



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)”



CAPÍTULO II ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

**MANIFESTACIÓN DE IMPACTO
AMBIENTAL – REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.**

**“Exploración y Extracción de
Hidrocarburos en yacimientos
convencionales terrestres bajo la
modalidad de licencia en el Bloque 12
(Área Contractual CS-04)”**



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



1 Contenido

2 DESCRIPCIÓN DE LAS ZONAS DE PROTECCIÓN EN TORNO A LAS INSTALACIONES.....	4
2.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN	4
2.2 JERARQUIZACIÓN DE RIESGOS.....	9
2.3 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE RIESGOS A SIMULAR.....	45
2.4 ESCENARIOS DE RIESGO	48
2.4.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN.....	48
2.4.2 OLEODUCTOS, Y LINEAS DE 8,10 Y 12 PULGADAS	50
2.5 SIMULACIÓN DEL O LOS EVENTOS DE RIESGO	63
2.5.1 Tiempo de duración del accidente	63
2.5.2 Efectos térmicos sobre los materiales.....	64
2.5.3 Daño a personas.	66
2.5.4 Incendio por fuga de gas asociado	67
2.5.5 Explosión por fuga de gas asociado (Nube Explosiva)	68
2.5.6 Incendio.....	68
2.5.7 Incendio de charco (Pool Fire).....	69
2.5.8 Bola de fuego (fire ball).....	69
2.5.9 Dardo de fuego (jet fire).....	70
2.5.10 Flamazo (flash fire).....	70
2.5.11 Dispersión de nube tóxica / inflamable.....	73
2.5.12 Explosión de nube de gas no confinada (UVCE) y confinada (VCE).....	74
2.6 DESCRIPCIÓN DEL PROGRAMA COMPUTARIZADO DE SIMULACIÓN DE RIESGOS PHAST VERSION 7.11	77
2.6.1 Criterios de cálculo	77



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



2.6.2	Análisis de consecuencias de hipótesis propuestas.....	78
2.7	EVENTOS SIMULADOS Y RESULTADOS OBTENIDOS.....	82
2.7.1	PARA EQUIPO DE PERFORACIÓN	82
2.7.2	PARA DUCTOS DE 8, 10 Y 12 PULGADAS DE DIÁMETRO NOMINAL	84
2.7.3	TABLA DE RESULTADOS CONFORME A GUÍA DE ESTUDIO DE RIESGO 89	
2.8	EFFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL	113

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

2.1 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, de acuerdo a la guía de Estudios de Riesgo Nivel 2 (SEMARNAT)

	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.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



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 basamento 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 penisismica 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 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.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



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 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).

2.2 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.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



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.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL – REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos en yacimientos convencionales terrestres bajo la modalidad de licencia en el Bloque 12 (Área contractual CS-04)"

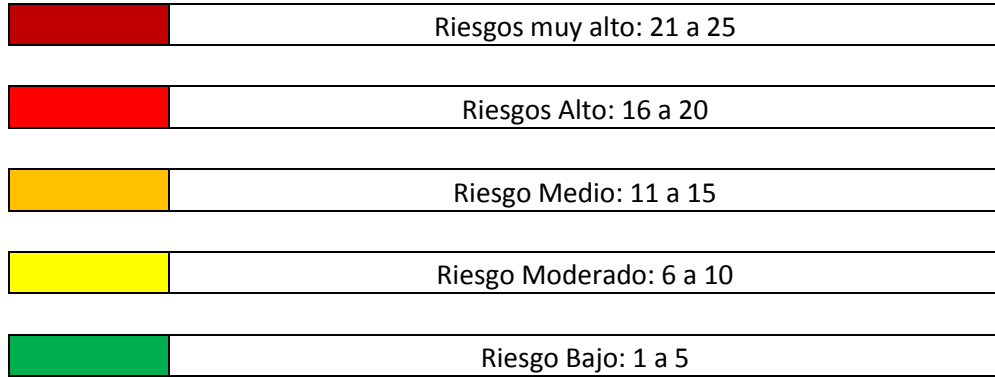


El producto de la probabilidad y la gravedad de las consecuencias anteriormente estimadas, permitió la estimación del riesgo ambiental para cada escenario de riesgo, donde el Riesgo es igual a Frecuencia x Consecuencias (R = F x C).

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. Estas matrices se tomarán de base del documento GUIA OPERATIVA PARA REALIZAR ANÁLISIS DE RIESGOS DE PROCESOS EN LOS PROYECTOS Y/O INSTALACIONES DE PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN con clave GO-SS-TC-0002-2015. Adicionalmente como referencia se utilizó el Estándar internacional NORSOK STANDARD Z-013 Rev. 2, 2001-09-01 Risk and emergency preparedness analysis.

		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 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	Línea de stand pipe, barrena de perforación.	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.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
				6.-Daño al medio ambiente.
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 desprendimiento de herramientas	1.-Retraso de operaciones. 2.-Pérdida de equipos y/o herramientas. 3.-Pozo desviado. 4.- Perdida 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. 5.-Retraso de operaciones.
8		1.3: Más velocidad de penetración en ritmo de penetración de la sarta de perforación.	1.-Cambio de reología de la formación.	1.-Atrapamiento de sarta. 2.-Pérdida de herramienta y equipo.
9		1.3: Más velocidad de penetración en ritmo de la sarta de perforación.	1.-Cambios de formación del pozo.	1.-Aumento de densidad equivalente de circulación 2.-Elevación de amperaje en el VFD. 3.-Aumento de nivel en presas de lodo.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
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 circonica
				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).	1.-Pérdida de herramientas de Perforación.
				2.- Ruptura de Sartas.
			2. Por falta de limpieza del pozo.	3.-Retraso de operaciones.
				4.-Retraso de operaciones.
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.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
				3-Daños al personal. 4._Formacion de nube de gas. 5.-Probable incendio y/o explosión. 6.-Retraso de operaciones.
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.
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.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
				2.- Empacamiento de tubería
				3. Pérdida de hidrostática de la columna.
				4.-Retraso de operaciones.
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.	1.- Atrapamiento de sarta.
			2. Por pérdida de hidráulica de la barrena.	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

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
				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.
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				1.-Daños a los equipos.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
	<p>NODO 2.-SISTEMA DE LODO DE ALTA PRESIÓN</p> <p>Manifold de estrangulación, separador de gas lodo, manifold de stand pipe, bombas de lodo de alta presión.</p>	2.1: Más presión en bombas de lodo.	1. Taponamiento en la tobera.	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.
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
29	<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>	3.2. 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.
			2. Válvula abierta	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				1.-Posible brote.

No	Nodo	Desviación	Causas (s)	Consecuencia (s)
33		3.3: Bajo nivel en presas de lodo.	1.-Por pérdida parcial o total de circulación en el pozo	2.-Posible atrapamiento de sarta 3.-Retraso de operaciones
		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.
		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.
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.

