo en fractura de la línea, debido a falla mecánica del material. Incendio si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición. 	<ul style="list-style-type: none"> Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión en pozo de envío que se entrega el crudo. Programa de mantenimiento al ducto en donde se ponga especial atención a la medición de espesores. Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. 	A
2. ¿Qué pasa si se bloquea la llegada a destino de ducto?	<ul style="list-style-type: none"> Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo. Sabotaje 	<ul style="list-style-type: none"> Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del crudo que transporta 	<ul style="list-style-type: none"> Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión en pozo de envío que se entrega el crudo. Capacitación al personal de operación y mantenimiento. 	C

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
3. ¿Qué pasa si no hay flujo de crudo?	<ul style="list-style-type: none"> • Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo. • Sabotaje • Derrame de crudo 	Pérdidas de Producción.	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión en pozo de envío que se entrega el crudo. • Capacitación al personal de operación y mantenimiento. 	D
4 ¿Qué pasa si hay un flujo excesivo de crudo?	No hay causas creíbles			
5. ¿Qué pasa si se presenta una baja presión en el ducto?	<ul style="list-style-type: none"> • Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo en el Árbol de Válvulas. • Sabotaje • Derrame de crudo 	<ul style="list-style-type: none"> • Bajo flujo. • Pérdidas de producción 	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión en pozo de envío que se entrega el crudo. • Capacitación al personal de operación y mantenimiento. 	D

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
6. ¿Qué pasa si hay una excesiva corrosión en el ducto?	<ul style="list-style-type: none"> • Esfuerzos mecánicos en la línea. • Mala o nula protección (catódica y/o mecánica). • Mala selección del material de diseño, para las características del crudo a manejar en la línea. • Presencia de agentes corrosivos en el flujo del crudo. • Exceso de agentes corrosivos en el ambiente subterráneo. • La vida útil del ducto ha llegado a su fin y no se ha reemplazado. 	<ul style="list-style-type: none"> • Disminución del espesor de diseño. • Derrame por la formación de un orificio en la superficie del ducto • Incendio si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programa de mantenimiento al ducto en donde se pone especial atención a la medición de espesores. • Evaluación continua de la calidad de la protección externa (anticorrosiva y catódica) para corroborar que cumple con las especificaciones establecidas en el diseño. • Supervisión durante la construcción que las especificaciones cumplan con el diseño y certificar que los materiales cumplen con lo establecido para el crudo a manejar en este ducto. • Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. 	A

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
7. ¿Qué pasa si hay una mala operación en el manejo de las válvulas sobre la línea de descarga hacia el cabezal?	<ul style="list-style-type: none"> • Error humano en la operación de válvulas e instrumentos. • Sabotaje 	<ul style="list-style-type: none"> • Alta presión en el ducto. • Esfuerzos mecánicos en la línea, válvulas, juntas bridadas, empaques y uniones soldadas. • Derrame por la formación de un orificio en la superficie de la línea, por falla mecánica del material. • Derrame de crudo en fractura de la línea, debido a falla mecánica del material. • Incendio si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión en pozo de envío l que se entrega el crudo. • Programa de mantenimiento al ducto en donde se ponga especial atención a la medición de espesores. • Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. 	B

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
8. ¿Qué pasa si sufre un golpe externo la tubería?	<ul style="list-style-type: none"> • Golpe por maniobras realizadas sobre la línea en la salida o llegada del ducto. • Sabotaje. • Fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, terremotos, granizadas). • Eventos no controlados como un golpe a la línea por maquinaria pesada u otro equipo de uso rudo. • Construcción no autorizada sobre el derecho de vía de la línea. • Colocación de anclas por embarcaciones que navegan sobre la línea submarina. 	<ul style="list-style-type: none"> • Derrame de crudo por la ruptura parcial o total de la línea. • Incendio si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición. 	<ul style="list-style-type: none"> • Instalación de señalamientos a todo lo largo del trazo de la línea, con énfasis particular en instalaciones de origen, y direccionamiento a la zona marina • Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. • Personal certificado para manejo de grúas y maniobras. • Posicionamiento dinámico en coordenadas donde se indica la ubicación de la línea submarina. 	B

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
9. ¿Qué pasa si entra personal no autorizado al área de pozos y manipula indebidamente las válvulas en el cabezal de recolección?	<ul style="list-style-type: none"> • Sabotaje. • Falta de vigilancia y control en las entradas. 	<ul style="list-style-type: none"> • Aumento en la presión del ducto. • Esfuerzos mecánicos en la línea, válvulas, juntas bridadas, empaques y uniones soldadas. • Derrame por la formación de un orificio en la superficie de la línea, por falla mecánica del material. • Derrame de crudo en fractura de la línea, debido a falla mecánica del material. • Incendio si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión en pozo de envío y Plataforma Futura en el que se entrega el crudo. • Programa de mantenimiento al ducto en donde se ponga especial atención a la medición de espesores. • Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. 	B
10. ¿Qué pasa si ocurre una fuga en el ducto?	<ul style="list-style-type: none"> • Golpe externo. • Corrosión excesiva. • Adelgazamiento del material • Falla de materiales. • Error humano en la instalación de accesorios. • Condiciones climáticas adversas. • Vibración en el ducto. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incendio si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición. • Explosión con daños al personal, al medio ambiente y a las instalaciones. • Pérdida de la producción. 	<ul style="list-style-type: none"> • Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo a los sistemas de control de presión en pozo de envío que se entrega el crudo. • Programa de mantenimiento al ducto en donde se ponga especial atención a la medición de espesores. • Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. • Brigadas contra incendio. 	A

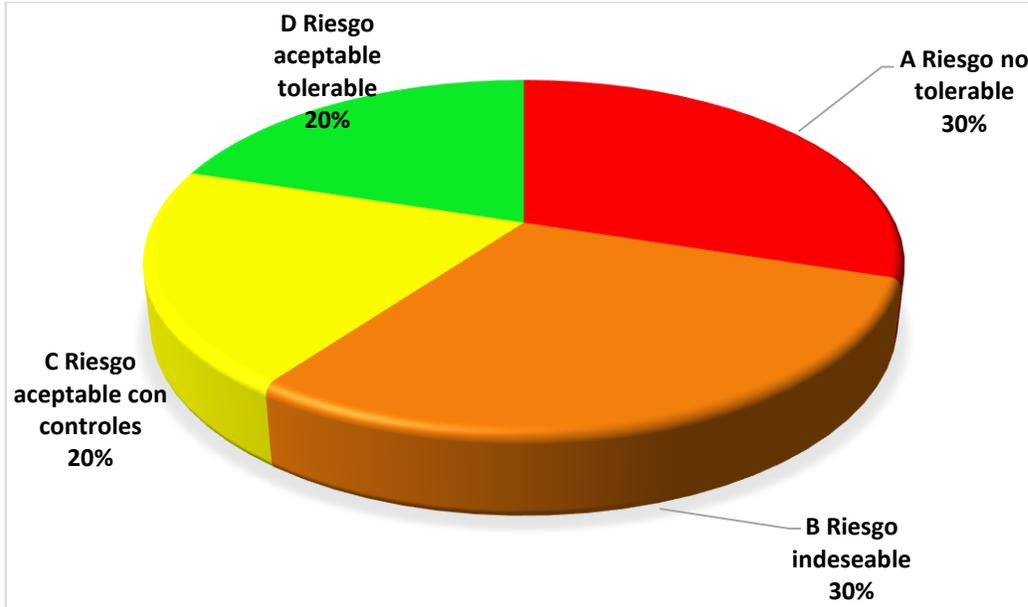
¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
<ul style="list-style-type: none"> 11. ¿Qué pasa si se presentan fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, huracanes, terremotos, etc.) 	Condiciones climáticas adversas	<ul style="list-style-type: none"> Esfuerzos mecánicos en el ducto, válvulas, juntas bridadas y uniones soldadas. Derrame de crudo por la formación de fractura u orificios en válvulas y bridas, por falla mecánica del material. Derrame de crudo por ruptura parcial o total de válvulas y/o bridas. Incendio y/o explosión si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición. 	<ul style="list-style-type: none"> Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. Brigadas contra incendio 	C

Tabla II. 12 Ponderación mediante el desarrollo del ¿Qué pasa si...?

GLOBAL			Porcentaje
A	Riesgo No Tolerable	3	30%
B	Riesgo indeseable	3	30%
C	Riesgo aceptable con controles	2	20%
D	Riesgo Tolerable	2	20%
	TOTAL	10	100%

En la siguiente figura se muestra la gráfica correspondiente al porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados en las matrices, así como el tipo de riesgo al que está vinculado.

Figura II.5. Porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados mediante la metodología que pasa si equipo de perforación.



CRITERIOS DE SELECCIÓN DE RIESGOS A SIMULAR

La evaluación del peor escenario catastrófico es de acuerdo a los criterios señalados en “RMP Offsite Consequence Analysis”, de la Agencia de Protección Ambiental de los Estados Unidos (USEPA), May 24 de 1996. Esto es aplicable para la ruptura total de la línea o del recipiente ocasionado por agentes externos, tal como golpes accidentales con maquinaria pesada donde se recomienda utilizar el diámetro nominal de la tubería.

Para el caso alternativo, se puede considerar un orificio del 20% del diámetro total del ducto o tubería analizados, de acuerdo con lo que se establece en Riesgo Ambiental, E. Valdez, Facultad de Ingeniería de la UNAM. Sin embargo, en este estudio se tomó el valor de 1.0 pulgada, en virtud de que es más común este diámetro de fuga en la mayoría de los casos y por lo tanto representa un evento más probable.

Para casos de corrosión interna y/o externa, el ataque del medio al material del ducto o tubería inicia por debilitar las paredes y luego empieza a formar un poro pequeño que debido a las condiciones tanto del medio como del fluido que se transporta empieza a aumentar de tamaño hasta que se hace evidente su existencia. El valor de 0.5 pulgadas es considerado como el diámetro donde ya se manifiesta la evolución del material interactuando con su medio ambiente.

Como referencia adicional, se consideran los criterios establecidos por Petróleos Mexicanos:

Criterios Técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas con clave DCO-GDOESSSPA-CT-001, para determinar los diámetros de fugas de Petróleos Mexicanos el cual es aplicable a cada una de sus instalaciones, se seguirá el siguiente criterio:

Tabla II. 13 Criterios de fuga Petróleos Mexicanos

Tipo de caso	Tipo de sustancias	Criterios a considerar	
Pero caso	Tóxica	En forma de gas: Fuga total del inventario en 10 minutos (1).	Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación.
	Inflamable explosiva	En forma líquida: Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto.(1)	Condiciones meteorológicas al momento de la fuga del material o sustancia peligrosa.
Caso alternativo	Tóxicas e inflamables explosivas	Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto	Diámetro equivalente de fuga. Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos y activos.
Caso más probable	Toxicas e inflamables explosivas	<p>Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación.</p> <p>Condiciones meteorológicas al momento de la fuga del material o sustancia peligrosa.</p> <p>Diámetro equivalente de fuga.</p> <p>Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos y activos.</p>	

(1) Considerar que la fuga ocurre al nivel del piso.

El área y forma del orificio es uno de los parámetros que tienen gran incertidumbre. Por lo general, se supone un orificio circular y los simuladores cuentan con modelos de fuga para orificios circulares. En ocasiones se simulan eventos ya ocurridos con orificios de geometría distintas a la circular. Para el caso de orificios con geometrías distintas a la circular se debe circular un área equivalente a un círculo a partir del área del orificio considerado. Pero la gran mayoría de los escenarios de riesgo a analizar no han ocurrido, por lo que existe incertidumbre sobre el valor del área del orificio.

Valores umbrales sobre personas

En la **Tabla II.14** se muestran los valores umbrales de referencia adoptados en este estudio para una radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica sobre personas.

Tabla II.14 Umbral de referencia

EFEECTO	ZONA DE RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Radiación térmica	5,0 kW/m ²	1,4 kW/m ²
Sobrepresión	1 psi	0.5 psi
Dispersión tóxica	IDLH ⁽¹⁾	TLV ⁽²⁾

⁽¹⁾ IDLH (*Inmediately Dangerous to Life or Health*). Concentración máxima de una sustancia en aire que un trabajador con buen estado de salud general puede soportar durante treinta minutos sin desarrollar síntomas, que disminuyan su capacidad de realizar una evacuación de emergencia y sin sufrir daños irreversibles.

⁽²⁾ TLV₁₅ (*Threshold Limit Values*). Máxima concentración a la que la mayoría de los trabajadores puede exponerse por un periodo continuado de hasta quince minutos sin sufrir irritaciones, cambios crónicos o irreversibles en los tejidos o narcosis que reduzca su eficacia, les predisponga al accidente o dificulte las reacciones de defensa.

Los eventos considerados como máximos probables son los siguientes:

DUCTOS

1.- Manifestación del pozo con posible descontrol ocasionado por la sobrepresión en el aparejo de. Debida a una mayor presión (superior a la presión de diseño) en la salida de equipo de perforación en la válvula ubicada en el límite de batería.

2.- Posible ruptura de ducto posterior a la válvula de seccionamiento de la tubería de descarga hacia la línea regular (bayoneta) ocasionada por corrosión interna o externa, con la emisión y dispersión de material sobre suelo natural.

3.- Posible ruptura de ducto posterior a la válvula de seccionamiento de la tubería de descarga hacia la línea regular (bayoneta) ocasionada por corrosión interna o externa, con la emisión y dispersión de material sobre agua acumulada en suelo pantanoso y mangle (pantano/manglar).

BATERIA DE SEPARACIÓN

1.- Posible ruptura de cabezal de recolección de 6 pulg. ocasionada por corrosión interna o externa, con la emisión y dispersión de material sobre piso de concreto, contenido de gas e hidrocarburo líquido.

2.- Posible Ruptura por golpe externo en separador bifásico SB1, con pérdida de contención de mezcla aceite-gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

3.- Posible Ruptura por golpe externo en rectificador vertical RV1, con pérdida de contención de gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

4.- Posible ruptura por golpe externo en línea de descarga de compresora de gas CP1, de 3", con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

EN EL CASO DEL TOTAL DE EVENTOS CONSIDERADOS, SE MENCIONAN A CONTINUACIÓN , por cada tipo de instalación. Se consideraron :

- Oleogasoducto de 10pulg. (línea de recolección en Pera)
- Equipo de perforación
- Batería de Separación.

OLEOGASODUTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

El evento 1 se refieren a una posible fuga derivada del descontrol en la perforación del pozo ocasionada por el rompimiento de la columna hidrostática por filtración de fluidos no deseados (agua, gas o aceite), por lo cual el perforador procederá a activar la bomba Koomey para cerrar preventores, pero no se pueden operar los preventores en forma automática, por lo que se procede a un cierre manual de los mismos.

El evento 2 y 3 se refiere a la posibilidad de que se fugue todo el crudo que transporta el ducto durante un tiempo determinado, vertiendo este material en dos distintos receptores, suelo natural o superficie acuosa sin corriente (mangle y pantano). Para el efecto de determinar la posible afectación, utilizaremos el contenido total del crudo que transporta el ducto a las condiciones de operación en un tramo de 30 metros. Este evento también representa el evento máximo probable, ya que es el de probabilidad de ocurrencia mínima, pero el de mayores afectaciones.