TABLA 5 Escenarios de riesgo y su magnitud evaluada en la metodología Hazop PARA UN EQUIPO DE PERFORACIÓN

NODO 1 : PISO DE PERFORACIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
1	Peso	Menos	1.- Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite).	1.-Lesión al personal. 2.-Incendio y/o explosión. 3.-Daño al equipo. 4.-Retraso de operaciones. 5.-Daño al medio ambiente. 6.-Descontrol de pozo.	1.- Contador de EPM. 2.-Programa de pozo. 3.-Indicador de flujo en línea de flote. 4.-Indicador en nivel de presas de lodo. 5.-Balanza "BAROID". 6.-Detectores de gas (H ₂ S y gas combustibles). 7.-Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) 8.-Alarmas audibles y visibles. 9.-Equipos de conexión superficial. 10.- Líneas de flote. 11.- Parámetro en tiempo real, monitoreo oficina COMPANY MAN. 12.-Separador gas / lodo en piso de perforación. 13.-Indicador de peso. 14.- Tanque de viajes. 15.- Personal capacitado para la operación 16.- Unidad para operar preventores. 17. Preventores. 18.- Unidad de alta. 19.- Simulacros.	B
2			2.-Pérdida de herramientas (tubería) por falla de unión de tubería.	1.-Retraso de operaciones. 2.-Pérdida de equipos y/o herramientas. 3.-Pozo desviado por no recuperar herramienta.	1.-Manómetros de apriete en consola. 2.-Arturito, llaves de fuerza según diámetro de tubería. 1.-Sensores de torque. 2.-Indicador de presión de la llave de fuerza. 3.-Indicador de peso.	C
3			3.-Descalibración del sistema de monitoreo de parámetros (peso, torques).	1.-Pérdida de presión. 2.-Daños a los equipos y/o herramientas. 3.-Desconexión de juntas. 4.-Retraso de operaciones. 5.-Pérdida de equipos y/o herramientas.	1.-Manómetros de apriete en consola. 2.-Arturito, llaves de fuerza según diámetro de tubería. 1.-Sensores de torque. 2.-Indicador de presión de la llave de fuerza. 3.-Indicador de peso.	C
4	Peso	Más	1.-Por pérdida total del fluido de perforación por condiciones naturales del pozo (caverna).	1.-Descontrol de pozo. 2. Atrapamiento de sarta por falta de circulación. 3.-Daño al personal. 4.-Incendio y/o explosión. 5.-Daño al equipo. 6.-Retraso de operaciones.	1.-Contador de EPM. 2.-Programa de pozo. 3.-Indicador de flujo en línea de flote. 4.-Indicador en nivel de presas de lodo. 5.-Balanza "BAROID". 6.-Detectores de gas (H ₂ S y gas combustibles).	B

NODO 1 : PISO DE PERFORACIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
				7.-Daño al medio ambiente.	7.-Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) 8.-Alarmas audibles y visibles. 9.-Equipos de conexión superficial. 10.- Líneas de flote. 11.- Parámetro en tiempo real, monitoreo oficina COMPANY MAN. 12.-Separador gas / lodo en piso de perforación. 13.-Indicador de peso. 14.- Tanque de viajes. 15.- Personal capacitado para la operación 16.- Unidad para operar preventores. 17. Preventores. 18.- Unidad de alta. 19.- Simulacros.	
5	Peso	Más	2.-Atrapamiento de sarta.	1.- Pérdida de circulación (posibilidad de fractura de formación). 2.- Brote y/o descontrol de pozo. 3.- Daño al personal. 4.- Daño al medio ambiente. 5.- Daño al equipo. 6.- Retraso de operación	1.-Indicadores de parámetros de perforación (Indicador de revoluciones/torque de top drive, peso, amperaje). 2.- Parámetro en tiempo real monitoreo oficina COMPANY MAN 3.- Unidad para operar preventores 4.- Simulacros.	B
6	Peso	Más	3.-Brote con manifestación de gas.	1.- Descontrol de pozo. 2.-Daño a la instalación. 3.-Daño a equipo. 4.-Daños al personal. 5.-Incendio y/o explosión. 6.-Retraso de operaciones. 7.-Daño al medio ambiente.	1.-Indicadores de peso. 2.-Indicador de EPM. 3.-Indicador de nivel en presas de lodo. 4.-Detectores de gas (H ₂ S y gas combustibles). 5.-Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) 6.-Alarmas audibles y visibles. 7.-Equipos de conexión superficial. 8.- Unidad para operar preventores. 9.- Unidad de alta para matar el pozo. 10.- Tanque de viajes. 11.- Simulacros.	B
7	Peso	Más	1.-Cambio de formación del pozo.	1.- Incremento de sólidos en el fluido. 2.- incremento de la DEC con posible pérdida de circulación o fractura de formación. 3.- Pérdida de columna hidrostática con potencial de brote y/o descontrol de pozo. 4.-Atrapamiento de sarta. 5.-Retraso de operaciones.	1.- Programa de pozo. 2.-Indicador de peso. 3.-Indicador de torque. 4.-Indicador de RPM. 5.-Indicador de flujo en línea de flote. 6.-Detector de gas. 7.-Contador de EPM. 8.- Parámetro en tiempo real monitoreo oficina COMPANY MAN 9.- Tanque de viajes.	C

NODO 1 : PISO DE PERFORACIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
8	Velocidad	Más	2.-Brote.	1.-Descontrol de pozo. 2. Atrapamiento de sarta. 3.-Pérdida de herramienta y equipo. 4.-Retraso de operaciones.	1.-Indicador de peso. 2.-Indicador de torque. 3.-Indicador de RPM. 4.-Indicador de flujo en línea de flote. 5.-Detector de gas. 6.-Contador de EPM. 7.- Parámetro en tiempo real monitoreo oficina COMPANY MAN 8.- Tanque de viajes. 9.- Cabeza rotatoria 10.- Simulacros.	C
9	Velocidad	Más	3.-Cambios de formación.	1.-Aumento de densidad equivalente de circulación. 3.-Variación de nivel en presas de lodo.	1.-Indicadores de presión en bomba de lodo. 2.-Contador de EPM. 3.-Indicador de revoluciones en la rotaria. 4.-Indicador de peso en la sarta. 5.-Indicador de nivel en presas de lodo. 6.- Detector de gas. 7.- Limpia lodos. 8.- Centrífuga de alta.	C
10	Velocidad	Menos	1.- Cambio de formación del pozo.	1.-Retraso de operaciones.	1.-Indicador de peso. 2.-Indicador de torque. 3.-Indicador de RPM. 4.-Indicador de flujo en línea de flote 5.-Indicadores de nivel de presas de lodo 6.-Detector de gas. 7.-Contador de EPM. 8.- Top drive para reparar más longitud.	C
11	Torque	Más	1.-Por derrumbe de las paredes de pozo (formaciones inestables). 2.- Por falta de limpieza del pozo.	1.-Pérdida de herramientas de Perforación. 2.-Retraso de operaciones.	1.-Indicadores de peso. 2.-Sensor de revoluciones de top drive. 3.- indicador de Torque 4.- Limitador del torque.	C
12	Torque	Más	1.- Formaciones de mayor/menor resistencia a la penetración.	1.-Pérdida de herramientas de Perforación. 2.-Retraso de operaciones.	1.-Indicadores de peso. 2.-Sensor de revoluciones de top drive. 3.- indicador de Torque 4.- Limitador del torque.	A

NODO 1 : PISO DE PERFORACIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
13	Flujo	Más	1.-Por incorporación de fluidos de la formación (gas, agua o aceite).	1.-Derrame en presas. 2.-Daños al medio ambiente. 3.-Daños al personal. 4.-Probable incendio y/o explosión. 5.-Posible brote y descontrol de pozo. 6.-Retraso de operaciones.	1.-Indicador de flujo de línea de flote. 2.-Detectores de gas (H ₂ S y gas combustibles). 3.-Indicador de nivel en presas de lodo. 4.-Contador de EPM. 5.-Preventores. 6.-unidad para operar preventores. 7.- Cámara en presas y línea de flote. 8.- Entrenamiento de personal 9.- Cuadro de roles y funciones 10 Procedimientos operativos específicos del equipo de perforación. 11.- Unidad de alta. 12.- Preventores. 13.- Unidad para operar preventores	A
14	Flujo	Menos	1.-Por pérdida total o parcial por condiciones naturales del pozo (caverna).	1.-Brote y descontrol de pozo. 2.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación. 3.-Lesión al personal. 4.-Incendio y/o explosión. 5.-Daño al equipo. 6.-Retraso de operaciones. 7.-Daño al medio ambiente.	1.-Indicador de flujo en línea de flote. 2-Indicador de nivel en presas de lodo. 3-Indicador de EPM. 4.-Tanques de viaje de flote. 5.- conexiones superficiales de control. 6.- Entrenamiento de personal 7.- cuadro de roles y funciones 8 procedimientos operativos específicos del equipo de perforación 9.- Unidad de cementación. 10.- Cabeza rotatoria. 11.- Simulacros.	A
15	Flujo	Menos	2.- Por pérdida de lodo inducida total o parcial.	1.-Brote o descontrol de pozo. 2.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación. 3.-Lesión al personal. 4.-Incendio y/o explosión. 5.-Daño al equipo. 6.-Retraso de operaciones. 7.-Daño al medio ambiente.	1.-Indicador de flujo en línea de flote. 2-Indicador de nivel en presas de lodo. 3-Indicador de EPM. 4.-Tanques de viaje. 5.- conexiones superficiales de control. 6.- Entrenamiento de personal 7.- cuadro de roles y funciones 8 procedimientos operativos específicos del equipo de perforación 9.- Unidad de cementación 10.- Simulacros.	A
16	Flujo	Menos	3.-Falla en las bombas de lodo.	1.-Atrapamiento de sarta por falta de circulación. 2.-Brote y descontrol de pozo. 3.-Lesión al personal. 4.-Incendio y/o explosión. 5.-Daño al medio ambiente.	1.-Indicador de EPM. 2.-Indicador de nivel en presas de lodo. 3.-Detectores de gas (H ₂ S y gas combustibles). 4.-Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) 5.-Alarmas audibles y visibles.	D

NODO 1 : PISO DE PERFORACIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
				6.-Daño al Equipo. 7.-Retraso de operaciones.	6.-Equipos de conexión superficial. 7.- 3 Bombas de lodo disponibles. 8.- Unidad para operar preventores. 9.- Conexiones superficiales de control. 10.- Entrenamiento de personal 11.- Cuadro de roles y funciones 12.- Procedimientos operativos específicos Del equipo de perforacion 13.- Unidad de cementación 10.- Simulacros.	
17	Presión	Más	1.- Por formación geológica presente con presión más alta de la esperada	1.- Brote o descontrol de pozo. 2.-Daños a los equipos por exceder capacidad operativa. 3.-Retraso de operaciones. 4.- Incendio y/o explosión. 5.- Daño al personal. 6.- Daño al medio ambiente.	1.-Indicadores de presión del pozo. 2.-Indicadores de presión de la sarta. 3.- Válvula de seguridad de bombas. 4.- Programa de pozo. 5. Estudios geológicos previos a la perforación. 6.- Fluido de perforación adecuado. 7.- Unidad de cementación 8.- Procedimientos operativos. 9.- Unidad para operar preventores 10 Equipos de control superficial. 11.- Simulacros.	A
18	Presión	Más	2.-Por taponamiento de tobera	1.-Daños a los equipos por exceder capacidad operativa. 2.-Retraso de operaciones. 3.- Daño al personal.	1.-Indicadores de presión del pozo. 2.-Indicadores de presión de la sarta. 3.- Válvula de seguridad de bombas. 4.- Programa de pozo. 5. Estudios geológicos previos a la perforación. 6.- Fluido de perforación adecuado. 7.- Procedimientos operativos.	C
19	Presión	Más	3.- Incremento de sólidos en espacio anular	1.-Daños a los equipos por exceder capacidad operativa. 2.-Retraso de operaciones. 3.- Daño al personal.	1.-Indicadores de presión del pozo. 2.-Indicadores de presión de la sarta. 3.- Válvula de seguridad de bombas. 4.- Programa de pozo. 5. Estudios geológicos previos a la perforación. 6.- Fluido de perforación adecuado. 7.- Procedimientos operativos. 8.- Monitoreo de los lodos. 9.- Sistema de control de sólidos.	C

NODO 1 : PISO DE PERFORACIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
20	Presión	Menos	1.-Por desprendimiento de tobera.	1.-Retraso de operaciones.	1.- Indicadores de presión del pozo. 2.-Indicadores de presión de la sarta. 3.- programa de pozo. 4. Estudios geológicos previos a la perforación. 5.- Fluido de perforación adecuado 6.- Unidad de cementación 7.- Procedimientos operativos	C
21	Presión	Menos	2.- Pérdida de circulación en formación.	1.-Brote y descontrol de pozo. 2.- Incendio 3.-Retraso de operaciones. 4.-Daño de equipo. 5.- Daño al personal. 6.- Daño al medio ambiente.	1.-Indicadores de presión del pozo. 2.-Indicadores de presión de la sarta. 3.- Programa de pozo 4. Estudios geológicos previos a la perforación. 5.- Fluido de perforación adecuado 6.- Unidad de cementación 7.- Procedimientos operativos 8.- Unidad para operar preventores 9.- Equipos de control superficial. 10.- Simulacros.	B
22	Presión	Menos	3.-Por lavamiento de juntas.	1.-Retraso de operaciones. 2.-Pérdida de equipo. 3.- Atrapamiento de sarta por derrumbe.	1.-Indicadores de presión del pozo. 2.-Indicadores de presión de la sarta. 3.- Programa de pozo 4. Estudios geológicos previos a la perforación. 5.- Fluido de perforación adecuado 6.- Unidad de cementación 7.- Procedimientos operativos 8.- Unidad para operar preventores 9.-Equipos de control superficial.	B
23	Presión	Más	1.-Taponamiento en la tobera.	1.-Represionamiento en stand pipe. 2.-Daños a los equipos. 3.-Retraso de operaciones. 4.-Ruptura de líneas de manejo de fluidos. 5.- Daño al personal.	1.-Indicador de presión del pozo. 2.-Indicador de presión de las bombas. 3.- Válvula de seguridad en bombas. 4.- Manguera certificada. 5.- Línea de seguridad en manguera.	B
24	Presión	Más	2.- Empacamiento de sarta.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones.	1.-Indicador de presión del pozo. 2.-Indicador de presión de la sarta. 3.- Válvula de seguridad en bombas. 4.- Procedimientos operativos. 5.- Monitoreo de lodos.	C



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



NODO 2: SISTEMA DE LODOS DE ALTA PRESIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
25	Presión	Más	1.-Taponamiento en la tobera.	1.-Daños a los equipos. 2.-Retraso de operaciones. 3.-Ruptura de líneas de manejos de fluidos. 4.- Daños al personal.	1.-Indicador de presión del pozo. 2.-Indicador de presión de las bombas. 3.- Válvula de seguridad.	C
26	Presión	Más	2.- Problemas en el pozo.	1.- Retraso de operaciones. 2.- Daños a los equipos. 3.-Ruptura de líneas de manejos de fluidos. 4.- Daños al personal.	1. – Indicadores de presión de las bombas. 2. – Válvula de seguridad de las bombas.	C
27	Presión	Más	3. Válvula cerrada.	1.-Ruptura de líneas de manejos de fluidos. 2.-Retraso de operaciones. 3.- Daño a equipos. 4.- Daños al personal.	1. –indicadores de presión de las bombas. 2. – válvula de seguridad de las bombas.	C