El evento 4 y 5 se refiere a la posibilidad de que se perfore un orificio de 1 pulg debida a corrosión y sobrepresión, derramando el crudo por un tiempo de 5 minutos, vertiendo este material en dos distintos receptores, suelo natural o superficie acuosa sin corriente (mangle y pantano). Para el efecto de determinar la posible afectación, utilizaremos el contenido del crudo que transporta el ducto a las condiciones de operación en un tramo de 30 metros fugando durante 5 minutos. Este evento también representa el evento mas probable, ya que es el de probabilidad de ocurrencia mayor, pero el de menores afectaciones.

Más adelante se describe cada uno de estos posibles eventos y se calcula el material que puede fugar. En resumen, los riesgos identificados se clasificarían de la siguiente manera:

BATERIA DE SEPARACION

Para el caso de la instalación de producción (Batería y compresora) se consideraron los siguientes escenarios (BCP para el mas probable, y BCP-A para el catastrófico):

Evento BCP-01 y 01-A se refieren a que fugue una Mezcla aceite-gas amargo en el cabezal de llegada de grupo de 6" a la entrada del separador SB-1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones. Utilizaremos el contenido del crudo que transporta el ducto a las condiciones de operación en un tramo de 30 metros fugando durante 10 minutos. Este evento también representa el evento mas probable, ya que es el de probabilidad de ocurrencia mayor, pero el de menores afectaciones.

En el caso del evento catastrófico, se considera la ruptura total del ducto, por lo que las afectaciones serían las mayores alcanzadas, sin embargo la frecuencia sería muy baja.

Evento BCP-02 y 02-A se refieren a que fugue una Mezcla aceite-gas amargo en separador bifásico SB1", debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones. Utilizaremos el contenido del crudo que se encuentra dentro del recipiente a las condiciones de operación fugando durante 10 minutos.

En el caso del evento catastrófico, se considera la ruptura total del recipiente por una explosión, por lo que las afectaciones serían las mayores alcanzadas, sin embargo la frecuencia sería muy baja.

Evento BCP-03 y 03-A se refieren a que fugue una corriente de gas amargo en rectificador vertical RV1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones. Utilizaremos el contenido de gas que se encuentra dentro del recipiente a las condiciones de operación fugando durante 10 minutos.

En el caso del evento catastrófico, se considera la ruptura total del recipiente por una explosión, por lo que las afectaciones serían las mayores alcanzadas, sin embargo la frecuencia sería muy baja.

Evento BCP-04 y 04-A se refieren a que fugue una corriente de gas amargo en la línea de descarga del compresor CP1 a la entrada del pozo de inyección de gas a yacimiento, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones. Utilizaremos el contenido del crudo que transporta el ducto a las condiciones de operación en un tramo de 30 metros fugando durante 10 minutos. Este evento también representa el evento más probable, ya que es el de probabilidad de ocurrencia mayor, pero el de menores afectaciones.

En el caso del evento catastrófico, se considera la ruptura total del ducto, por lo que las afectaciones serían las mayores alcanzadas, sin embargo la frecuencia sería muy baja.

A partir de los resultados que se obtuvieron de la matriz de jerarquización de riesgos, se puede aceptar que los principales riesgos se encontraron derivados de la formación de un orificio por falta de mantenimiento del ducto y sus accesorios. Dichos eventos pueden ocurrir en las conexiones de la válvula de seccionamiento donde inicia la línea de descarga.

DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS MÁS PROBABLES Y MEMORIA DE CÁLCULO DEL MATERIAL FUGADO, PARA OLEOGASODUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN.

1. Ruptura en la línea de 10” de diámetro, posterior a la válvula de seccionamiento en que sale de la pera del pozo PARAISO 201 derivado de una sobrepresión del sistema y corrosión en la línea de descarga.

En caso de una liberación de crudo por ruptura total es el evento catastrófico. En este evento suponemos que la línea de crudo se rompe en la interconexión con la válvula de seccionamiento la cual se localiza fuera de la Pera (comúnmente llamada Bayoneta), a unos metros más delante del límite de batería, por lo que el material fugado se deposita y dispersa sobre suelo natural y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II. 15 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto

I. Datos del Escenario					
Clave:	Nombre: Ruptura de Oleogasoducto ocasionada por corrosión				
	Descripción: Ruptura Total de oleogasoducto, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas metano asociado a la atmósfera				
Objetivo:	Determinar radios de afectación.				Phast 7.11
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural					
Nombre	Composición:	% molar		% másico	% volumétrico
Componente	%mol	Componente	%mol		
Nitrógeno	0.3675	isobutano	0.3509		
Bióxido de Carbono	1.3265	isopentano	0.2706		
Ácido sulfhídrico	0.035	Hexano y más pesados	0.085932		
Metano	95.8103	Octano	0.124992		

Etano	0.8184	Nonano y mas pesados	0.049476	
Propano	0.7604	TOTAL	100	
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.				
Presión:	15 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado: Líquido
Fase de material liberado:				Vapor y líquido
Contenedor:	Tubería			
Alto del recipiente:	1 m	Diámetro o ancho del recipiente:	10"	Largo: 30 m
Área equivalente de orificio		10" diámetro	Elevación del punto de liberación:	Nivel de piso
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Hacia abajo	Golpe contra: Inclínada Angulo
Tiempo estimado de liberación:	60 seg	Masa que participa		266.17 kg
IV. Condiciones atmosféricas y del entrono				
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):			1.5 m/s	
Temperatura atmosférica:			32.5°C	
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):			34°C	
Humedad atmosférica			100%	
Tipo de suelo:			Suelo natural (arenoso)	
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:			Noreste	

El modelo de simulación de riesgos que tiene incorporado el programa PHAST versión 7.11, nos reporta la tasa de descarga para las condiciones asentadas y nos predice las zonas de afectación. Los resultados se presentan en la corrida correspondiente y la tabla de resultados que se muestra más adelante.

2. Ruptura en la línea de 10" de diámetro, posterior a la válvula de seccionamiento en que sale de la pera del pozo PARAISO 101 derivado de una sobrepresión del sistema y corrosión en la línea de descarga.

En caso de una liberación de crudo por ruptura total es el evento catastrófico. En este evento suponemos que la línea de crudo se rompe en la interconexión con la válvula de seccionamiento la cual se localiza fuera de la Pera (comúnmente llamada Bayoneta), a unos metros más delante del límite de batería, por lo que el material fugado se deposita y dispersa sobre una superficie de agua contenida en un manglar (pantano) sin corriente, y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.16 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto

I. Datos del Escenario						
Clave:	Nombre: Ruptura de Oleogasoducto ocasionada por corrosión					
	Descripción: Ruptura Total de oleogasoducto, derramando hidrocarburo líquido sobre cuerpo de agua lentic (sin corriente), y emitiendo gas metano asociado a la atmósfera					
Objetivo:	Determinar radios de afectación.					Phast 7.11
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural						
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico
Componente						
Nitrógeno						
Bióxido de Carbono						
Ácido sulfhídrico						
Metano						
Etano						
Propano						
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.						
Presión:	15 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado:	Líquido	
Fase de material liberado:					Vapor y liquido	
Contenedor:	Tubería					
Alto del recipiente:	1 m	Diámetro o ancho del recipiente:	10"	Largo:	30 m	
Área equivalente de orificio	10" diametro	Elevación del punto de liberación:			Nivel de piso	

Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada	Angulo
Tiempo estimado de liberación:	60 seg	Masa que participa			266.17 kg	
IV. Condiciones atmosféricas y del entrono						
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				1.5 m/s		
Temperatura atmosférica:				32.5°C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				34°C		
Humedad atmosférica				100%		
Tipo de suelo:				Agua sin corriente (pantano)		
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:				Noreste		

El modelo de simulación de riesgos que tiene incorporado el programa PHAST versión 7.11, nos reporta la tasa de descarga para las condiciones asentadas y nos predice las zonas de afectación. Los resultados se presentan en la corrida correspondiente y la tabla de resultados que se muestra más adelante.

3. Fuga derivada del descontrol en la perforación del pozo ocasionada por el rompimiento de la columna hidrostática por filtración de fluidos no deseados (agua, gas o aceite), por lo cual el perforador procederá a activar la bomba Koomey para cerrar preventores, pero no se pueden operar los preventores en forma automática, por lo que se procede a un cierre manual de los mismos.

En caso de una liberación de crudo por descontrol de perforación de pozo, este es el evento mas catastrófico debido a las presiones manejadas. En este evento suponemos que el equipo de perforación sufre el rompimiento de la columna hidrostática por filtración de fluidos no deseados (agua, gas o aceite), por lo cual el perforador procederá a activar la bomba Koomey para cerrar preventores, pero no se pueden operar los preventores en forma automática, por lo que se procede a un cierre manual de los mismos, y ocurre una explosión al encontrar una fuente de ignición.

Tabla II.17 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de Brote con descontrol de pozo y manifestación de gas

Nombre del simulador utilizado	Instalación	Clave del escenario	Nombre del escenario de riesgo
PHAST 7.01	equipo de perforación.		Brote con descontrol de pozo y manifestación de gas

Descripción del escenario de riesgo

Se considera la hipótesis de un brote y/o descontrol de un pozo de perforación con manifestación de gas, donde las circunstancias propagadoras son: velocidad y dirección del viento, falla de bomba o red de agua contra incendios, falla del sistema de alarmas y falla de los preventores. Ocasionando un descontrol del pozo.

Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación.

Temperatura ambiente (°C)	32.5
Humedad relativa (%)	100%
Presión atmosférica (PSI)	14.6959
Tipo de área en la que se encuentra la instalación:	Manglar

Condiciones meteorológicas al momento de la fuga del material o sustancia peligrosa.

Velocidad del viento (m/s)	1.5
Dirección del viento	Noreste
Estabilidad atmosférica (PASQUILL)	F moderadamente estable

Material o sustancia peligrosa bajo estudio.

Nombre	Hidrocarburo
Componente y % de la mezcla	
Fase	Líquido-Gaseoso
Inventario de fuga (kg)	Indeterminado

Características del sitio en el que se encuentra el recipiente.

Nombre del simulador utilizado	Instalación	Clave del escenario	Nombre del escenario de riesgo
PHAST 7.01	equipo de perforación.		Brote con descontrol de pozo y manifestación de gas
Área del dique (m)	N/A		
Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:	Tierra seca: ____, Tierra húmeda: ____, Concreto: ____, Otra: <u>Acero al carbón</u>		
Datos del recipiente y características de la fuga.			
Tipo de recipiente	Vertical: <u>X</u> , Horizontal: ____, Esférico: ____, Otro: ____		
Temperatura (°C)	171		
Presión (PSI)	30 bar		
Altura hidráulica* (m)	N/A		
Diámetro equivalente de fuga (pulgadas)	127mm		
Dirección de la fuga:	Vertical: ____, Horizontal: ____, Hacia abajo: ____, Golpea contra: ____, Inclinada: <u>45°</u>		
Masa del inventario	29474 kg		

El modelo de simulación de riesgos que tiene incorporado el programa PHAST versión 7.11, nos reporta la tasa de descarga para las condiciones asentadas y nos predice las zonas de afectación. Los resultados se presentan en la corrida correspondiente y la tabla de resultados que se muestra más adelante.

4. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre suelo arenoso

El Programa de simulación de riesgos PHAST versión 7.11 en sus cálculos determina que el tiempo que dura la fuga oscila entre 1 – 60 minutos. El tiempo real de respuesta está considerado que no debe ser mayor de 5 minutos por parte del personal operativo de la planta por lo que, bajo esta base el cálculo, la distancia de afectación queda sobreestimada. La liberación se mantiene continua y uniforme mientras está presente.

En caso de una liberación de crudo por orificio de 1 pulgada de diámetro se considera como el evento más probable.

Tabla II.18 Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre suelo arenoso							
I. Datos del Escenario							
Clave:	Nombre:Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto ocasionada por corrosión, por orificio de 1 pulg. De diámetro.						
	Descripción: Perforación de 1 pulg. De diámetro de oleogasoducto, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas metano asociado a la atmósfera						
Objetivo:	Determinar radios de afectación.					Phast 7.11	
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural asociado							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
COMPUESTO							
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión:	15 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado:	Líquido	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Fase de material liberado:	Vapor:			Líquido:		Vapor y líquido	X
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	x	Otro
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:				Largo:	30 m
Área equivalente de orificio		1" diámetro	Elevación del punto de liberación:			Nivel de piso	
Dirección de fuga:	Vertical:		Horizontal:	X	Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada Angulo
Tiempo estimado de liberación:		60 seg	Masa que participa				
IV. Condiciones atmosféricas y del entrono							
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):					1.5 m/s		
Temperatura atmosférica:					32.5°C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):					34°C		
Humedad atmosférica					100%		
Tipo de suelo:					Suelo natural (arenoso)		
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:					Noreste		

5. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre cuerpo de agua (pantano)

El Programa de simulación de riesgos PHAST versión 7.11 en sus cálculos determina que el tiempo que dura la fuga oscila entre 1 – 60 minutos. El tiempo real de respuesta está considerado que no debe ser mayor de 5 minutos por parte del personal operativo de la planta por lo que, bajo esta base el cálculo, la distancia de afectación queda sobreestimada. La liberación se mantiene continua y uniforme mientras está presente.

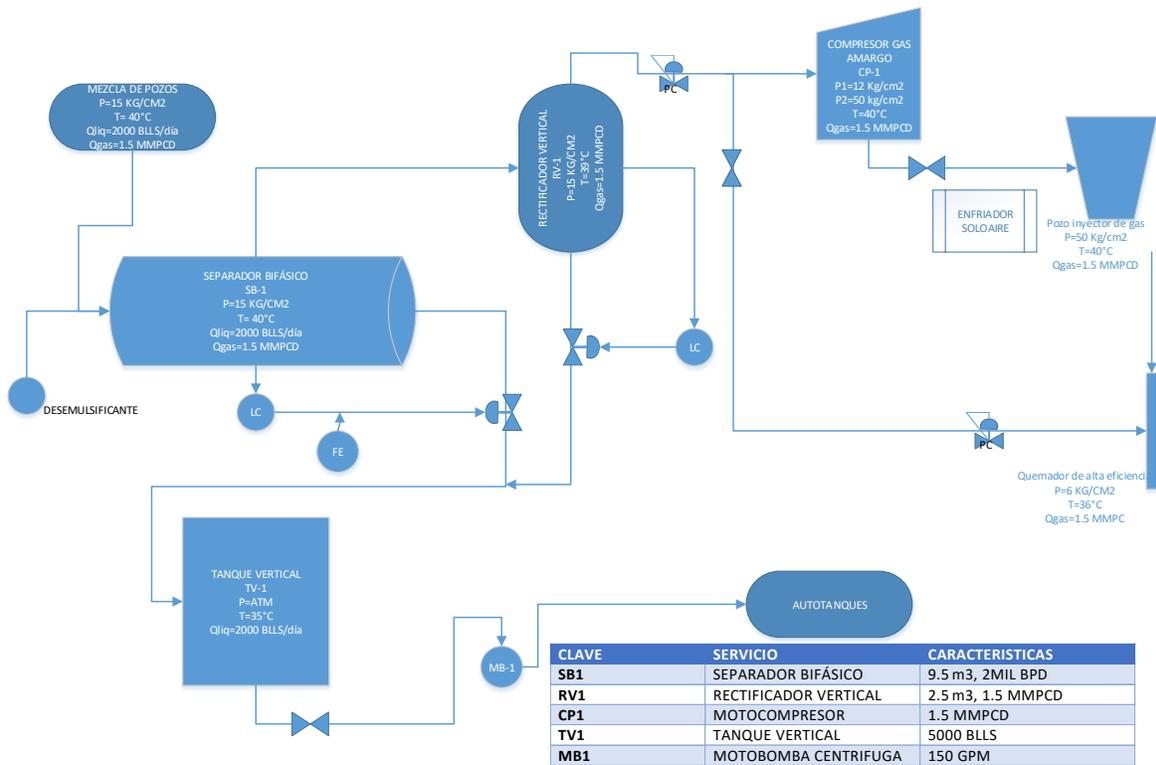
En caso de una liberación de crudo por orificio de 1 pulgada de diámetro se considera como el evento más probable.