NODO 3: SISTEMA DE LODOS DE ALTA PRESIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
28	Temperatura	Más.	1.- Formación de alta temperatura en el pozo.	1.- Formación de nube toxica en área de presas 2.- posible incendio 3.- Fluido emulsionado en punto de autoignición. 4.- Daños al personal. 5.- Daños a la instalación.	1.-Análisis de lodo por parte del químico. 2.-Detectores de gas (H ₂ S y gas combustibles). 3.-Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma). 4.-Alarmas audibles y visibles. 5.- Estudio de riesgo de incendio.	D
29	Nivel	Alto	1.-Generación de fluido.	1-Daños al personal. 2.-Daños a los equipos. 3.-Daños al medio ambiente. 4.-Pérdida de producción. 5.-Probable incendio y/o explosión. 6.-Derrame en presas de lodo.	1.-Indicadores de peso. 2.-Indicador de EPM. 3.-Indicador de nivel en presas de lodo. 4.-Detectores de gas (H ₂ S y gas combustibles). 5.-Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma). 6.-Alarmas audibles y visibles. 7.- Control remoto para operar BOP.	C
30	Nivel	Alto.	2.-Comunicación entre presas.	1.-Derrame en presas de lodo. 2.-Daños al medio ambiente. 3.-Probable incendio y/o explosión.	1.-Indicador de nivel en presas de lodo. 2.-Alarmas audibles y visibles. 3.- Personal capacitado y con experiencia. 4.- Equipo Contra incendio	C
31	Nivel	Alto.	3.-Bombeo de barco lodero a presas de trabajo.	1.-Derrame de fluidos de perforación. 2.-Daños al medio ambiente. 3.-Incendio y/o explosión.	1.-Indicador de nivel en presas de lodo. 2.- Comunicación por radio con barcos. 3.-Alarmas audibles y visibles. 4.- Personal capacitado y con experiencia. 5.- Equipo Contra incendio	C
32	Nivel	Alto.	4.- Brote.	1.- Descontrol de pozo. 2.-Daños al medio ambiente. 3.- Daños al personal. 4.- Incendio y explosión.	1.-Indicadores de presión del pozo. 2.- Indicadores de nivel en presas de lodo. 3.- Programa de pozo. 4. Estudios geológicos previos a la perforación. 5.- Fluido de perforación adecuado 6.- Unidad de cementación 7.- Procedimientos operativos. 8.- Unidad para operar preventores 9.-Equipos de control superficial. 10.- Simulacros.	C

NODO 3: SISTEMA DE LODOS DE ALTA PRESIÓN						
No.	Variable	Palabra Guía	Causa (1)	Consecuencias	Salvaguardas/ Barreras	MR
33	Nivel.	Bajo.	1.-Por pérdida total o parcial de circulación en el pozo	1.-Posible brote. 2.-posible atrapamiento de sarta 3.- Retraso de operaciones	1.-Indicador de EPM. 2.-Indicador de nivel en presas de lodo. 3.-Alarmas audibles y visibles. 4.- Personal capacitado y con experiencia.	C
34	Densidad.	Alta.	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.	1.-Revisión continua del sistema de control de sólidos. 2.- Monitoreo continuo de condiciones de lodo con balanza y análisis de lodo	B
35	Densidad.	Baja.	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 y descontrol de pozo. 4.-Retraso de operaciones.	1. monitoreo de luidos de perforación. 2. personal con experiencia 3. equipos de control de sólidos. 4.- Simulacros.	C
36	Presión	Más.	1.-Taponamiento en líneas de estrangulación.	1.-Fractura de la formación. 2.- Descontrol. 3-Retraso de operaciones. 4.-Daño al equipo. 5.- Daños al personal. 6.- Daño al medio ambiente.	1.-Válvulas del árbol de estrangulación. 2.-Indicador de presión del árbol de estrangulación. 3.-Prueba de goteo 4.- personal capacitado	D
37	Tensión	Más	1.-Atrapamiento de sarta.	1.-Pérdida de equipos y/o herramientas. 2.-Retraso de operación.	1.-Indicadores de peso.2.-Indicador de revoluciones de top drive.3.-Contador de EPM.4.- Válvula de seguridad.	D



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



TABLA 6 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.pérdida 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 COMPANY MAN. 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

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
2.-Falla en el cuarto de control de energía eléctrica (SCR).	<ol style="list-style-type: none"> 1.-Pérdida de suministro eléctrico. 2.-Corto circuito en el cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 3.-Falla en el sistema de aire acondicionado del cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 4.-Falla electrónica en tablero de instrumentos del cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 5.-Error humano. 	<ol style="list-style-type: none"> 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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1.-Generación eléctrica redundante. 2.-Conexiones superficiales de control. 3.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador y oficina del COMPANY MAN. 4.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas. 5.-Procedimiento para control de rotes 6.-Programa de pruebas a conexiones superficiales de control. 7.-Programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control. 8.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador 9.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 10.-Programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores. 11.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado del cuarto de control de energía eléctrica (SCR). 12.- Programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección gas, fuego y alarmas 13.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación. 	C
3.-Falla en el conjunto de preventores. <ul style="list-style-type: none"> • Anular o esférico. • Doble. • carrete • Doble. 	<ol style="list-style-type: none"> 1.-Pérdida de suministro eléctrico. 2.-Pérdida del suministro hidráulico. 3.-Pérdida de suministro neumático. 4.-Daño mecánico en las válvulas de control para operar preventores. 5.-Daño mecánico en la pista y sello de los preventores. 6.-Cierre inadecuado en el preventor por daño en el empaque o sello. 7.-Error humano. 	<ol style="list-style-type: none"> 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. 	<ol style="list-style-type: none"> 1.-Generación eléctrica redundante. 2.-Conexiones superficiales de control. 3.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador 4.-Sistemas de detección de gas, fuego y alarmas. 5.-Válvula de pie (diámetros adecuados). 6.-Procedimiento para control de brotes 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 detección gas, fuego y alarmas 13.-Programa de mantenimiento preventivo a compresores de aire. 14.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación. 	A

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
<p>4.-Falla del sistema de fluidos de perforación.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Bombas de lodos. • Desarenador. • Desarcillador. • Desgasificador. • Separadores de sólidos. • Temblorinas. • Centrifugas. • Presas de lodos. • Sistema hidráulico de abastecimiento (bombas, válvulas, tuberías). 	<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> <p>11.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador</p> <p>12.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>13.-Programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores.</p> <p>14.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección de gas, fuego y alarmas.</p> <p>15.-Programa de mantenimiento preventivo al sistema de fluidos de perforación.</p> <p>16.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.</p>	C
<p>5.-Falla en el malacate principal de perforación.</p>	<p>1.-Pérdida de suministro eléctrico.</p> <p>2.-Pérdida de suministro neumático</p> <p>3.-Pérdida de suministro hidráulico</p> <p>4.-Falla eléctrica en el motor del malacate.</p> <p>5.-Ruptura del cable de perforación.</p> <p>6.-Daño mecánico en el motor del malacate y componentes.</p> <p>7.-Falla en el sistema de frenado.</p> <p>8.-Error humano.</p>	<p>1.-Daños al personal por caída de objetos, incendio y/o equipos descontrol de pozo.</p> <p>2.-Daño a la instalación por incendio, explosión o descontrol de pozo.</p> <p>3.-Daños a la instalación por caída de objetos y/o equipos.</p> <p>4.-Daño al medio ambiente por derrame de hidrocarburos.</p> <p>Posible contaminación de agua y suelo natural.</p> <p>5.-Retraso operativo.</p>	<p>1.-Generación eléctrica redundante.</p> <p>2.-Freno de corona Crown-saver del malacate.</p> <p>3.-Limit switch (Válvula Togle) en el tambor del malacate (dos camas o vueltas).</p> <p>4.-Software para el sistema de frenado del malacate (Kems) crown-saver & floor-saver</p> <p>5.-Sistema de monitoreo y paro de emergencia en cabina del perforador</p> <p>6.-Certificado de calidad del cable de perforación.</p> <p>7.-Procedimiento para control de brotes</p> <p>8.-Programa de deslizamiento y corte del cable de perforación.</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 al malacate de perforación.</p> <p>11.-Programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de energía eléctrica (SCR).</p> <p>12.-Programa de mantenimiento preventivo a los motogeneradores.</p> <p>13.-Programa de mantenimiento preventivo a compresores de aire.</p> <p>14.-Personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.</p>	C

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	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 COMPANY MAN. 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 COMPANY MAN. 10.-Programa de mantenimiento preventivo a los moto generadores. 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. 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.	C
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). 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.	D



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
8.-Falla en el stand pipe.	1.-Pérdida de suministro 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 7 Resumen de la Ponderación de los escenarios mediante el desarrollo Hazop. EQUIPO DE PERFORACION

GLOBAL				Porcentaje
A	Riesgo No Tolerable	5		13.5%
B	Riesgo indeseable	8		21.6%
C	Riesgo aceptable con controles	20		54.1%
D	Riesgo Tolerable	4		10.8%
TOTAL		37		100.0%

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.

TABLA 8 Porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados mediante la metodología Hazop equipo de perforación.

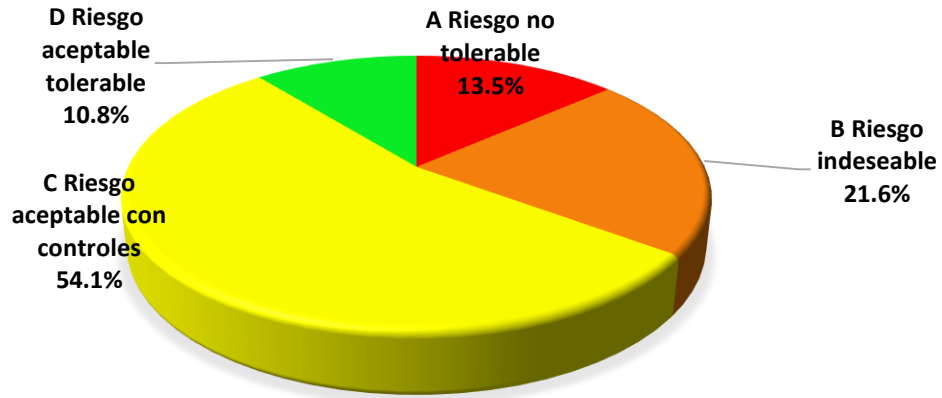
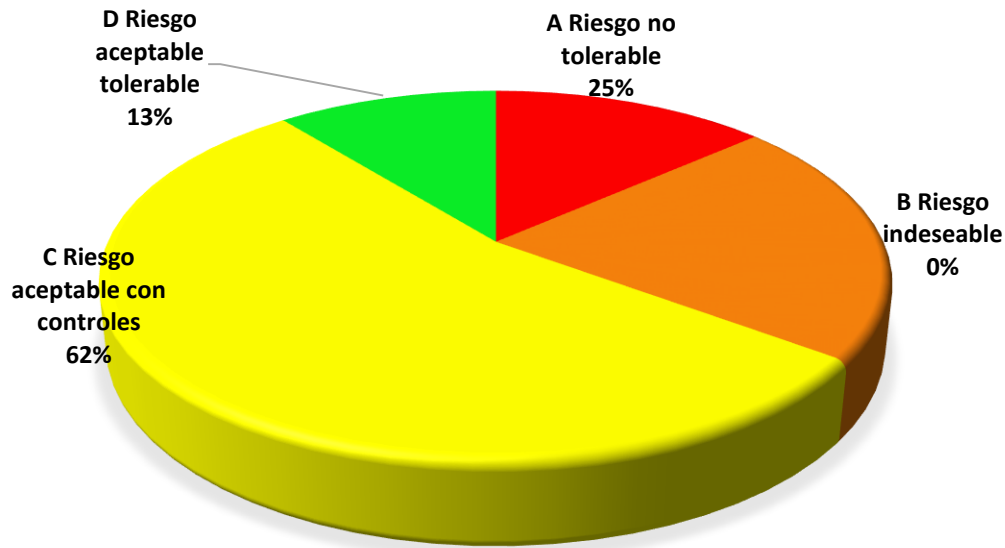


TABLA 9 Ponderación mediante el desarrollo del ¿Qué pasa si...? EQUIPO DE PERFORACION

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.

TABLA 10 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 que pasa si?. Aplicados a la operación de un DUCTO que sale del límite de batería en la pera de perforación. Para el Bloque 12, esta pera se define para la presente evaluación la ubicada en la localización del pozo Chalca 1, ubicada en las coordenadas Latitud 17°31'51.31"N y Longitud 94°41'9.57"O.

TABLA 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
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 	<p>Pérdidas de Producción.</p> <p>Posible contaminación de suelo natural</p>	<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			

¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
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
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
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 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. 	<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 • Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. • Personal certificado para manejo de grúas y maniobras. 	B
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. • Posible contaminación de suelo natural y/o cuerpo de agua. 	<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

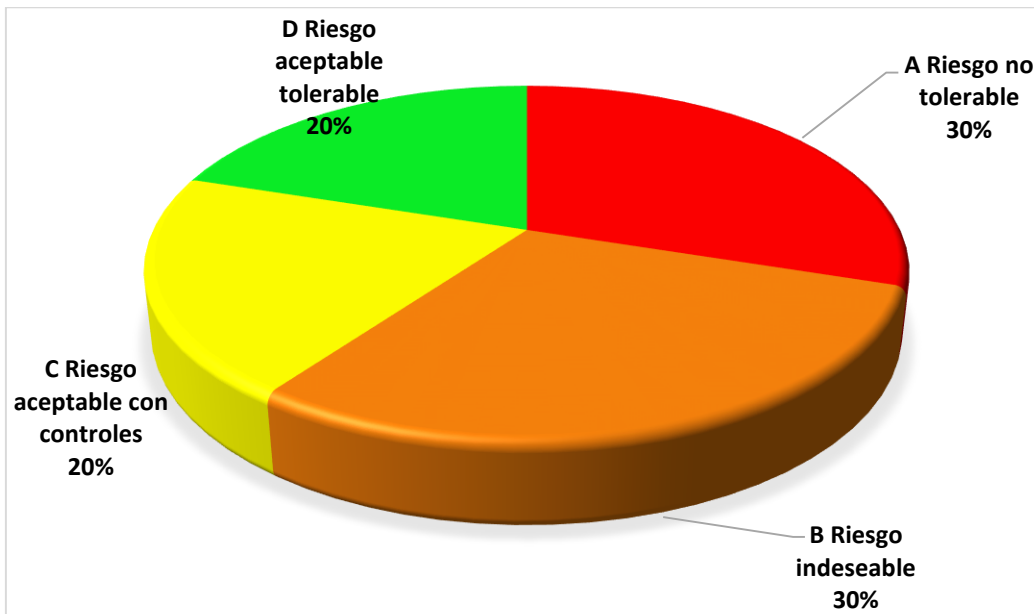
¿Qué pasa si...?	Causas	Consecuencias / peligro	Protecciones / salvaguardas	MR
<ul style="list-style-type: none"> 11. ¿Qué pasa si se presentan fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, huracanes, terremotos, etc.) 	Condiciones climáticas adversas	<ul style="list-style-type: none"> Esfuerzos 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 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	203%
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.

TABLA 13 Porcentaje de los escenarios de riesgos ponderados mediante la metodología que pasa si equipo de perforación.



2.3 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 analizado, 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-GDOESSPA-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 14 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. Diámetro equivalente de fuga.
Caso alternativo	Tóxicas e inflamables explosivas	Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto	Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos y activos.
Caso más probable	Toxicas e inflamables explosivas		Condiciones ambientales y tipo de área de localización de la instalación. Condiciones meteorológicas al momento de la fuga del material o sustancia peligrosa. Diámetro equivalente de fuga. Se toman en cuenta los sistemas de seguridad pasivos y activos.