Tabla II.19. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre cuerpo de agua (pantano)							
I. Datos del Escenario							
Clave:	Nombre:Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto ocasionada por corrosión, por orificio de 1 pulg. De diámetro.						
	Descripción: Perforación de 1 pulg. De diámetro de oleogasoducto, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas metano asociado a la atmósfera						
Objetivo:	Determinar radios de afectación.					Phast 7.11	
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural asociado							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
COMPUESTO							
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión:	15 kg/cm2	Temperatura:	40 °C	Estado:	Líquido	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Fase de material liberado:	Vapor:			Líquido:		Vapor y líquido	X
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	x	Otro
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:				Largo:	30 m
Área equivalente de orificio		1" diámetro		Elevación del punto de liberación:		Nivel de piso	
Dirección de fuga:	Vertical:		Horizontal:	Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada	Angulo
Tiempo estimado de liberación:		60 seg		Masa que participa			
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno							
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				1.5 m/s			
Temperatura atmosférica:				32.5°C			
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				34°C			
Humedad atmosférica				100%			
Tipo de suelo:				Cuerpo de agua sin corriente (Pantano/Manglar)			
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:				Noreste			

DESCRIPCIÓN DE LOS EVENTOS MÁS PROBABLES Y MEMORIA DE CÁLCULO DEL MATERIAL FUGADO, PARA INSTALACION FIJA DE PRODUCCIÓN (BATERÍA DE SEPARACIÓN Y COMPRESORA)

Para el caso de esta instalación de producción, se consideró el siguiente diagrama de flujo

:



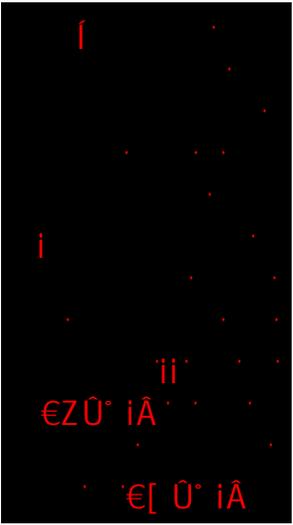
0

Figura II.6 Diagrama de flujo

BCP-01. Fuga de Mezcla aceite-gas amargo en cabezal de llegada de grupo de 6” a la entrada del SB-1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En caso de una liberación de crudo por un orificio es el evento más probable. En este evento suponemos que el cabezal de recolección de 6 pulg. se abre un orificio de 0.75 pulg. antes de la interconexión con la válvula de descarga hacia el separador Bifásico SB-01, por lo que el material fugado se deposita y dispersa sobre suelo de concreto y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.20 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto BCP-01

I. Datos del Escenario					
Clave: BCP.01	Nombre: Fuga de Mezcla Aceite-Gas Amargo				Tipo de caso:
Elaboro:	Descripción: Fuga de Mezcla aceite-gas amargo en cabezal de llegada de grupo de 6” a la entrada del SB-1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.				
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión				PHAST 7.01
II. Sustancias Involucradas					
Nombre	Composición:	% molar	% másico	% volumétrico	
Nitrógeno					
Bióxido de Carbono					
Ácido sulfhídrico					
Metano					
Etano					
Propano					
Isobutano					
Isopentano					
Hexano y más pesados					
Octano					
Nonano y mas pesados					
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.					

Presión:	20.5 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.	
Fase de material liberado:			Vapor:	Líquido	Vapor y líquido			X
Contenedor:	Cilindro	Esfera		Tubería		X	Otro	
Alto del recipiente:	--	Diámetro o ancho del recipiente:			6 in	Largo:	20 m	
Área equivalente de orificio	0.75 in		Elevación del punto de liberación:			0.80 m		
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal:	Golpe contra:		Inclinada	Angulo		
Tiempo estimado de liberación:	600 seg		Masa que participa		11,500 kg/hr			
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno								
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)				
Temperatura atmosférica:				38.0 °C				
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				37.0 °C				
Humedad atmosférica				80 %				
Tipo de suelo:				Concreto				
Direcciones dominantes del viento:				20 km/hr Norte a Noreste				
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)								
VI. Estado finales de análisis								
Jet fire: X	Charco de fuego	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X		BLEVE /bola de fuego	Nube toxica: X		

BCP-01-A. Ruptura por golpe externo en cabezal de llegada de grupo de 6" a la entrada del SB-1, con pérdida de contención de mezcla aceite-gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En caso de una liberación de crudo por ruptura total es el evento catastrófico. En este evento suponemos que el cabezal de recolección de 6 pulg. se rompe en la interconexión con la válvula de descarga hacia el separador Bifásico SB-01, por lo que el material fugado se deposita y dispersa sobre suelo de concreto y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.21 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Cabezal
BCP-01-A

I. Datos del Escenario							
Clave: BCP.01-A	Nombre: Fuga de Mezcla Aceite-Gas Amargo					Tipo de caso:	
Elaboro:	Descripción: Ruptura por golpe externo en cabezal de llegada de grupo de 6" a la entrada del SB-1, con pérdida de contención de mezcla aceite-gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.						
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión					PHAST 7.01	
II. Sustancias Involucradas							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
Isobutano							
Isopentano							
Hexano y más pesados							
Octano							
Nonano y mas pesados							
100							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión:	20.5 kg/cm2	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Fase de material liberado:	Vapor:		Líquido	Vapor y líquido		X	
Contenedor:	Cilindro	Esfera		Tubería		X	Otro
Alto del recipiente:	--	Diámetro o ancho del recipiente:			6 in	Largo:20 m	
Área equivalente de orificio	6 in		Elevación del punto de liberación:			0.80 m	
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal:	Hacia abajo	Golpe contra:		Inclinada	Angulo
Tiempo estimado de liberación:		3600 seg	Masa que participa			11,500 kg/hr	
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno							
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)			
Temperatura atmosférica:				38.0 °C			
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				37.0 °C			
Humedad atmosférica				80 %			
Tipo de suelo:				Concreto			
Direcciones dominantes del viento:				20 km/hr Norte a Noreste			
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)							



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL
MODALIDAD REGIONAL DEL ÁREA CONTRACTUAL
PARAÍSO. PARAÍSO, TABASCO.



Jet fire: X	Charco de fuego	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego	Nube toxica: X

BCP-02. Fuga de Mezcla aceite/gas amargo en separador bifásico SB1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En caso de una liberación de crudo por un orificio es el evento más probable definido para el separador Bifásico. En este evento suponemos que el en el separador Bifásico SB1 se abre un orificio de 0.75 pulg., y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.2 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga en Separador bifásico BCP-02

I. Datos del Escenario							
Clave: BCP.02	Nombre: Fuga de Mezcla Aceite					Tipo de caso:	
Elaboro:	Descripción: Fuga de Mezcla aceite/gas amargo en separador bifásico SB1", debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.						
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión					PHAST 7.01	
II. Sustancias Involucradas							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
Isobutano							
Isopentano							
Hexano y más pesados							
Octano							
Nonano y más pesados							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión de operación:	20.5 kg/cm2	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Presión de ruptura	25 kg/cm2						

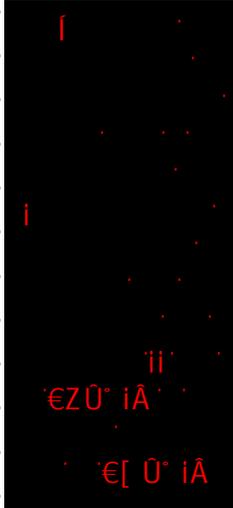
Fase de material liberado:		Vapor:	Líquido	Vapor y líquido	X
Contenedor:	Cilindro	X	Esfera	Tubería	Otro
Alto del recipiente:	1.30 m	Diámetro o ancho del recipiente:		1.8 m	Largo: 3.5 m
Área equivalente de orificio	1.0 in (1.8 m=Diámetro del tanque. 3.5m= Longitud)		Elevación del punto de liberación: (elevación del recipiente más la altura propia del recipiente)		3.1 m
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal:	Golpe contra:	Inclinada	Angulo
	X				
Tiempo estimado de liberación:		3600 seg	Masa que participa		11,500 kg/hr
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):			1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)		
Temperatura atmosférica:			38.0 °C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):			37.0 °C		
Humedad atmosférica			80 %		
Tipo de suelo:			Concreto		
Direcciones dominantes del viento:			20 km/hr Norte a Noreste		
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)					
VI. Estado finales de análisis					
Jet fire: X	Charco de fuego:	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego X	Nube toxica: X

BCP-02-A. Ruptura por golpe externo en separador bifásico SB1, con pérdida de contención de mezcla aceite-gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En caso de una liberación de crudo por ruptura total del recipiente es el evento catastrófico definido para el separador Bifásico. En este evento suponemos que el separador Bifásico SB1 se rompe, y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.23 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura en Separador bifásico BCP-02-A

I. Datos del Escenario		
Clave: BCP.02-A	Nombre: Fuga de Mezcla Aceite-Gas Amargo	Tipo de caso:
Elaboro:	Descripción: Ruptura por golpe externo en separador bifásico SB1", con pérdida de contención de mezcla aceite-gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones	
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión	PHAST 7.01
II. Sustancias Involucradas		

Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico
Nitrógeno						
Bióxido de Carbono						
Ácido sulfhídrico						
Metano						
Etano						
Propano						
Isobutano						
Isopentano						
Hexano y más pesados						
Octano						
Nonano y mas pesados						
100						
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.						
Presión de operación:	20.5 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.
Presión de ruptura	25 kg/cm ²					
Fase de material liberado:			Vapor:	Líquido	Vapor y líquido	
Contenedor:	Cilindro	X	Esfera	Tubería	Otro	
Alto del recipiente:	1.30 m	Diámetro o ancho del recipiente:			1.8 m	Largo:
Área equivalente de orificio	1.0 in (1.8 m=Diámetro del tanque. 3.5m= Longitud))		Elevación del punto de liberación: (elevación del recipiente mas la altura propia del recipiente)			3.1 m
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal:	Golpe contra:		Inclinada	Angulo
Tiempo estimado de liberación:		3600 seg	Masa que participa			11,500 kg/hr
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno						
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)		
Temperatura atmosférica:				38.0 °C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				37.0 °C		
Humedad atmosférica				80 %		
Tipo de suelo:				Concreto		
Direcciones dominantes del viento:				20 km/hr Norte a Noreste		
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)						
Sitio 1		Sitio 2		Sitio 3		Sitio 4
VI. Estado finales de análisis						
Jet fire: X	Charco de fuego:	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X		BLEVE /bola de fuego X	Nube toxica: X

BCP-03. Fuga de gas amargo en rectificador vertical RV1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En caso de una liberación de gas amargo por un orificio es el evento más probable definido para el rectificador vertical. En este evento suponemos que el en el Rectificador Vertical RV1 se abre un orificio de 0.75 pulg., y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.24 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga en Rectificador Vertical RV1

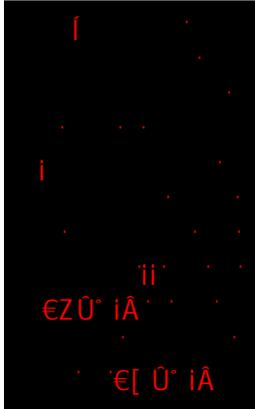
I. Datos del Escenario							
Clave: BCP.03	Nombre: Fuga de GAS amargo					Tipo de caso:	
Elaboro:	Fuga de gas amargo en rectificador vertical RV1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.						
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión					PHAST 7.01	
II. Sustancias Involucradas							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
Isobutano							
Isopentano							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión de operación:	20.5 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Presión de ruptura	25 kg/cm ²						
Fase de material liberado:		Vapor:		X	Líquido	Vapor y líquido	
Contenedor:	Cilindro	X		Esfera	Tubería	Otro	
Alto del recipiente:	0.8 m		Diámetro o ancho del recipiente:			1.2 m	Largo: 2.2m
Área equivalente de orificio	1.0 in (1.2 m=Diámetro del tanque. 2.2m=Altura)			Elevación del punto de liberación: (elevación del recipiente mas la altura propia del recipiente)			3.0 m

Dirección de fuga:	Vertical: X	Horizontal:	Golpe contra:	Inclinada	
Tiempo estimado de liberación:	3600 seg	Masa que participa	9,950 m3/hr		
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):			1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)		
Temperatura atmosférica:			38.0 °C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):			37.0 °C		
Humedad atmosférica			80 %		
Tipo de suelo:			Concreto		
Direcciones dominantes del viento:			20 km/hr Norte a Noreste		
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)					
VI. Estado finales de análisis					
Jet fire: X	Charco de fuego:	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego X	Nube toxica: X

BCP-03-A. Ruptura por golpe externo en Rectificador RV1, con pérdida de contención de corriente gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En caso de una liberación de gas amargo por ruptura total del recipiente es el evento catastrófico definido para el separador Bifásico. En este evento suponemos que el Rectificador Vertical se rompe, y tiene las siguientes condiciones:

Tabla 3 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura en Rectificador Vertical BCP-03-A

I. Datos del Escenario							
Clave: BCP.03-A	Nombre: Fuga de GAS amargo					Tipo de caso:	
Elaboro:	Ruptura por golpe externo en rectificador vertical RV1, con pérdida de contención de gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones						
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión					PHAST 7.01	
II. Sustancias Involucradas							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
Isobutano							
Isopentano							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión de operación:	20.5 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Presión de ruptura	25 kg/cm ²						
Fase de material liberado:		Vapor:	X	Líquido	Vapor y líquido		
Contenedor:	Cilindro	X	Esfera	Tubería		Otro	
Alto del recipiente:	0.8 m	Diámetro o ancho del recipiente:			1.2 m	Largo:2.2m	
Área equivalente de orificio	1.0 in (1.2 m=Diámetro del tanque. 2.2m=Altura)			Elevación del punto de liberación: (elevación del recipiente más la altura propia del recipiente)		3.0 m	

Dirección de fuga:	Vertical: X	Horizontal:	Golpe contra:	Inclinada	Angulo
Tiempo estimado de liberación:	3600 seg	Masa que participa		9,950 m3/hr	
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):			1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)		
Temperatura atmosférica:			38.0 °C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):			37.0 °C		
Humedad atmosférica			80 %		
Tipo de suelo:			Concreto		
Direcciones dominantes del viento:			20 km/hr Norte a Noreste		
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)					
VI. Estado finales de análisis					
Jet fire: X	Charco de fuego:	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego X	Nube toxica: X

BCP-04. Fuga por Sobrepresión en línea de descarga de compresora de gas CP1, de 3” con fuga por uniones bridadas, empaquetaduras con fuego y daño al personal, instalación y al medio ambiente.