(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 siguiente Tabla se muestran los valores umbrales de referencia adoptados en este estudio para una radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica sobre personas.

Tabla 15 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:

EQUIPO DE PERFORACIÓN

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.

OLEOGASODUCTOS DE 8, 10 ó 12 PULG. DE DIÁMETRO NOMINAL

1. 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.
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 agua acumulada en suelo pantanoso y mangle (pantano/manglar).

2.4 ESCENARIOS DE RIESGO

2.4.1 EQUIPO DE PERFORACIÓN

El **evento 1** se refiere 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.

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 más 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 16 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleo gasoducto

Nombre del simulador utilizado	Instalación	Clave del escenario	Nombre del escenario de riesgo
PHAST 7.01	Equipo de perforación.	PERF-B12	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)	36
Humedad relativa (%)	100%
Presión atmosférica (PSI)	14.6959
Tipo de área en la que se encuentra la instalación:	Suelo Natural/Arena

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

Velocidad del viento (m/s)	5
Dirección del viento	Noreste
Estabilidad atmosférica (PASQUILL)	D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento

Material o sustancia peligrosa bajo estudio.

Nombre	Hidrocarburo
Componente y % de la mezcla	
Fase	Líquido-Gaseoso
Inventario de fuga (kg)	1100 kg

Características del sitio en el que se encuentra el recipiente.

Área del dique (m)	N/A
Tipo de superficie sobre la que se encuentra el recipiente:	Tierra seca: <u> X </u> , Tierra húmeda: <u> </u> , Concreto: <u> </u> , Otra: <u>Acero al carbón</u>

Datos del recipiente y características de la fuga.

Tipo de recipiente	Vertical: <u> </u> , Horizontal: <u> </u> , Esférico: <u> </u> , Otro: <u>45°</u>
Temperatura (°C)	171

Nombre del simulador utilizado	Instalación	Clave del escenario	Nombre del escenario de riesgo
PHAST 7.01	Equipo de perforación.	PERF-B12	Brote con descontrol de pozo y manifestación de gas
Presión (PSI)	50 bar		
Altura hidráulica* (m)	N/A		
Diámetro equivalente de fuga (pulgadas)	127mm		
Dirección de la fuga:	Vertical: __, Horizontal: __, Hacia abajo: __, Golpea contra: __, Inclinada: _45°_		
Masa del inventario	30,000 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.

2.4.2 OLEODUCTOS, Y LINEAS DE 8,10 Y 12 PULGADAS

El evento 1 ,3 Y 5 se refiere a la posibilidad de que se fugue todo el crudo que transporta el ducto durante un tiempo determinado derivado de una ruptura total de dicho ducto por un golpe externo, vertiendo este material en suelo natural. 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 300 metros. Este evento también representa el evento máximo probable, ya que es el de probabilidad de ocurrencia mínima, pero el de mayores afectaciones.

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 suelo natural.

El evento 2, 4 y 6 se refiere a la posibilidad de que se perfora un orificio de 1 pulg debida a corrosión y sobrepresión, derramando el crudo por un tiempo de 20 minutos debido a que no existen válvulas automáticas de control, vertiendo este material en suelo natural. 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 300 metros fugando durante 20 minutos. Este evento también representa el evento mas probable, ya que es el de probabilidad de ocurrencia mayor, pero el de menores afectaciones.

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 20 a 30 minutos por parte del personal operativo del Bloque para instalaciones no automatizadas, 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.

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 CATASTROFICOS DEL MATERIAL FUGADO, PARA OLEOGASODUCTO DE 8, 10 Y 12 PULG.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



- 1. Ruptura en línea de 8, 10 ó 12 pulgadas de diámetro, posterior a la válvula de seccionamiento en que sale de la pera, 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 17 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto de 8” diámetro nominal

I. Datos del Escenario																																					
Clave: B12-OLEG-8-A	Nombre: Ruptura de Oleogasoducto de 8” ocasionada por impacto externo							CATASTROFICO																													
Descripción: Ruptura Total de oleogasoducto de 8”, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera																																					
Objetivo:	Determinar efectos de Radiación, explosión y Toxicidad (H2S)							Phast 7.11																													
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural																																					
Nombre	Composición:	% molar			% másico			% volumétrico																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Nitrogeno</td><td>0.01</td></tr> <tr><td>Ácido Sulfídrico</td><td>0.01</td></tr> <tr><td>CO2</td><td>0.15</td></tr> <tr><td>Metano</td><td>40.02</td></tr> <tr><td>Etano</td><td>8.31</td></tr> <tr><td>Propano</td><td>5.85</td></tr> <tr><td>N Butano</td><td>3.17</td></tr> </tbody> </table>		Componente	% MOL	Nitrogeno	0.01	Ácido Sulfídrico	0.01	CO2	0.15	Metano	40.02	Etano	8.31	Propano	5.85	N Butano	3.17	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Isobutano</td><td>1.25</td></tr> <tr><td>Pentano</td><td>2.45</td></tr> <tr><td>Ipentano</td><td>1.86</td></tr> <tr><td>Hexano +</td><td>36.92</td></tr> <tr><td>TOTAL</td><td>100</td></tr> </tbody> </table>			Componente	% MOL	Isobutano	1.25	Pentano	2.45	Ipentano	1.86	Hexano +	36.92	TOTAL	100					
Componente	% MOL																																				
Nitrogeno	0.01																																				
Ácido Sulfídrico	0.01																																				
CO2	0.15																																				
Metano	40.02																																				
Etano	8.31																																				
Propano	5.85																																				
N Butano	3.17																																				
Componente	% MOL																																				
Isobutano	1.25																																				
Pentano	2.45																																				
Ipentano	1.86																																				
Hexano +	36.92																																				
TOTAL	100																																				
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.																																					
Presión:	50 kg/cm2	Temperatura:	40 °C	Estado:	Mezcla Líquido y gas																																
Fase de material liberado:			Vapor:		Líquido:		Vapor líquido y	X	40% mol líquido																												
								60%mol Vapor																													
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	X	Otro																														
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:				Largo:	300 m																														
Área equivalente de orificio			8”	Elevación del punto de liberación:			Nivel de piso																														
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal: X		Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada	Angulo																														
Tiempo estimado de liberación:			1200 seg (20 min)	Masa que participa			46,800 kg																														
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno																																					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):					5 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento																																
Temperatura atmosférica:					36°C																																
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):					40°C																																
Humedad atmosférica					100%																																
Tipo de suelo:					Suelo natural (arenoso)																																
Direcciones Reinales / Dominantes del viento:					Noreste																																
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)																																					
VI. Estado finales de análisis																																					

Jet fire: X	Charco de fuego: X	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego:	Nube toxica: X (H2S)
----------------	--------------------	------------------------	-------------------------	--------------------------	-------------------------

Tabla 18 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto de 10” diámetro nominal

I. Datos del Escenario									
Clave: B12-OLEG-10-A	Nombre: Ruptura de Oleogasoducto de 10” ocasionada por impacto externo							CATASTROFICO	
Descripción: Ruptura Total de oleogasoducto de 10”, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera									
Objetivo: Determinar efectos de Radiación, explosión y Toxicidad (H2S)							Phast 7.11		
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural									
Nombre	Composición:		% molar		% másico		% volumétrico		
Componente		% MOL		Componente		% MOL			
Nitrogeno		0.01		Isobutano		1.25			
Ácido Sulfídrico		0.01		Pentano		2.45			
CO2		0.15		Ipentano		1.86			
Metano		40.02		Hexano +		36.92			
Etano		8.31		TOTAL		100			
Propano		5.85							
N Butano		3.17							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.									
Presión:	50 kg/cm2	Temperatura:	40 °C	Estado:	Mezcla Líquido y gas				
Fase de material liberado:			Vapor:	Líquido:	Vapor líquido y		X 40% mol líquido 60%mol Vapor		
Contenedor:	Cilindro	Esfera		Tubería		X	Otro		
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:			Largo:		200 m		
Área equivalente de orificio		10”		Elevación del punto de liberación:			Nivel de piso		
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal: X		Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada	Angulo		
Tiempo estimado de liberación:		1200 seg (20 min)		Masa que participa			46,800 kg		
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno									
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):					5 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento				
Temperatura atmosférica:					36°C				
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):					40°C				
Humedad atmosférica					100%				
Tipo de suelo:					Suelo natural (arenoso)				

Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:					Noreste	
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)						
VI. Estado finales de análisis						
Jet fire: X	Charco de fuego: X	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego:	Nube toxica: X (H2S)	

Tabla 19 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de ruptura de Oleogasoducto de 12” diámetro nominal

I. Datos del Escenario																																			
Clave: B12-OLEG-12-A	Nombre: Ruptura de Oleogasoducto de 12”ocasionada por impacto externo					CATASTROFICO																													
Descripción: Ruptura Total de oleogasoducto de 12”, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera																																			
Objetivo:	Determinar efectos de Radiación, explosión y Toxicidad (H2S)					Phast 7.11																													
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural																																			
Nombre	Composición:	% molar		% másico		% volumétrico																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Nitrogeno</td><td>0.01</td></tr> <tr><td>Ácido Sulfídrico</td><td>0.01</td></tr> <tr><td>CO2</td><td>0.15</td></tr> <tr><td>Metano</td><td>40.02</td></tr> <tr><td>Etano</td><td>8.31</td></tr> <tr><td>Propano</td><td>5.85</td></tr> <tr><td>N Butano</td><td>3.17</td></tr> </tbody> </table>		Componente	% MOL	Nitrogeno	0.01	Ácido Sulfídrico	0.01	CO2	0.15	Metano	40.02	Etano	8.31	Propano	5.85	N Butano	3.17	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Isobutano</td><td>1.25</td></tr> <tr><td>Pentano</td><td>2.45</td></tr> <tr><td>lpentano</td><td>1.86</td></tr> <tr><td>Hexano +</td><td>36.92</td></tr> <tr><td>TOTAL</td><td>100</td></tr> </tbody> </table>						Componente	% MOL	Isobutano	1.25	Pentano	2.45	lpentano	1.86	Hexano +	36.92	TOTAL	100
Componente	% MOL																																		
Nitrogeno	0.01																																		
Ácido Sulfídrico	0.01																																		
CO2	0.15																																		
Metano	40.02																																		
Etano	8.31																																		
Propano	5.85																																		
N Butano	3.17																																		
Componente	% MOL																																		
Isobutano	1.25																																		
Pentano	2.45																																		
lpentano	1.86																																		
Hexano +	36.92																																		
TOTAL	100																																		
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.																																			
Presión:	50 kg/cm2	Temperatura:	40 °C	Estado:	Mezcla Líquido y gas																														
Fase de material liberado:		Vapor:		Líquido:		Vapor líquido y	X 40% mol líquido 60%mol Vapor																												
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	X	Otro																												
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:				Largo:	200 m																												
Área equivalente de orificio		12”		Elevación del punto de liberación:		Nivel de piso																													
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal: X	Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada	Angulo																													
Tiempo estimado de liberación:		1200 seg (20 min)		Masa que participa			46,800 kg																												
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno																																			
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				5 m/s D-neuro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento																															



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



Temperatura atmosférica:		36°C			
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):		40°C			
Humedad atmosférica		100%			
Tipo de suelo:		Suelo natural (arenoso)			
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:		Noreste			
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)					
VI. Estado finales de análisis					
Jet fire: X	Charco de fuego: X	Incendio de nube:X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego:	Nube toxica: X (H2S)

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. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión y sobrepresión, dispersando material sobre suelo natural, en ductos de 8, 10 y 12 pulg de diámetro nominal

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

Tabla 20 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga de 1" de diámetro en Oleogasoducto de 8" diámetro nominal

I. Datos del Escenario									
Clave:	B12-OLEG-8-B	Nombre: Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto de 8 pulg de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, por orificio de 1 pulg. De diámetro.						MAS PROBABLE	
		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 efectos de Radiación, explosión y Toxicidad (H2S)						Phast 7.11		
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural asociado									
Nombre		Composición:		% molar		% másico		% volumétrico	
Componente		% MOL		Componente		% MOL			
Nitrogeno		0.01		Isobutano		1.25			
Ácido Sulfídrico		0.01		Pentano		2.45			
CO2		0.15		Ipentano		1.86			
Metano		40.02		Hexano +		36.92			
Etano		8.31		TOTAL		100			
Propano		5.85							
N Butano		3.17							
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.									
Presión:	80 kg/cm2	Temperatura:	60 °C	Estado:	Mezcla Líquido y gas				
Fase de material liberado:			Vapor:	Líquido:		Vapor y líquido	X 40% mol líquido 60%mol Vapor		
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	X	Otro		
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:			Largo:	200m			
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:			1200 seg (20 min)	Masa que participa			46,800 kg		
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno									
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):					5 m/s D-neuro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento				
Temperatura atmosférica:					36°C				
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):					40°C				
Humedad atmosférica					100%				
Tipo de suelo:					Suelo natural (arenoso)				
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:					Noreste				
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)									
VI. Estado finales de análisis									



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



Jet fire: X	Charco de fuego: X	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego:	Nube toxica: X (H2S)
----------------	--------------------	------------------------	-------------------------	--------------------------	-------------------------

Tabla 21 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga de 1" de diámetro en Oleogasoducto de 10" diámetro nominal

I. Datos del Escenario																																					
Clave: B12-OLEG-10-B	Nombre: Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto de 10 pulg de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, por orificio de 1 pulg. De diámetro.							MAS PROBABLE																													
	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 efectos de Radiación, explosión y Toxicidad (H2S)						Phast 7.11																														
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural asociado																																					
Nombre	Composición:	% molar			% másico			% volumétrico																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Nitrogeno</td><td>0.01</td></tr> <tr><td>Ácido Sulfídrico</td><td>0.01</td></tr> <tr><td>CO2</td><td>0.15</td></tr> <tr><td>Metano</td><td>40.02</td></tr> <tr><td>Etano</td><td>8.31</td></tr> <tr><td>Propano</td><td>5.85</td></tr> <tr><td>N Butano</td><td>3.17</td></tr> </tbody> </table>		Componente	% MOL	Nitrogeno	0.01	Ácido Sulfídrico	0.01	CO2	0.15	Metano	40.02	Etano	8.31	Propano	5.85	N Butano	3.17	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Isobutano</td><td>1.25</td></tr> <tr><td>Pentano</td><td>2.45</td></tr> <tr><td>Ipentano</td><td>1.86</td></tr> <tr><td>Hexano +</td><td>36.92</td></tr> <tr><td>TOTAL</td><td>100</td></tr> </tbody> </table>			Componente	% MOL	Isobutano	1.25	Pentano	2.45	Ipentano	1.86	Hexano +	36.92	TOTAL	100					
Componente	% MOL																																				
Nitrogeno	0.01																																				
Ácido Sulfídrico	0.01																																				
CO2	0.15																																				
Metano	40.02																																				
Etano	8.31																																				
Propano	5.85																																				
N Butano	3.17																																				
Componente	% MOL																																				
Isobutano	1.25																																				
Pentano	2.45																																				
Ipentano	1.86																																				
Hexano +	36.92																																				
TOTAL	100																																				
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.																																					
Presión:	80 kg/cm2	Temperatura:	60 °C	Estado:	Mezcla Líquido y gas																																
Fase de material liberado:			Vapor:		Líquido:		Vapor líquido y	X	40% mol líquido																												
								60%mol Vapor																													
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	X	Otro																														
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:				Largo:	200m																														
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:			1200 seg (20 min)	Masa que participa			46,800 kg																														
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno																																					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):					5 m/s D-neuro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento																																
Temperatura atmosférica:					36°C																																
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):					40°C																																
Humedad atmosférica					100%																																
Tipo de suelo:					Suelo natural (arenoso)																																
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:					Noreste																																
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)																																					
VI. Estado finales de análisis																																					