En caso de una liberación de gas amargo por un orificio es el evento más probable. En este evento suponemos que el cabezal de recolección de 6 pulg. se abre un orificio de 0.75 pulg. antes de la interconexión con la válvula de descarga hacia un pozo de inyección de gas, por lo que el material fugado se dispersa y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.26 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga de línea de descarga del compresor CP-01

I. Datos del Escenario							
Clave: BCP.04	Nombre: Fuga de GAS amargo					Tipo de caso:	
Elaboro:	Fuga por Sobrepresión en línea de descarga de compresora de gas CP1, de 3” con fuga por uniones bridadas, empaquetaduras con fuego y daño al personal, instalación y al medio ambiente.						
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión					PHAST 7.01	
II. Sustancias Involucradas							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
Isobutano							
Isopentano							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión de operación:	50 kg/cm2	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Presión de ruptura	70 kg/cm2						
Fase de material liberado:			Vapor:	X	Líquido	Vapor y líquido	
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	X	Otro
Alto del recipiente:	--	Diámetro o ancho del recipiente:			3”	Largo:	

Área equivalente de orificio	0.75 pulg.		Elevación del punto de liberación: (elevación del recipiente más la altura propia del recipiente)	1 m	
Dirección de fuga:	Vertical: X	Horizontal:	Golpe contra:	Inclinada	Angulo
Tiempo estimado de liberación:	600 seg		Masa que participa	1658 m3/hr	
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):			1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)		
Temperatura atmosférica:			38.0 °C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):			37.0 °C		
Humedad atmosférica			80 %		
Tipo de suelo:			Concreto		
Direcciones dominantes del viento:			20 km/hr Norte a Noreste		
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)					
VI. Estado finales de análisis					
Jet fire: X	Charco de fuego:	Incendio de nube:	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego	Nube toxica: X

BCP-04-A. Ruptura por golpe externo en línea de descarga de compresora de gas CP1, de 3", con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

En caso de una liberación de gas por ruptura total es el evento catastrófico. En este evento suponemos que la línea de 3" se rompe en la interconexión con la válvula de descarga hacia el pozo de inyección al sistema de bombeo neumático, por lo que el material fugado se deposita y dispersa y tiene las siguientes condiciones:

Tabla II.27 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de línea de descarga del compresor CP-01

I. Datos del Escenario							
Clave: BCP.04-A	Nombre: Fuga de GAS amargo						Tipo de caso:
Elaboro:	Ruptura por golpe externo en línea de descarga de compresora de gas CP1, de 3", con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones						
Objetivo:	Determinar de las afectaciones por toxicidad, radiación térmica y ondas de sobrepresión						PHAST 7.01
II. Sustancias Involucradas							
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico	
Nitrógeno							
Bióxido de Carbono							
Ácido sulfhídrico							
Metano							
Etano							
Propano							
Isobutano							
Isopentano							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.							
Presión de operación:	50 kg/cm ²	Temperatura:	40 °C	Estado:	Vapor:	Líquido debajo de su p.e.	Líquido arriba de su p.e.
Fase de material liberado:	Vapor:		X	Líquido		Vapor y líquido	
Contenedor:	Cilindro			Esfera		Tubería	X Otro
Alto del recipiente:	--	Diámetro o ancho del recipiente:			3"	Largo:	--
Área equivalente de orificio	3 pulg.			Elevación del punto de liberación: (elevación del recipiente mas la altura propia del recipiente)			1 m
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal:	X	Hacia Arriba	Golpe contra:	Inclinada	Angulo
Tiempo estimado de liberación:	600 seg			Masa que participa			1658 m ³ /hr

IV. Condiciones atmosféricas y del entorno					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):		1.5 m/seg (Tipo F)/5.5 m/seg (Tipo C)			
Temperatura atmosférica:		38.0 °C			
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):		37.0 °C			
Humedad atmosférica		80 %			
Tipo de suelo:		Concreto			
Direcciones dominantes del viento:		20 km/hr Norte a Noreste			
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)					
VI. Estado finales de análisis					
Jet fire: X	Charco de fuego:	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego	Nube toxica: X

SIMULACIÓN DEL O LOS EVENTOS MÁXIMOS DE RIESGO

Tiempo de duración del accidente

La duración del accidente depende en gran medida de la confiabilidad y disponibilidad del sistema instrumentado de seguridad, así como de la experiencia del personal para actuar con oportuna rapidez al inicio del evento, o sea del tiempo de respuesta para la acción de medidas de control y mitigación. En caso de ocurrir una fuga y dependiendo del hidrocarburo manejado, el material liberado formará una nube con característica tóxica, inflamable y explosiva. En el caso de que la nube formada haga contacto con una fuente de ignición, puede ocasionar daños a equipos y estructuras de proceso, daños a la salud del personal e incluso la muerte, pérdidas económicas por derrame, contaminación al medio ambiente y producción diferida.

Es por esta razón que es de gran importancia evaluar cuantitativamente las consecuencias de los eventos posibles por medio de simuladores que utilizan modelos matemáticos para describir el fenómeno de emisión, dispersión e impacto (toxicidad, fuego y/o explosión).

El análisis de consecuencias permite cuantificar la magnitud de las desviaciones que el proceso puede sufrir. El objetivo del análisis de consecuencias es cuantificar la magnitud del impacto que sobre su entorno puedan tener las desviaciones intolerables que un proceso pueda sufrir. En el análisis de consecuencias se realizan modelaciones de accidentes o desviaciones de un proceso, utilizando un modelo matemático que arroja como resultado el área de impacto como consecuencia del accidente. El peligro que puedan representar los materiales involucrados en el evento analizado depende de sus características tales como toxicidad (nube tóxica), explosividad (explosión) e inflamabilidad (incendio).

En este punto, es conveniente mencionar que es práctica común en las labores de mantenimiento que aplica el personal operativo, concretamente para el control de la corrosión, el emplear detectores eléctricos de poros para localizar defectos que a simple

vista no se aprecian, estos equipos se operan al voltaje indicado de acuerdo de las características dieléctricas del recubrimiento aplicado.

Efectos térmicos sobre los materiales

La radiación térmica procedente de un incendio puede causar efectos adversos tanto en personas como en instalaciones. De una manera directa, los sujetos expuestos pueden sufrir quemaduras de diversos grados, con resultados de muerte a partir de ciertos valores de la intensidad de la radiación recibida y del tiempo de exposición.

Por otro lado, los efectos térmicos pueden afectar a equipos adyacentes, edificios e instalaciones, debilitando sus estructuras y destruyéndolos total o parcialmente, lo que puede dar origen a muerte o heridas en individuos no expuestos directamente a la radiación.

A continuación, se muestran los valores umbrales para la vulnerabilidad de los materiales, cuando se presenta un evento de radiación térmica.

Tabla II.28 Vulnerabilidad de Materiales

RADIACIÓN (kW/m ²)	MATERIAL
60	Cemento
40	Cemento prensado
200	Concreto armado
40	Acero
33	Madera (Ignición)
30 – 300	Vidrio
400	Pared de ladrillos
13	Daños en depósitos
12	Instrumentación

Daño a personas.

Los efectos de la radiación térmica sobre personas dependen fuertemente del tipo de accidente involucrado. Así, en un incendio de líquido en charco, por lo general, las personas expuestas a niveles peligrosos de radiación reaccionan a tiempo, buscando refugio o escapando. En este caso, a medida que las víctimas potenciales se alejan del foco emisor, la radiación recibida disminuye. Por el contrario, en un incendio flash, la posibilidad de reacciones individuales de protección disminuye, debido al corto tiempo disponible para dar una respuesta.

La gravedad de una quemadura depende principalmente de la cantidad de tejido destruido y de la extensión de superficie corporal afectada. Otros factores (edad de la persona, localización de la quemadura, severidad de las heridas asociadas, etc) también afectan a la capacidad de recuperación tras una quemadura.

De acuerdo con la profundidad del daño causado en la piel, las quemaduras se clasifican en cuatro grados:

Quemaduras de primer grado: solo queda afectada la epidermis, produciendo enrojecimiento y algo de dolor.

Quemaduras de segundo grado: se atraviesa la epidermis y parte de la dermis, se producen ampollas, de tanta mayor persistencia cuanto mayor sea la profundidad, y pueden ser muy dolorosas.

Quemaduras de tercer grado: queda afectada la dermis en toda su profundidad. No suele haber sensación de dolor porque las terminaciones nerviosas que la transmiten han sido destruidas, junto con los vasos sanguíneos, glándulas sudoríparas, glándulas sebáceas, folículos capilares, etc.

Quemaduras de cuarto grado: son aquéllas que llegan más allá de la dermis, afectando músculos y huesos.

A menudo, el grado de destrucción de los órganos de la dermis viene determinado por la rapidez de la respuesta de protección que se produce cuando la intensidad de la radiación sobrepasa un cierto nivel. Para que esta respuesta tenga lugar, tiene que transmitirse un flujo de calor suficiente a través de la piel, hasta alcanzar las terminaciones nerviosas adecuadas. Si la dosis térmica recibida (función de la intensidad de la radiación y del tiempo de exposición) es lo suficientemente elevada, se alcanza el umbral del dolor, dando origen a actos automáticos, así como a respuestas conscientes. Existe evidencia experimental que sitúa el umbral del dolor en el momento en que se alcanza una temperatura de 45 °C a una profundidad de 0.1 mm bajo la superficie externa de la piel. A partir de aquí la formación de ampollas ocurre rápidamente, al llegar la temperatura a los 55 °C. El tiempo necesario para alcanzar el umbral del dolor disminuye a medida que aumenta la intensidad de la radiación recibida.

Para una radiación de 1.74 kW/m², el umbral del dolor se alcanza en aproximadamente 1 minuto.

Para todos los eventos considerados el material que escapa se incendia como una manifestación de incendio de chorro (jet fire) el cual presenta las siguientes características:

Incendio por fuga de gas asociado

Los ductos y/o tuberías que contienen gases bajo presión pueden descargar gases a alta velocidad, si estos sufren alguna ruptura y/o perforación. La descarga o ventilación del gas a través del agujero forma un chorro de gas que “sopla” hacia la atmosfera en la dirección en que se encuentra el agujero, mientras entra y se mezcla con el aire. Si el gas es inflamable y se encuentra una fuente de ignición, puede formarse una flama de chorro de longitud considerable a partir de un agujero de menos de un pie de diámetro. Estos chorros presentan un peligro de radiación térmica para las personas y propiedades cercanas y son particularmente peligrosos si chocan contra el exterior de un tanque cercano que contenga materiales peligrosos inflamables, volátiles y/o autorreactivos.

Las explosiones en fugas de gas natural tienden a ser bien localizados y la preocupación principal es definir el potencial de efectos dominó y las zonas de seguridad para los empleados, más que por riesgos a la comunidad. Los efectos primarios de tales fuegos son debido a la radiación térmica de la fuente de la flama.

Cuando el gas natural se fuga a la atmósfera, vaporiza de inmediato, se mezcla con el aire y se forman súbitamente nubes inflamables y explosivas, que al exponerse a una fuente de ignición (chispa, flama y calor) producen un incendio o explosión.

Explosión por fuga de gas asociado (Nube Explosiva)

Una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente, la emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente debe ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea clasificado como explosión. El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía

liberada y una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

Incendio.

Los incendios son los principales causantes de efectos térmicos que se traducen en la comunicación de calor al personal y objetos materiales que se encuentren en su entorno. Los incendios pueden presentarse de diferentes formas:

- Incendio de charco (pool fire)
- Bola de fuego (fire ball)
- Dardo de fuego (jet fire)
- Flamazo (flash fire)

Incendio de charco (Pool Fire)

Los charcos de fuego al aire libre se originan cuando se produce un escape o vertido de un líquido combustible sobre el suelo y en el exterior. En caso de que se produzca la ignición del líquido derramado, el tipo de fuego resultante dependerá en gran medida en gran medida de si el escape es continuo o instantáneo. Si el escape es instantáneo, el líquido se irá esparciendo hasta que se encuentre una barrera o hasta que se haya consumido el combustible en el incendio. En caso de que un escape continuo, el charco irá creciendo hasta que la velocidad de combustión se iguale el caudal vertido. De este modo se llega a un diámetro de equilibrio, que se mantiene mientras no se detiene la fuga. Por otra parte, si el líquido queda retenido dentro de algún recipiente o área protegida, como puede ser una cubeta, el incendio no dependerá tanto de si el escape es instantáneo o continuo.

Bola de fuego (fire ball)

Llama de propagación por difusión, formado cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias adyacente. Se forma un globo

incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidez. Las causas que pueden producir estos eventos pueden ser:

- Rupturas ocasionadas por impactos en las diferentes etapas de instalación del proyecto.
- Situaciones de sobrepresión o fugas debidas a fallas en la instrumentación o válvulas del sistema de operación.

Dardo de fuego (jet fire)

El evento de jet fire se puede definir como una llama estacionaria de difusión de gran longitud y poca anchura como la producida por un soplete oxiacetileno. Generalmente este evento ocurre con un material inflamable que ha sido liberado a alta presión y se incendia a una distancia del punto de descarga. La nube formada produce el incendio (jet fire) en cualquier momento, siempre y cuando esté por encima de su límite inferior de inflamabilidad y por debajo del superior, esta zona de la nube es la que se considera para determinar los efectos de radiación térmica.

Flamazo (flash fire)

Para este caso, consideramos la dispersión de una nube de gas a baja presión en la que los efectos por presión son despreciables quedando solamente por considerar los correspondientes a la radiación térmica. La zona de alcance (por lo general la región del espacio correspondiente al límite inferior de inflamabilidad) limitándose la consideración de los efectos térmicos al interior de dicha zona. La siguiente tabla muestra los efectos producidos a personas y objetos durante el evento denominado “flash fire”.

Tabla II.29 Efectos del flash fire

PERSONAS U OBJETOS	DESCRIPCIÓN
Fuera de la nube	<ul style="list-style-type: none"> • Como la duración del fenómeno es muy corta, el daño es limitado y muy inferior.
Dentro de la nube sometidos a un contacto directo con la llama.	<ul style="list-style-type: none"> • Las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos • La probabilidad de muerte es muy elevada. Aproximadamente morirá 14% de la población sometida a esta radiación con un 20 % como mínimo de quemaduras importantes. • En el caso de que la persona porte ropa de protección que no se queme, su presencia reducirá la superficie del cuerpo expuesta (se considera en general que solo se irradia el 20 % de esta superficie que comprendería la cabeza 7 %; manos 5 % y los brazos 8 %). • En el caso de personas situadas en el interior de viviendas, probablemente estarán protegidas – aunque sea parcialmente - de la llamarada, pero estarán expuestas a fuegos secundarios provocados por la misma.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

La siguiente tabla muestra los efectos a diferentes niveles de radiación térmica.

Tabla II.30 Efectos a diferentes niveles de radiación térmica.

INTENSIDAD DE RADIACIÓN kW/m ²	DESCRIPCIÓN
1.4	<ul style="list-style-type: none"> • Puede tolerarse sin sensación de incomodidad durante largos periodos (con vestimenta normal), se considera inofensivo para personas sin ninguna protección especial.

INTENSIDAD DE RADIACIÓN kW/m ²	DESCRIPCIÓN
	<ul style="list-style-type: none"> En general se considera que no hay dolor – sea cual sea el tiempo de exposición - con flujos térmicos inferiores a 1.7 kW/m² (mínimo necesario para causar dolor).
3	<ul style="list-style-type: none"> Zona de alerta.
5	<ul style="list-style-type: none"> 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 °C aparecen ampollas.
11.7	<ul style="list-style-type: none"> El acero delgado, parcialmente aislado, puede perder su integridad mecánica.
12.5	<ul style="list-style-type: none"> Extensión del incendio, fusión de recubrimiento de plástico en cables eléctricos. La madera puede prender después de una larga exposición. 100 % de letalidad.
25	<ul style="list-style-type: none"> El acero delgado aislado puede perder su integridad mecánica.
37.5	<ul style="list-style-type: none"> Suficiente para causar daños a equipos de proceso, colapso de estructuras.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

a) Dispersión de nube tóxica / inflamable

Los vapores y gases emitidos por la mezcla de hidrocarburos, pueden generar una dispersión la cual va rebajando la concentración de la sustancia emitida, al tiempo que la extiende sobre regiones cada vez mayores del espacio. Esta dispersión dependerá de la estabilidad atmosférica. Su afectación dependerá de la toxicidad de los vapores o gases emitidos (siendo en este caso la mayor afectación al personal cercano a la fuente de emisión), y de la cantidad de gas entre los límites de inflamabilidad que puedan encontrar un punto de ignición (ver flash fire y jet Fire). La tabla siguiente muestra el índice de mortalidad y las lesiones presentadas en un evento de dispersión de nube tóxica cuando un porcentaje de la población está expuesta a concentraciones letales (L_c).

Tabla II.31 Efectos de emisiones tóxicas.

LC (%)	ÍNDICE DE MORTALIDAD	LESIONES
1	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad bajo (1 %)	<ul style="list-style-type: none"> • Daños a la epidermis: Inflamaciones leves y reacciones alérgicas ligeras. • Daño a los ojos: Conjuntivitis.
50	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad medio (50 %)	<ul style="list-style-type: none"> • Daños a la epidermis: Inflamaciones crónicas o agudas, reacciones alérgicas, neoplasia y ulceraciones diversas. • Daño a los ojos: Daño permanente con resultado de ceguera. • Daño a vías respiratorias: Bloqueo físico de alvéolos (polvos insolubles) o reacción con la pared del alvéolo para producir sustancias tóxicas.
99	El personal ubicado en esta zona presenta un índice de mortalidad alto (99 %) debido a la alta concentración de sustancias tóxica.	<ul style="list-style-type: none"> • Lesiones irreversibles. • Bloqueo físico permanente de alvéolos. • Muerte en un corto tiempo.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

b) Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE)

La explosión de nube de vapor no confinada se presenta cuando la sustancia ha sido dispersada y se incendia a una distancia del lugar de descarga. La magnitud de la explosión depende del tamaño de la nube y de las propiedades químicas de la sustancia. Se pueden ocasionar ondas de sobrepresión, y los efectos térmicos suelen ser menos importantes que los anteriores. Igualmente, las explosiones confinadas pueden dar lugar a deflagraciones y los efectos adversos que pueden provocar son: ondas de presión, formación de proyectiles y radiación térmica. La tabla muestra los efectos derivados de la sobrepresión.

TABLA II.32 Efectos derivados de la sobrepresión

VALOR (PSI)	DESCRIPCIÓN
0.5	<ul style="list-style-type: none"> • Destrucción de ventanas, con daño a los marcos y bastidores. • Daños menores a techos de casa. • Daños estructurales menores.
0.725	<ul style="list-style-type: none"> • Zona de alerta • Daños estructurales de pequeña magnitud en casa.
1	<ul style="list-style-type: none"> • Demolición parcial de casas, que quedan inhabitables. • Daños estructurales menores, comparables a los daños ocasionados por una tormenta, fallas en estructuras o paredes de madera. • Rompimiento de ventanas. • El techo de los tanques de almacenamiento sufre un colapso. • Falla de paneles y mamparas de madera, aluminio, etc. • Conexiones o uniones de aluminio o acero muestran fallas.
1.81	<ul style="list-style-type: none"> • Zona de Intervención. • Dislocación / colapso de paneles, paredes y techos.
7.25	<ul style="list-style-type: none"> • Colapso parcial de paredes y techos de casas. • Destrucción de paredes de cemento de 20 a 30 cm de grosor. • Destrucción del 50 % de la obra de ladrillo en edificaciones. • 25% de todas las paredes muestran fallas. • Las paredes hechas de bloques de concreto se colapsan. • Daños menores de marcos de acero en ventanas y puertas. • Daños moderados o menores. • Deformación de paredes y puertas, falla de juntas. • Se desprende el recubrimiento de las paredes. • Daños serios al resto de los elementos de soporte. • Umbral (1 %) de ruptura de tímpano.
14.50	<ul style="list-style-type: none"> • Desplazamiento de los tanques de almacenamiento cilíndrico. • Daño a columnas de fraccionamiento. • La estructura de soporte de un tanque de almacenamiento redondo se

VALOR (PSI)	DESCRIPCIÓN
	<p>colapsa.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Daños severos y desplazamiento de maquinaria pesada (3 500 kg). • Falla de las conexiones de tuberías. • Demolición total de edificios. • Colapso total de casas habitación tipo o estilo americano. • Umbral de letalidad (1 %) de muerte por hemorragia pulmonar y efectos directos de la sobrepresión sobre el cuerpo humano.
25.5	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura parcial de tanques de almacenamiento. • Daño parcial mayor a columnas de fraccionamiento. • Daños severos a maquinaria pesada (3 500 kg). • Ruptura parcial de tuberías. • Demolición total de edificios. • 90 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar
29	<ul style="list-style-type: none"> • Ruptura total de tanques de almacenamiento. • Pérdida total a columnas de fraccionamiento. • Pérdida total de maquinaria pesada (3 500 kg). • Ruptura total de tuberías. • Demolición total de edificios. • 99 % de probabilidad de muerte por hemorragia pulmonar
299.94	<ul style="list-style-type: none"> • Límite para formación de cráter.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTARIZADO DE SIMULACIÓN DE RIESGOS PHAST VERSION 7.11

Este apartado tiene por objeto principal determinar las zonas vulnerables que están asociadas a los accidentes identificados, mediante la simulación del comportamiento real de una sustancia química, en la cual intervienen una multitud de factores tales como:

- ✚ Condiciones en que se produce la liberación de la sustancia.
- ✚ Características físico-químicas de la misma.
- ✚ Características del medio ambiente en el cual se produce la dispersión.
- ✚ Interrelación entre la sustancia y el medio ambiente.

Como herramienta de apoyo para el desarrollo de los cálculos de consecuencias de situaciones riesgosas, existen programas de cálculo especialmente diseñados para evaluarlas, como: **Phast 7.11**, Archie, Soprano, Effects, etc.

Para poder evaluar de manera más objetiva los alcances de las consecuencias, se consideran los parámetros principales de las condiciones climáticas del medio (humedad, temperatura y velocidad y dirección del viento, principalmente.); se proponen los criterios de cálculo empleados en el modelo de simulación **Phast 7.11**; y, por último, se describen las consecuencias y se evalúan las posibles interacciones con el emplazamiento más inmediato al punto evaluado. En el **ANX-RSG-03** se presentan las hojas de resultados del modelo **Phast 7.11**.

Criterios de cálculo

Una vez determinados los riesgos no tolerables, que fueron definidos como hipótesis de accidentes más significativas se evaluó el alcance de las consecuencias derivadas de los riesgos no tolerables. Debido a que los algorítmicos físico-químicos que simulan el

comportamiento de la difusión de las sustancias en el ambiente (aire, agua o suelo), así como la evaluación de los efectos físicos derivados de las consecuencias (radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica), las cuales son de gran complejidad, es necesario el uso de modelos matemáticos computarizados, en este caso en específico se realizaron las simulaciones mediante el software **Phast 7.11** (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso). En general las variables principales que son alimentadas al software **Phast 7.11**, es la composición promedio del compuesto químico a modelar, las principales características meteorológicas que pueden fungir.

Como propagantes de una sustancia (vientos, humedad relativa, temperatura etc.) así como los criterios de cálculo más acordes.

Análisis de consecuencias de hipótesis propuestas

Los criterios de cálculo aplicados en las diferentes hipótesis de accidentes son los siguientes (criterios de cálculo conservadores):

1. Determinación de los orificios equivalentes de fuga

Se han seguido los criterios de acuerdo al “Risk management program guidance for offsite consequence analysis” los cuales se describen a continuación:

- Para tuberías de diámetro mayor o igual a 6" se consideró un orificio de fuga con un diámetro equivalente al 10 % de la sección transversal de la propia tubería.

Tabla II.33 Tamaño de orificios recomendados para la evaluación de consecuencias

Situación	Intervalo	Valor Representativo.
Pequeño	0-1/4 de in (0-6.35 mm)	¼ in (6.35mm)
Medio	¼-2 de in (6.35 mm-50.8mm)	1 in (2.54 mm)
Grande	2 de 6 in (6.35 mm-152.4mm)	4 in (101.6mm)

Tabla II.33 Tamaño de orificios recomendados para la evaluación de consecuencias

Situación	Intervalo	Valor Representativo.
Ruptura	6 in (> 152.4 mm)	Diámetro del recipiente hasta un máximo de 16 in (406.4mm)

Fuente: API 581 Risk Based Inspection

2. Criterios de tiempos de duración de las fugas

Se tomaron los criterios de tiempo recomendados por el “Guidelines for Quantitative Risk Assessment” CPR18E (Purple book ed. 1999) de TNO y se indican en la Tabla II.34.

Tabla II.34 Criterios para asignar tiempos de duración de las fugas

Situación	Duración de la Fuga de Escape	
	Ruptura Total	Ruptura Parcial
Válvula operada remotamente y existencia de detectores.	2 minutos	5 minutos
Válvula manual y existencia de detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula operada remotamente sin detectores.	5 minutos	10 minutos
Válvula manual sin detectores.	10 minutos	20 minutos

Fuente: Purple Book; Ed. 1999.

Como consideraciones generales de este estudio, se tomó la existencia de válvulas operadas manualmente como criterio para asignar el tiempo de duración de la fuga, cuyo cierre depende directamente del personal operativo encargado del campo

Adicionalmente se tomaron las siguientes consideraciones para la simulación **Phast 7.11**:

- ✚ El orificio formado por corrosión en las bridas, sellos de las válvulas y en las líneas analizadas es de un diámetro determinado, considerado de 1" de diámetro equivalente del orificio de fuga.
- ✚ Las características físicas y químicas de los fluidos permanecen constantes respecto al tiempo.
- ✚ Se consideraron las condiciones meteorológicas reportadas siguientes:

- ✚ Una velocidad promedio de 1.5 m/s, con una nubosidad media y una radiación solar fuerte, para que el software calcule la clase de estabilidad.
- ✚ Se consideró una temperatura media del área de 40°C y una humedad relativa media anual de 100%.

La Tabla II.35 muestra los valores umbrales de referencia adoptados en este estudio para una radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica sobre personas.

Tabla II.35 Valores Umbrales de Referencia

Definición de zona	Toxicidad (Concentración)	Inflamabilidad (Radiación Térmica)	Explosividad (Sobrepresión)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 kW/m ² 1.500 BTU/Pie ² h	1.0 lb/plg ² 0.07 kg/cm ²
Zona de Amortiguamiento	TLV8 o TLV15	1.4 KW/m ² 440 BTU/Pie ² h	0.5 lb/plg ² 0.035 kg/cm ²

Referencia SEMARNAT.

- (1) El nivel de letalidad calculado está en función del tiempo de exposición al evento.
- (2) TLV15 (Threshold Limit Values). Máxima concentración a la que la mayoría de los trabajadores pueden exponerse por un periodo continuo de hasta quince minutos sin sufrir irritaciones, cambios crónicos o irreversibles en los tejidos o narcosis que reduzca su eficacia, les predisponga al accidente o dificulte las reacciones de defensa. Para el programa PHAST, se usó el short-term exposure limit STEL por sus siglas en inglés, dicho parámetro se define como es la exposición promedio aceptable en un período corto de tiempo, generalmente de 15 minutos, siempre que no se exceda el promedio ponderado en el tiempo.

STEL es un término usado en salud ocupacional, higiene industrial y toxicología. El STEL puede ser un límite legal en los Estados Unidos para la exposición de un empleado a una sustancia química.

Una vez determinados los riesgos, definidos como escenario de accidentes o escenario accidentales más significativos de las instalaciones en estudio, se debe evaluar el alcance de las consecuencias derivadas de los mismos, el análisis de consecuencias se efectúa mediante un software **Phast 7.11** (Herramienta Computacional de Análisis de Riesgos de Proceso) aceptado por la **Agencia de Protección Ambiental (EPA)** y la **Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA)** y la **Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)**.

Tomando como base estos parámetros así como las consideraciones indicadas por la **Secretaría del Medio Ambiente y Recursos naturales (SEMARNAT)**.

Las consideraciones que se tomarán para definir la zona de alto riesgo y de seguridad, e interpretar los resultados de la simulación, tanto por incendio como por explosión, son las siguientes:

Tabla II.36 Niveles de radiación por incendio

CRITERIO	EQUIVALENCIA
1.4 kW/m ² (440 BTU/h/pie ²).	Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día. No causará incomodidad durante exposición prolongada. Este límite se considera como zona de amortiguamiento.
5.0 kW/m ² (1,500 BTU/h/pie ²)	Nivel de radiación térmica suficiente para causar dolor al personal si no se protege adecuadamente en 8 segundos, sufriendo quemaduras hasta de 2o grado, sin protección adecuada. Esta radiación será considerada como límite de zona de alto riesgo.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

Tabla II.37 Niveles de radiación por explosividad

CRITERIO	EQUIVALENCIA
Zona de Riesgo: 1.00 lb/pulgada ²	Es la onda de sobrepresión capaz de causar daños irreversibles y aun la muerte a una persona.
Zona de amortiguamiento: 0.5 lb/pulgada ²	Es la onda de sobrepresión capaz de causar daños semejantes a rompimiento de ventanas, por lo que sirve como valor de protección a las personas.

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

De acuerdo con los resultados obtenidos de la aplicación del modelo **PHAST versión 7.11**, los radios de afectación son las zonas de influencia por el incendio, la explosión y/o las afectaciones de la nube tóxica de las sustancias químicas riesgosas que se manejan en la planta.

Toda el área que corresponde a los eventos de alto riesgo se conoce como Poligonal de Riesgo del área Contractual PARAISO; y asimismo, toda el área que corresponde a los eventos de amortiguamiento, se conoce como Poligonal de Amortiguamiento.

La poligonal de riesgo y la poligonal de amortiguamiento corresponde, a la zona de protección del polígono y es la base del Programa para la Prevención de Accidentes. Estas zonas de riesgo y amortiguamiento están representadas más adelante, considerando los criterios emitidos por la SEMARNAT como ya se ha venido mencionando en los párrafos anteriores.

EVENTOS SIMULADOS PARA OLEOGASODUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

EVENTO 1. Ruptura en la línea de 10" de diámetro, posterior a la válvula de seccionamiento en que sale de la pera del pozo PARAISO 201 derivado de una sobrepresión del sistema y corrosión en la línea de descarga

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de crudo. (**ANX-RSG-03**).

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de 10.6 m.

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo de dispersión de 161,127 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 239,164 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente mas tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 319,6 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 400,19 metros.

EVENTO 2. Ruptura en la línea de 10" de diámetro, posterior a la válvula de seccionamiento en que sale de la pera del pozo PARAISO 101 derivado de una sobrepresión del sistema y corrosión en la línea de descarga

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de crudo. (**ANX-RSG-03**).

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de 10.6 m.

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo de dispersión de 161,127 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 239,164 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente mas tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 314,2 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 389,18 metros.

EVENTO 3. Fuga derivada del descontrol en la perforación del pozo ocasionada por el rompimiento de la columna hidrostática por filtración de fluidos no deseados (agua, gas o aceite), por lo cual el perforador procederá a activar la bomba Koomey para cerrar preventores, pero no se pueden operar los preventores en forma automática, por lo que se procede a un cierre manual de los mismos. Deflexión de la fuga y el evento de Jet Fire inclinado a 45°

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de crudo. (ANX-RSG-03).

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de 1.6 m con inclinación a 45°.

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo de dispersión de 60.96 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 145.94 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultados obtenidos por el simulador nos muestran que la nube explosiva avanzará 20 metros en dirección NORESTE, por lo que en este punto se alcanzaron para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) un radio de afectación de 51.98 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) un radio de afectación de 104.5 metros.

EVENTO 4. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre suelo arenoso

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de crudo. (**ANX-RSG-03**).

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de 1.015 m.

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo de dispersión de 17.72 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 23.07 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente mas tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 26.43 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 32.94 metros.

EVENTO 5. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión, dispersando material sobre cuerpo de agua (pantano)

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de crudo. (ANX-RSG-03).

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de 1.4 m.

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo de dispersión de 17.75 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 23.07 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente mas tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 26.48 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 33.03 metros.

EVENTOS SIMULADOS PARA INSTALACION DE PRODUCCIÓN. BATERIA DE SEPARACIÓN Y COMPRESORA

Evento BCP.01.- Fuga de Mezcla aceite-gas amargo en cabezal de llegada de grupo de 6" a la entrada del SB-1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de crudo. (ANX-RSG-03).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo de dispersión de 14.86 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 19.05 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 12.29 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 25.57 metros.

Evento BCP.01-A.- Ruptura por golpe externo en cabezal de llegada de grupo de 6" a la entrada del SB-1, con pérdida de contención de mezcla aceite-gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de crudo. (**ANX-RSG-03**).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo para radiación de 5 kw/m² de dispersión de 102.6 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 147.6 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultados obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 203.31 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 338.189 metros.

Evento BCP.02.- Fuga de Mezcla aceite/gas amargo en separador bifásico SB1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

Se alimenta el modelo para modelar fuga en el Separador Bifásico SB1. (ANX-RSG-03).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo para radiación de 5 kw/m² de dispersión de 19.64 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 28.98 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 13.07 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 30.84 metros.

Evento BCP.02-A- Ruptura por golpe externo en separador bifásico SB1, con pérdida de contención de mezcla aceite-gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

Se alimenta el modelo para modelar fuga en el Separador Bifásico SB1. (**ANX-RSG-03**).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo para radiación de 5 kw/m² de dispersión de 19.64 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 28.98 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV15=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultados obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 12.72 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 28.49 metros.

Evento BCP.03.- Fuga de gas amargo en rectificador vertical RV1, debido a un represionamiento, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

Se alimenta el modelo para modelar fuga en el rectificador Vertical RV-1. (ANX-RSG-03).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo para radiación de 5 kw/m² de dispersión de 19.64 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 26.91 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 13.06 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 30.80 metros.

Evento BCP.03-A.- Ruptura por golpe externo en rectificador vertical RV1, con pérdida de contención de gas amargo, con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

Se alimenta el modelo para modelar Ruptura en Rectificador Vertical RV-1. (ANX-RSG-03).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo para radiación de 5 kw/m² de dispersión de 16.92 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 23.34 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 12.71 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 28.45 metros.

Evento BCP.04.- Fuga por Sobrepresión en línea de descarga de compresora de gas CP1, de 3” con fuga por uniones bridadas, empaquetaduras con fuego y daño al personal, instalación y al medio ambiente.

Se alimenta el modelo para modelar la fuga de tubería de gas comprimido que se inyecta a la formación para mejorar la producción. (**ANX-RSG-03**).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo de dispersión de 29.45 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 39.57 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultado obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 34.65 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 61.60 metros.

Evento BCP.04-A Ruptura por golpe externo en línea de descarga de compresora de gas CP1, de 3", con formación de nube explosiva, posible incendio y explosión, con daño al personal, al medio ambiente y a las instalaciones.

Se alimenta el modelo para modelar la ruptura total de tubería de gas comprimido de 3".
(ANX-RSG-03).

Se obtuvo un resultado de la zona de alto riesgo para radiación de 5 kw/m² de dispersión de 94.07 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento de 134.64 metros para el caso del evento de Fogonazo (FLASH FIRE)

Para el caso particular del crudo, la concentración máxima que se puede presentar en base al H₂S que en este caso es el componente más tóxico encontrado en la mezcla de hidrocarburos en el material derramado, no llega a los valores de TLV indicados para un tiempo de 15 Min. (TLV₁₅=STEL 15), por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.

En el caso de los resultados de sobrepresión derivados de la explosión del material vertido por el ducto, los resultados obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 179.55 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 292.72 metros.

TABLA DE RESULTADOS CONFORME A GUÍA DE ESTUDIO DE RIESGO

Para los 3 parámetros a evaluar, la siguiente tabla nos muestra los radios de afectación para los 5 casos simulados que se muestran previamente:

Tabla II.38 Resultados de RADIOS DE AFECTACION en las Simulaciones de Riesgos por EXPLOSION, PARÁMETRO RADIACIÓN. DUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

SUSTANCIAS	Petróleo crudo				
EVENTOS DE RIESGO MÁXIMO PROBABLES	EVENTO 1	EVENTO 2	EVENTO 3	EVENTO 4	EVENTO 5
Zona de Riesgo 5 kw/m ²	161,127 m	161,127	60.96	17.72	17.75
Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m ²	239,164 m	239,164 m	145.94	23.07	23.07

Fuente: Resultados de modelación Phast

Tabla II.39 Resultados de RADIOS DE AFECTACION en las Simulaciones de Riesgos por EXPLOSION, PARÁMETRO RADIACIÓN. DUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

SUSTANCIAS	Mezcla Petróleo crudo y gas amargo (Metros)							
EVENTOS DE RIESGO MÁXIMO PROBABLES	BCP-1	BCP-1A	BCP-2	BCP-2A	BCP-3	BCP-3A	BCP-4	BCP-4A
Zona de Riesgo 5 kw/m ²	14.86	102.6	19.64	16.9	19.64	16.9	29.45	94.07
Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m ²	19.05	147.6	28.98	23.4	26.91	23.92	39.57	134.64

Fuente: Resultados de modelación Phast

Tabla II. 40 Resultados de RADIOS DE AFECTACION las Simulaciones de Riesgos por SOBREPRESIÓN, PARÁMETRO SOBREPRESIÓN

SUSTANCIAS	Petróleo crudo				
EVENTOS DE RIESGO MÁXIMO PROBABLES	EVENTO 1	EVENTO 2	EVENTO 3 20 m, NORESTE	EVENTO 4	EVENTO 5
Zona de Riesgo 1 PSI	319.6	314.2	51.98	26.43	26.48
Zona de Amortiguamiento0.5 PSI	400.19	389.18	104.50	32.94	33.03

Fuente: Resultados de modelación Phast

Tabla II.41 Resultados de RADIOS DE AFECTACION en las Simulaciones de Riesgos por EXPLOSION, PARÁMETRO SOBREPRESIÓN. DUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

SUSTANCIAS	Mezcla Petróleo crudo y gas amargo (Metros)							
EVENTOS DE RIESGO MÁXIMO PROBABLES	BCP-1	BCP-1A	BCP-2	BCP-2A	BCP-3	BCP-3A	BCP-4	BCP-4A
Zona de Riesgo 1 PSI	12.29	203.31	13.07	12.72	13.06	12.71	34.65	179.55
Zona de Amortiguamiento0.5 PSI	25.57	338.18	30.84	28.49	30.80	28.45	61.60	292.72

Fuente: Resultados de modelación Phast

Como resultado de estas modelaciones, se elaboraron diagramas de Pétalos, realizando la proyección de los radios de afectación en las áreas donde se determinó la ocurrencia de los escenarios de riesgo simulados. En la siguiente figura se aprecian algunos de estos radios de afectación, adicionalmente, en el Anexo ANX-RSG-005 se encuentra el total de las modelaciones proyectadas en fotografía satelital para referencia del presente estudio.

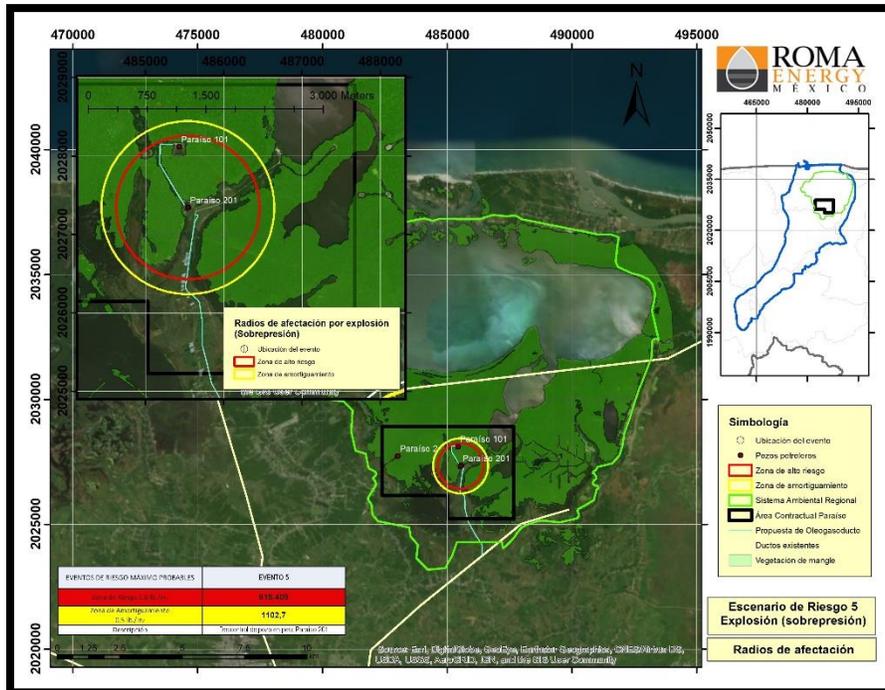
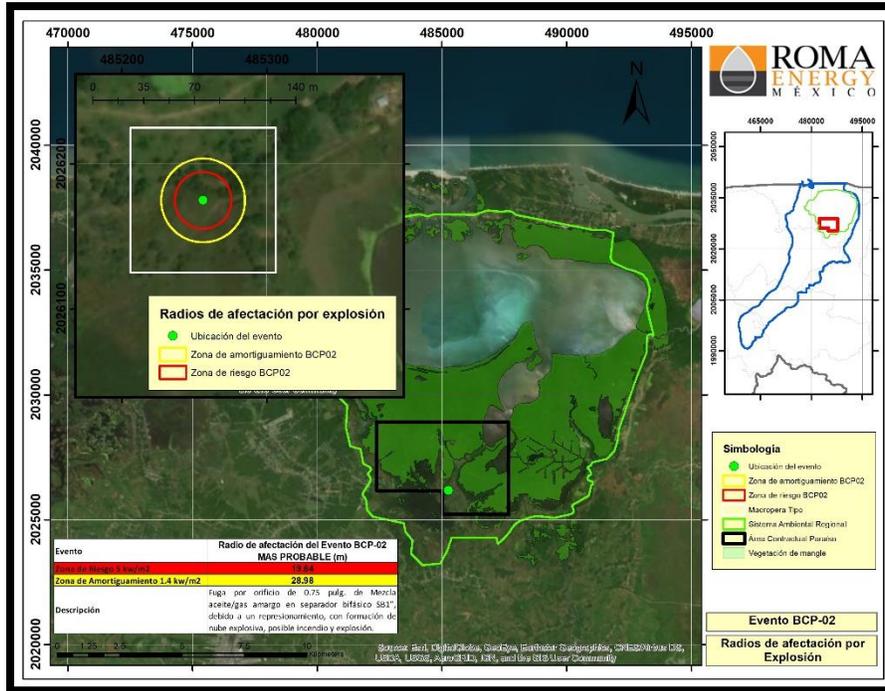


Figura II. 7 Diagrama de pétalos (Radios de afectación)

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO

Las siguientes figuras muestra las coordenadas de la localización del predio donde se ubicará el proyecto.

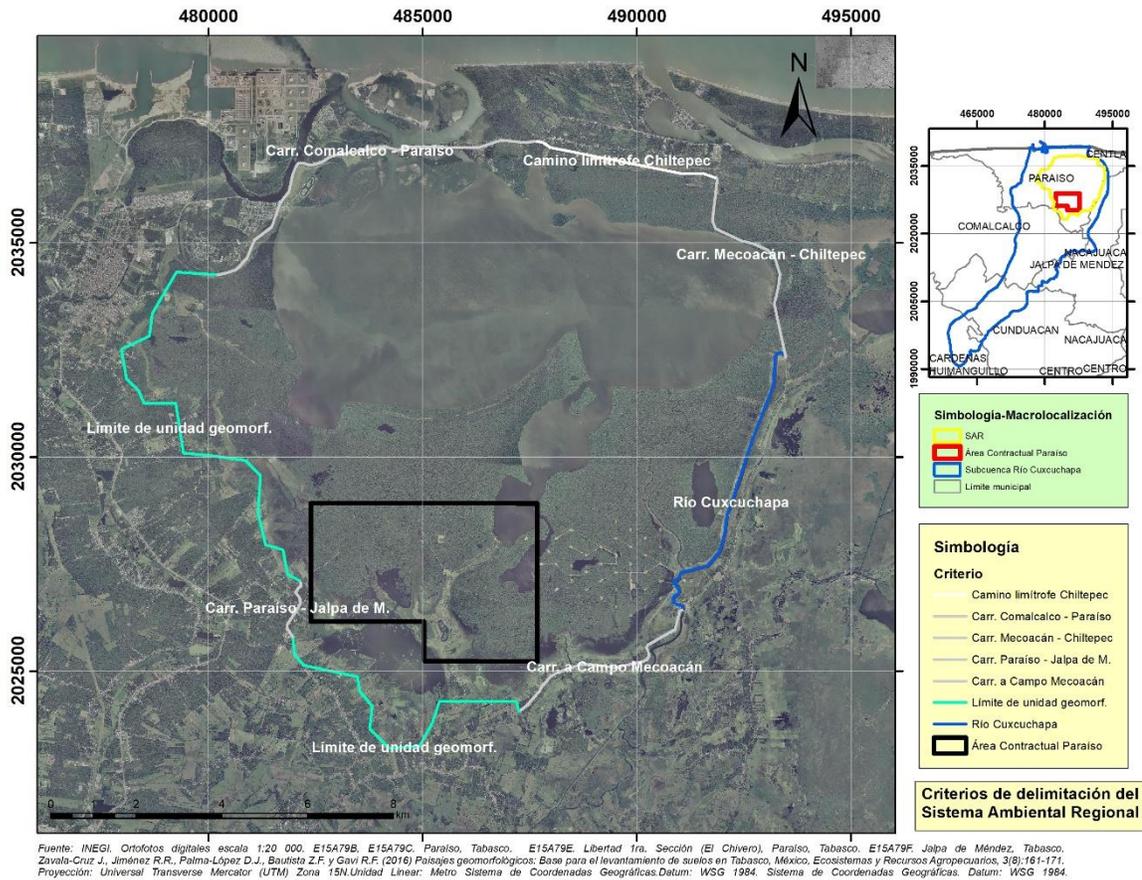


Figura II.8 Ubicación del SAR con respecto al Área Contractual Paraíso

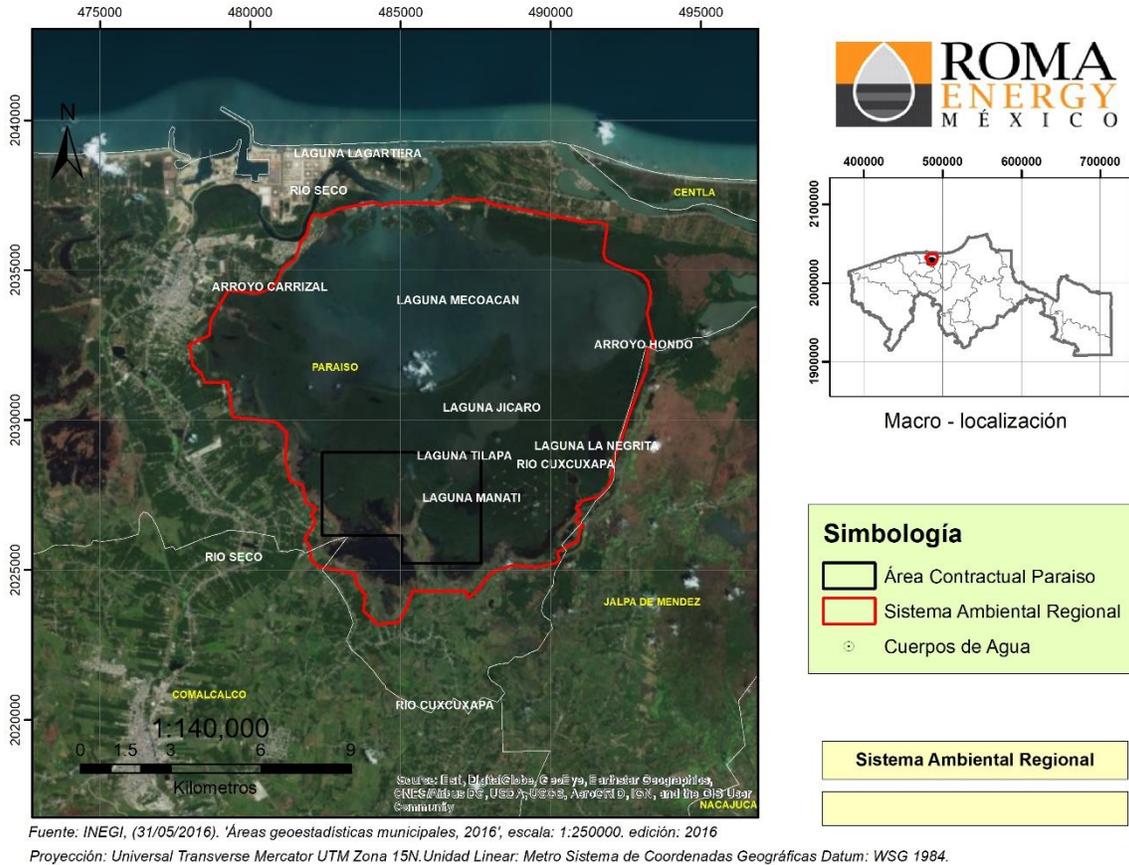


Figura II.9 Ubicación del SAR y el Área Contractual Paraíso, con respecto a sitios ambientales de interés

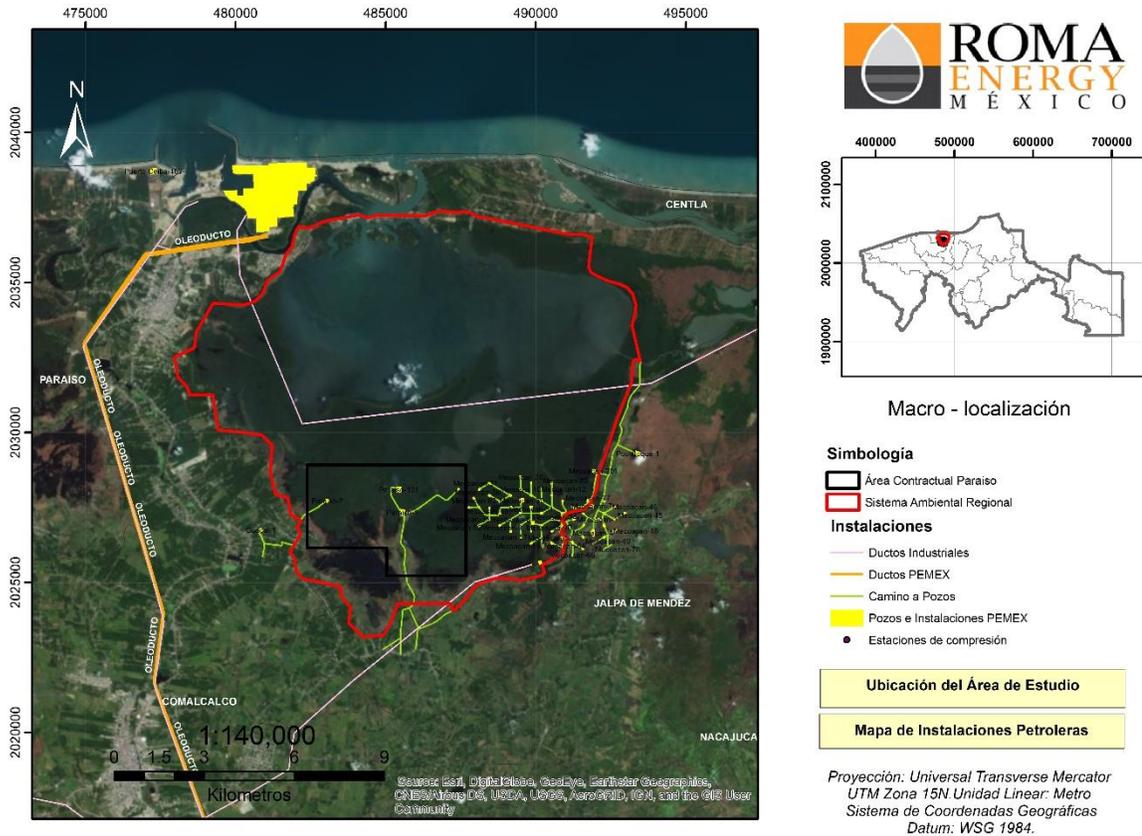


Figura II.10. Ubicación del SAR y el Área Contractual Paraíso, con respecto a instalaciones de Petróleos Mexicanos.

El Área Contractual Paraíso, se ubica en área aproximada de 1,701.5 hectáreas que abarcan las comunidades de Libertad 1era sección (el Chivero), Nicolás Bravo 4ta Sección (Tilapa) y La Solución Somos Todos (La Alianza), pertenecientes al municipio de Paraíso, en el Estado de Tabasco, el polígono está conformado por los vértices y coordenadas geográficas que a continuación se presentan:

Tabla II.42 Coordenadas UTM del Área Contractual Paraíso

Vértice	X	Y
A	482391	2028917
B	487674	2028913
C	487672	2025225
D	485030	2025227
E	485030	2026149
F	482389	2026151

Para la selección del sitio en la ubicación de los diferentes proyectos que se realizarán, se basa en los siguientes criterios:

Criterio Técnico. El principal criterio y que define el desarrollo de la actividad, esta dado por la posible ubicación de los yacimientos petrolíferos derivada de los estudios geológicos, en caso de la exploración y por la necesidad de explotar los yacimientos existentes, en caso de la explotación.

Criterio Físico. En la selección del sitio se da preferencia a lugares que permitan el aprovechamiento de la infraestructura existente: peras, derechos de vía, caminos, cabezales, instalaciones de producción y los sitios que no tengan aspectos físicos (barrancas, ríos, pendientes pronunciadas) que impliquen soluciones especializadas, es decir, siempre y cuando representen una opción técnicamente factible y viable económicamente.

Criterio Socioeconómico. Este criterio está determinado por la cercanía de las poblaciones a los lugares donde se pretenden ubicar las obras, ya que por seguridad se respetan distancias definidas en función al tipo de obra a desarrollar.

Criterio Normativo. En este criterio se considera el cumplimiento de toda la normatividad nacional que regula los proyectos, tanto en materia de impacto y riesgo ambiental como técnicos.

Criterio Ecológico. Este tipo de criterios se refieren a la consideración que se debe tener al ambiente al momento de planificar el proyecto, para así prevenir y minimizar efectos al entorno natural. Considera entre otras premisas:

Evitar la afectación de zonas arboladas.

Evitar la afectación de los flujos hidráulicos.

Evitar la afectación de la fauna existente en la zona.

Evitar la afectación de especies incluidas en la NOM-059-SEMARNAT-2010

Además, de que se respetará lo propuesto a través de la zonificación, para evitar la afectación de áreas sensibles. Para cumplir con lo anterior, previo a la ubicación de cualquier obra nueva, se realizará una inspección del sitio (visitas prospectivas y evaluación inicial de sitio) donde se ubicará y se evaluarán las condiciones prevalecientes en el mismo.

Una vez realizado lo anterior, se procede a la obtención de los permisos y desarrollo de trámites pertinentes.

En caso de que se llegara a presentar una eventualidad de riesgo de acuerdo a los eventos 1, 2 y 3 (Catastróficos para ductos o equipo de perforación), o BCP-01-A, BCP-02-A, BCP-03-A, y BCP-04-A (Catastróficos para batería de separación y compresora de gas) dentro de la instalación, se verían afectadas las propias instalaciones y el efecto podría alcanzar la zona de protección del manglar y la propia área de Manglar para el caso de los ductos o el equipo de perforación, como se observa en la representación gráfica de los radios de afectación en el anexo **ANX-RSG-05**.

En el caso de la instalación fija de proceso (Batería de separación), los alcances de afectación para los escenarios catastróficos no alcanzan zonas de protección especial, y solo en dos casos, se afectarían zonas en las que se localizan un par de construcciones menores (casas, corrales ganaderos), sin embargo, dichas zonas quedan fuera del área de afectación crítica en las cuales las consecuencias son graves, únicamente se consideran en la zona de Salvaguarda, la cual está considerada para dar atención a la emergencia sin que se tenga un riesgo de afectación Mayor (de acuerdo a los criterios emitidos por SEMARNAT en las guías de análisis de riesgo ERA). Los diagramas de pétalos se encuentran en el Anexo **ANX-RSG-05**.

Es importante señalar que estos son los peores escenarios catastróficos resultantes de una simulación en las peores condiciones que se pueden dar en cualquiera de las instalaciones tipo, pues no considera las medidas de seguridad y control en la operación que se adoptarán para reducir al mínimo la posibilidad de que ocurra un accidente. Las salvaguardas y medidas de mitigación consideradas se encuentran en las conclusiones del presente capítulo.

Representación gráfica de las zonas de riesgo y de amortiguamiento.

Durante el desarrollo de la simulación que se realiza, el programa PHAST determina una trama o zona de amenaza, mostrando una o más áreas en las que un peligro de toxicidad, inflamabilidad, radiación térmica, o daños por sobrepresión puede exceder los niveles clave de preocupación y suponen una amenaza para las personas y bienes.

En su presentación PHAST muestra las zonas de amenaza en rojo y azul. La amenaza zona roja representa el peor peligro y azul las zonas de amenaza representan áreas de disminución de riesgos. Para la SEMARNAT la zona en rojo representa la zona de alto riesgo de la instalación mientras que la zona en azul es la zona de amortiguamiento o zona de seguridad, tal y como se definen más adelante en este mismo capítulo.

En nuestro caso y dado el alcance del presente documento se alimentaron datos al modelo para determinar únicamente las zonas de riesgo y de amortiguamiento, tal y como se solicita en la regulación en materia ambiental.

La ventaja que nos ofrece este programa es que puede exportar las zonas de afectación a mapas geográficos del sitio de ubicación de la instalación que se analiza y de esta forma se puede analizar la amenaza en función de puntos interés específicos para conocer los peligros a que están expuestos (tales como escuelas centros de reunión y hospitales, etc.) en y alrededor de las zonas de amenaza. PHAST mostrará la amenaza en un punto, ya sea como un gráfico o como texto. Por ejemplo, si usted decide ver la amenaza en un punto para un escenario de dispersión de gases tóxicos, PHAST mostrará un gráfico que muestra las concentraciones químicas interiores y exteriores previstos en el lugar durante la primera hora después del lanzamiento.

Los gráficos presentados en el presente apartado son ilustrativos, se cuenta con las fotos satelitales a escala adecuada, impresas en tamaño doble carta donde se puede apreciar los diagramas de pétalos indicando los radios de afectación como zona de amortiguamiento y de alto riesgo (**ANX-RSG-05**).

Los niveles de radiación térmica, (también conocidos como flujos de radiación térmica) se miden y expresan en unidades de potencia por unidad de área, del elemento que recibe la energía. Sin embargo, debido a que el daño o la lesión sostenida por el objeto receptor es una función de la duración de la exposición, así como del nivel, la dosis de radiación térmica nos concierne también. Esta dosis se determina al combinar los niveles de radiación con

los tiempos de exposición y se expresan en unidades de energía por unidad de tiempo, por unidad de área de superficie receptora. La siguiente tabla lista algunos de los efectos conocidos de la radiación térmica sobre la piel como una función del nivel y el tiempo de exposición.

Tabla II.4 Niveles de radiación térmica.

kW/m²	BTU/ hr-ft²	Tiempo para dolor severo (s).	Tiempo para quemadura de 2° grado
1	300	115	663
2	600	45	187
3	1000	27	92
4	1300	18	57
5	1600	13	40
6	1900	11	30
8	2500	7	20
10	3200	5	14
12	3800	4	11

Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

La zona de seguridad se define entonces a partir de la distancia a la cual se tienen valores de radiación térmica por debajo de los 1.4 kW/m², para el caso de incendio la zona de peligros se definió de acuerdo a la distancia afectada por nivel de radiación térmica de 5.0 kW/m² y la zona de daños a la distancia afectada, por nivel de radiación térmica de 1.4 kW/m². Para definir las zonas de seguridad se considera el daño probable que pueda generar el riesgo, determinando las distancias de afectación y señalando de esta forma las áreas más seguras, de acuerdo a las siguientes consideraciones.

Riesgos de explosión.

Una explosión se caracteriza por la liberación repentina de energía que produce un área momentánea de alta presión en el medio ambiente. La emisión de energía y la disipación de la energía hacia el medio ambiente deben ocurrir muy rápido a fin de que el evento sea clasificado como explosión. El efecto de una explosión se debe a la disipación de la energía liberada. Una gran parte de la energía liberada se transforma en un incremento de presión en la atmósfera (sobrepresión explosiva).

En la **siguiente tabla** se enumeran los efectos de las explosiones.

Tabla II:44 Efectos por explosión.

SOBREPRESIÓN (psig)	DAÑO Y/O EFECTO ESPERADO
0.05	Ruido elevado (143 dB).
0.30	Cierto daño de techos en casas, 10% de ruptura en vidrios de ventanas.
0.50	Ventanas despedazadas, daño en los marcos de las mismas.
1.0	Demolición parcial de casas, paneles de metal acanalado desfasados y doblados.
2.0	Desplome parcial de las paredes y techos de casas.
3.0	Estructuras de acero de construcciones distorsionadas y arrancados de sus cimientos.
5.0	Armazón y postes de madera destrozados.
10.0	Posible destrucción total de edificios cercanos.
14.5	Límite inferior de fatalidad.
29.0	Límite superior de fatalidad.

Fuente: Fuente: Análisis del Riesgo en Instalaciones industriales, Montiel Helena.

Para el caso de que ocurra una explosión por nubes de vapor no confinado, se tomaron en consideración los valores de sobrepresión que pueden ocasionar las ondas de choque, considerando la zona de alto riesgo 1.0 psi, la cual ocasiona daños hasta el 99% de la



población expuesta; y para el caso de la zona de amortiguamiento se tomó en consideración el valor de 0.5 psi, que es el valor al cual se considera una distancia “segura”, con probabilidad del 95% de que no ocurran serios daños a partir de este valor.

RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS RESULTANTES DE LA APLICACIÓN DE LAS METODOLOGÍAS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS

De acuerdo con lo hasta aquí asentado se considera que para aumentar la seguridad en la instalación es conveniente analizar la posibilidad de implementar las siguientes recomendaciones técnico- operativas:

En general.

- Contar con detectores de humos y fuego, en las áreas de riesgo detectadas, según el tipo de riesgo para cada área en particular.
- Elaborar un programa de comunicación de riesgos.
- Llevar un registro documentado de accidentes e incidentes ambientales que se produzcan en la instalación, mencionando sus causas, las afectaciones al suelo, aire y/o cuerpos de agua, medidas de atención y acciones de mitigación tomadas para evitar que se repitan.
- Realizar la calibración de dispositivos de seguridad conforme a las especificaciones del fabricante.
- Contar con un atlas de riesgo.
- **En el caso de las afectaciones al área de Manglar en caso de presentarse alguno de los escenarios de Riesgo 1, 2 ó 3 , se recomienda instalar muros de concreto para contener la radicación y sobrepresión que se pueda generar por alguno de los radios de afectación que se pueda presentar.**

Integridad mecánica.

- Deberá contar con un programa de inspección de la integridad mecánica de tuberías de hidrocarburo, equipo crítico, y equipos sujetos a presión y atender las recomendaciones que emanen de los estudios de integridad mecánica.
- Deberá contar con un programa de mantenimiento civil que contemple la aplicación de protección anticorrosiva en tuberías de hidrocarburo y equipos sujetos a presión.

- Deberá elaborar e implementar un programa de inspección periódica de las condiciones de la tubería que conduce hidrocarburo, buscando detectar posibles fugas.

Equipo de Perforación.

- Verificar que se aplique con toda oportunidad el programa de mantenimiento preventivo a equipos críticos.
- Asegurarse que las rutas de evacuación y salidas de emergencia estén libres de obstáculos, candados o cerraduras.
- Incluir los preventores dentro de un programa de mantenimiento preventivo.

Batería de separación y compresora

- Implementar y aplicar rigurosamente sistema de permiso para trabajos con riesgo, así como el sistema de candado en válvulas de entrada y salida de los equipos SB1, RV1, CP1.
- Instalar un instrumento de medición de presión con alarma visual/sonora en el Cabezal de Llegada de los pozos.
- Colocar candados en posición abierta en cada una de las válvulas de la Línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos.
- Instalación de instrumentos de medición de nivel independiente con alarma por alto o bajo nivel, en SB1 y RV1.
- Implementar un sistema de red contra incendio de acuerdo a la norma NRF-016-PEMEX-2010.
- Aplicar rigurosamente el programa de mantenimiento en equipo crítico y dispositivos de protección como válvulas de alivio.

Higiene y seguridad.

- Se debe contar con programas de capacitación en las actividades de atención de incendios, revisarlos y actualizarlos periódicamente.
- Colocar estratégicamente señales de riesgo y/o precaución con base a lo establecido en la NOM-026-STPS-2008.

- Colocar señalización con la identificación de rutas de evacuación con señales visibles, de acuerdo a lo establecido en la NOM-026-STPS-2008, además de asegurar que estas se encuentren libres de obstáculos.
- Mantener actualizado el programa anual calendarizado de mantenimiento preventivo para toda la planta, donde se incluya equipo eléctrico, equipo mecánico, instrumentos y estructuras.
- Aplicar la NOM-026-STPS-2008, en lo relativo a señales y avisos de seguridad e higiene, así como en la identificación de las tuberías de proceso.

Manejo de sustancias químicas

- Las áreas de almacenamiento de sustancias, deberán contar con dique o canaletas de contención de derrames, en su caso dichas canaletas deberán estar conducidas a una fosa de captación o drenaje industrial.
- Deberá contar con un procedimiento de manejo de sustancias, el cual debe contemplar las actividades en caso de fugas y derrames, señalización e identificación de contenedores, rombo de comunicación de riesgos.
- Implementar un programa de capacitación al personal sobre el manejo de sustancias y la aplicación del procedimiento de manejo de sustancias.

Combate de incendios y/o explosiones.

- Deberá mantener capacitado de manera permanente al personal en materia de atención a emergencias y atención a incendios.
- Realizar la inspección mensual de los extintores conforme lo establece el punto 7.2 de la NOM-002-STPS-2010.
- Contar con equipo para atención a incendios, trajes de bombero y equipamiento de las brigadas de atención a emergencia y contra incendios.
- Contar con un estudio de grado de riesgo de incendio de acuerdo a la NOM-002-STPS-2010, así como atender las recomendaciones que deriven del mismo.

Equipo de seguridad con que debe contar para el manejo de emergencias:

- Equipo de respiración autónoma.
- Ropa y guantes de PVC o neopreno de puño largo.

- Lentes de protección química y protección facial.
- Casco rígido.
- Botas de hule.
- Mascarilla con filtro para neblinas ácidas o mascarilla facial con cartucho canister.
- Equipo de detección de gas.

Por otra parte, deberá monitorear de manera periódica que los predios aledaños no sean susceptibles de albergar asentamientos humanos irregulares, en virtud del riesgo y las condiciones bajo las cuales se ha elaborado el presente estudio.

RECOMENDACIONES ESPECIFICAS DERIVADAS DE METODOLOGÍAS DE RIESGO

Tabla II. 45 Recomendaciones derivadas del HAZOP aplicado al EQUIPO DE PERFORACIÓN

Recomendaciones/Acciones
EQ-P-1.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador.
EQ-P-2.- Verificar la disponibilidad de la balanza "BAROID".
EQ-P-3.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la red contraincendios.
EQ-P-4.- Verificar el cumplimiento del programa de Pruebas de Presión a los equipos de conexión superficial de Control.
EQ-P-5.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo separador gas / lodo en piso de perforación.
EQ-P-6.- Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de nivel de presas de lodo.
EQ-P-7.- Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación.
EQ-P-8.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a mesa rotaria y top drive.
EQ-P-9.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la unidad para operar preventores y pruebas.
EQ-P-10.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores.
EQ-P-11.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la unidad automática de llaves de fuerza.
EQ-P-12.- Verificar el cumplimiento del Programa de mantenimiento preventivo a los paneles remotos de cierre de preventores.
EQ-P-13.- Verificar el cumplimiento al seguimiento realizado por el químico a los análisis de lodo

Tablall. 46 Recomendación derivadas del que pasa si? Aplicado en el EQUIPO DE PERFORACIÓN

Recomendación
EQ-P.-1 Verificar su disponibilidad y uso del procedimiento para control de brotes
EQ-P.-2 Verificar disponibilidad y uso del Procedimiento para actuar en caso de Black Out
EQ-P.-3 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la mesa rotaria.
EQ-P.-4 Verificar el cumplimiento del programa de pruebas a conexiones superficiales de control.
EQ-P.-5 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control.
EQ-P.-6 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador y oficina del OIM.
EQ-P.-7 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica
EQ-P.-8 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores.
EQ-P.-9 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado del cuarto de control de energía eléctrica (SCR).
EQ-P.-10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección de gas, fuego y alarmas.
EQ-P.-11 Verificar que se cuente con personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.
EQ-P.-12 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a compresores de aire.
EQ-P.-13 Verificar el cumplimiento del procedimiento interno para la operación del sistema de fluidos de perforación, (DIN-73-0009).
EQ-P.-14 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo sistema de fluidos de perforación (bombas de lodo, limpiadores, desarenador, temblorinas, desarcillador).
EQ-P.-15 Verificar el cumplimiento del programa de deslizamiento y corte del cable de perforación.

Recomendación
EQ-P.-16 Verificar que se cuente con el certificado de calidad vigente del cable de perforación.
EQ-P.-17 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al malacate de perforación.
EQ-P.-18 Verificar la disponibilidad y uso del manual de operación de la cabina del perforador
EQ-P.-19 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la cabina del perforador.
EQ-P.-20 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado de la cabina del perforador.
EQ-P.-21 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo de los parámetros de perforación del pozo en tiempo real.
EQ-P.-22 Verificar su disponibilidad y uso del procedimiento para operación del top drive.
EQ-P.-23 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al top drive.
EQ-P.-24 Verificar que se cuente con el certificado de calidad vigente del arreglo de mangueras del stand pipe.
EQ-P.-25 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo del stand pipe.
EQ-P.-26 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de seguridad

Tabla II. 47 Recomendación derivadas del que pasa si? Aplicado en un DUCTO

Recomendación
1D Contar con un sistema de detección y control de derrames.
2D Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación.
3D Ejercer una supervisión detallada durante la construcción, con énfasis en la aplicación de la soldadura y análisis no destructivos.
4D Reemplazos de tramos con espesores menores a la especificación.
5D Aplicar procedimientos de emergencia en caso de un derrame de crudo en la línea y coordinarse con entidades federales, estatales, municipales, civiles, públicas y privadas
6D Mantener una estricta vigilancia para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.
7D Llevar a cabo el programa de reemplazos de tramos con espesores menores a la especificación.

Recomendación

8D Dar a conocer a la población aledaña a las instalaciones del proyecto de los riesgos a los que se exponen en caso de construir o realizar actividades sobre el derecho de vía de la línea.

9D Mantener en resguardo las instalaciones con bardas perimetrales y puertas con candados.

Tabla II. 48 Recomendación derivadas del HAZOP aplicado en la BATERIA DE SEPARACIÓN

NODO 1. SISTEMA DE ACEITE. Recomendación
1.1.1.1.1. Colocar candados en posición abierta en la válvula de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos.
1.1.1.1.2. Instalar un instrumento de medición de presión con alarma visual/sonora en el Cabezal de llegada de los pozos, para advertir al operador la posible sobrepresión.
1.1.1.2.1. Colocar candados en posición abierta en la válvula de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos.
1.1.1.2.2. Instalar un medidor de nivel en TV-1
1.1.2.1.1. Colocar candados en posición abierta en cada una de las válvulas de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos
1.1.2.1.2. Instalar un instrumento de medición de presión con alarma visual /sonora en el Cabezal de llegada de los pozos, para advertir al operador la posible sobrepresión.
1.1.2.2.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independiente con alarmas por alto o bajo nivel
1.1.2.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX 2011
1.1.3.1.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independientes con alarmas por alto o bajo nivel.
1.1.4.1.1. Instalar un disparo por alta/baja presión en la succión y descarga en bombeo de crudo.
1.1.5.1.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.
1.1.5.1.2. Instalar un disparo por alta/baja presión en la succión y descarga en bombeo de crudo.
1.2.1.1.1. Instalar un candado en posición cerrada en la válvula en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos bypaseando los separadores hacia TV-1, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.
1.2.2.1.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independientes de LV con alarmas por alto o bajo nivel.
1.5.1.1.1. Instalación de instrumentos de medición de nivel independientes con alarmas por alto o bajo nivel.

NODO 2. SISTEMA DE GAS. Recomendación
2.1.1.2.1. Colocar en posición abierta una de las válvulas en la línea de servicio Mezcla Llegada de Pozos.
2.1.1.2.2. Remover la línea de venteo atmosférico en TV-1, Tanque de Almacenamiento, e instalar un segundo medidor de nivel en TV-1.
2.1.1.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.

NODO 2. SISTEMA DE GAS. Recomendación
2.1.2.2.1. Colocar candados en posición abierta en cada una de las válvulas en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos.
2.1.2.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.
2.1.2.4.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV- en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.
2.1.4.2.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.
2.1.4.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las SV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.
2.1.4.3.2. Confirmar la Pmax de RV-1, y cambiar el punto de ajuste de la PSV a no mayor de 20.0 kg/cm ²
2.1.5.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.
2.1.5.4.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX-2011.
2.1.5.4.2. Confirmar la Pmax de RV-1, y cambiar el punto de ajuste de la PSV a no mayor de 20 kg/cm ²
2.1.8.1.1. Instalar un candado en posición cerrada en la válvula de 8" en la línea de Servicio Mezcla Llegada de Pozos bypaseando los separadores hacia TV3, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011.
2.1.10.1.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031 PEMEX-2011.
2.1.10.1.2. Confirmar la Pmax de RV-1, y cambiar el punto de ajuste de la PSV a no mayor de 20 kg/cm ²
2.1.10.3.1. Colocar un candado en las válvulas en la entrada y salida de las PSV en posición abierta, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031-PEMEX-2011
2.2.1.1.1. Colocar un candado en posición cerrada en la válvula de bypaseando RV-1, de acuerdo a lo indicado en la NRF-031- PEMEX 2011.

NOTA IMPORTANTE : Todas las normas listadas de PEMEX, NRF-XXX-PEMEX-YYYY son constantemente actualizadas, motivo por el cual, al momento de aplicar las recomendaciones listadas en las tablas anteriores, se consultará la norma actualmente vigente, o en su caso, el equivalente de normatividad internacional.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

Las características biológicas y fisiográficas del sitio (Localizaciones existentes), son presentadas en el capítulo IV, donde se manifiesta la presencia de vegetación sensible (manglar). El suministro de servicios ambientales del sitio que será ocupado por la construcción de las instalaciones del proyecto (equipos de perforación, peras de pozos y ductos de transferencia de producto) es relativamente bajo con respecto al área total del proyecto y por consiguiente del Sistema Ambiental Regional. Todos los escenarios presentados en este capítulo, describen la magnitud de las consecuencias en el área del proyecto y las áreas aledañas que serían afectadas en caso de ocurrir cualquiera de los eventos simulados. Por lo consiguiente, se prevé los posibles efectos siguientes:

- La provisión de servicios ambientales más relevantes, como la captación de agua y la conservación del suelo, resultado de la transformación del área de proyecto, no serán afectados en forma considerable debido a la relativa baja superficie que ocupará el proyecto con respecto al Sistema Ambiental Regional. Sin embargo, en caso de presentarse alguno de los eventos más desastrosos simulados (evento de descontrol de pozo, de ruptura total de ducto sobre suelo natural y de ruptura total de ducto con el material dispersado sobre agua), dichos servicios ambientales se verían comprometidos en una superficie similar a la de los radios de afectación calculados en el presente capítulo. Adicionalmente, la afectación por contaminación al migrar el hidrocarburo al agua e infiltrarse al suelo, sería de consecuencias graves para la vegetación.
- Con las actividades de mitigación y control propuestas, realizadas durante y al término del proyecto, y junto con el programa de restauración ecológica de las áreas que serán ocupadas por las instalaciones de extracción de hidrocarburos, se tendrá una buena recuperación del sitio, lo cual viene acompañado de beneficios

ecológicos al medio, protección del suelo, captación de agua, protección a la biodiversidad y aumento de la misma, e incidencia positiva en la fauna.

- En cuanto a las recomendaciones propuestas, si estas se atiendan de forma correcta, los riesgos de que ocurra alguno de los eventos simulados disminuirá de forma substancial al grado de que estas ocurran con una frecuencia de 1 vez cada 100 años, evitando las afectaciones al Sistema Ambiental Regional antes descritas. De tal manera, con la aplicación de estas medidas las afectaciones al medio biótico y al Sistema Ambiental Regional presentadas en las simulaciones realizadas en el presente capítulo, podrían evitarse o mitigarse al máximo.