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



Jet fire: X	Charco de fuego: X	Incendio de nube: X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego:	Nube toxica: X (H2S)
----------------	--------------------	------------------------	-------------------------	--------------------------	-------------------------

Tabla 22 Condiciones ambientales y de operación para Escenario de fuga de 1” de diámetro en Oleogasoducto de 12” diámetro nominal

I. Datos del Escenario																																					
Clave: B12-OLEG-12-B	Nombre: Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto de 12 pulg de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, por orificio de 1 pulg. De diámetro.							MAS PROBABLE																													
	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 efectos de Radiación, explosión y Toxicidad (H2S)						Phast 7.11																														
II. Sustancias Involucradas Aceite crudo y gas natural asociado																																					
Nombre	Composición:	% molar			% másico			% volumétrico																													
<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nitrogeno</td> <td>0.01</td> </tr> <tr> <td>Ácido Sulfídrico</td> <td>0.01</td> </tr> <tr> <td>CO2</td> <td>0.15</td> </tr> <tr> <td>Metano</td> <td>40.02</td> </tr> <tr> <td>Etano</td> <td>8.31</td> </tr> <tr> <td>Propano</td> <td>5.85</td> </tr> <tr> <td>N Butano</td> <td>3.17</td> </tr> </tbody> </table>		Componente	% MOL	Nitrogeno	0.01	Ácido Sulfídrico	0.01	CO2	0.15	Metano	40.02	Etano	8.31	Propano	5.85	N Butano	3.17	<table border="1"> <thead> <tr> <th>Componente</th> <th>% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Isobutano</td> <td>1.25</td> </tr> <tr> <td>Pentano</td> <td>2.45</td> </tr> <tr> <td>Ipentano</td> <td>1.86</td> </tr> <tr> <td>Hexano +</td> <td>36.92</td> </tr> <tr> <td>TOTAL</td> <td>100</td> </tr> </tbody> </table>			Componente	% MOL	Isobutano	1.25	Pentano	2.45	Ipentano	1.86	Hexano +	36.92	TOTAL	100					
Componente	% MOL																																				
Nitrogeno	0.01																																				
Ácido Sulfídrico	0.01																																				
CO2	0.15																																				
Metano	40.02																																				
Etano	8.31																																				
Propano	5.85																																				
N Butano	3.17																																				
Componente	% MOL																																				
Isobutano	1.25																																				
Pentano	2.45																																				
Ipentano	1.86																																				
Hexano +	36.92																																				
TOTAL	100																																				
III. Condiciones de confinamiento y características de liberación.																																					
Presión:	80 kg/cm2	Temperatura:	60 °C	Estado:	Mezcla Líquido y gas																																
Fase de material liberado:			Vapor:		Líquido:		Vapor líquido y	X	40% mol líquido	60%mol Vapor																											
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	X	Otro																														
Alto del recipiente:		Diámetro o ancho del recipiente:		Largo:	200m																																
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:			1200 seg (20 min)	Masa que participa			46,800 kg																														
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno																																					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):					5 m/s D-neuro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento																																
Temperatura atmosférica:					36°C																																
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):					40°C																																
Humedad atmosférica					100%																																
Tipo de suelo:					Suelo natural (arenoso)																																
Direcciones Reinantes / Dominantes del viento:					Noreste																																
V. Lugares de particular interés (Descripción y distancia del punto de fuga)																																					
VI. Estado finales de análisis																																					



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



Jet fire: X	Charco de fuego: X	Incendio de nube:X	Explosión de nube: X	BLEVE /bola de fuego:	Nube toxica: X (H2S)
----------------	--------------------	-----------------------	-------------------------	--------------------------	-------------------------

2.5 SIMULACIÓN DEL O LOS EVENTOS DE RIESGO

2.5.1 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.

2.5.2 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 23 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



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



RADIACIÓN (kW/m ²)	MATERIAL
12	Instrumentación

2.5.3 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:

2.5.4 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.

2.5.5 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).

2.5.6 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)

2.5.7 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 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.

2.5.8 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.



2.5.9 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.

2.5.10 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 24 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 25 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. • 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.

2.5.11 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 26 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	<ul style="list-style-type: none"> • Lesiones irreversibles.

LC (%)	ÍNDICE DE MORTALIDAD	LESIONES
	zona presenta un índice de mortalidad alto (99 %) debido a la alta concentración de sustancias tóxicas.	<ul style="list-style-type: none"> • Bloqueo físico permanente de alvéolos. • Muerte en un corto tiempo.

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

2.5.12 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 27 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.

VALOR (PSI)	DESCRIPCIÓN
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 colapsa. • 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.

2.6 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**.

2.6.1 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.

2.6.2 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 28 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 A 6 in (6.35 mm-152.4mm)	4 in (101.6mm)

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 sig. Tabla:

Tabla 29 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 siguiente muestra los valores umbrales de referencia adoptados en este estudio para una radiación térmica, sobrepresión y dispersión tóxica sobre personas.

TABLA 30 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.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



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 31 Niveles de radiación por incendio

CRITERIO	EQUIVALENCIA
1.4 kW/m ² (440 BTU/h/pe 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/pe 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 32 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 el Bloque 12.

Toda el área que corresponde a los eventos de alto riesgo se conoce como Poligonal de Riesgo del área Contractual BLOQUE 12; 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.

2.7 EVENTOS SIMULADOS Y RESULTADOS OBTENIDOS

2.7.1 PARA EQUIPO DE PERFORACIÓN

CLAVE: B12-POZO-B

EVENTO 1. 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°

La fuga de gas genera:

Jet fire en caso de prenderse inmediatamente.

Llamarada o flash fire si se prende la nube en condiciones de no confinamiento. Terminará asimismo con jet fire, al retroceder la llama.

UVCE en caso de prenderse la nube inflamable en condiciones de deflagración

Dispersión a la atmósfera caso de no encontrar un punto de ignición.

Se alimenta el modelo para el Brote con descontrol de pozo y manifestación de gas. B12. (ANX-RSG-03).

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de 131.564 m

En el caso de los resultados de explosión retardada del material vertido por el ducto, el modelo Phast arrojó un resultado desplazado en dirección los vientos dominantes (Noreste) encontrado el punto de ignición a los 120 metros del punto de fuga, los resultados obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de 216.617 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de 314.216 metros. . En el caso de resultados para la zona de alto riesgo de radiación térmica (5 kw/m²) es de 187.641 metros y un resultado de la zona de amortiguamiento (1.4 kw/m²) de 320.057 metros para el caso del evento de jettfire.

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 100 PPM para IDLH y TLV de 10 PPM (TLV₁₀=STEL 10) indicados para un tiempo de 10 Min, por lo anterior, no se presentan consecuencias en los escenarios planteados.



2.7.2 PARA DUCTOS DE 8, 10 Y 12 PULGADAS DE DIÁMETRO NOMINAL

CLAVE: B12-OLEG-8-A

CLAVE: B12-OLEG-10-A

CLAVE: B12-OLEG-12-A

EVENTO 1. Ruptura en la línea de 8, 10 Y 12" de diámetro, posterior a la válvula de seccionamiento en que sale de la pera del pozo derivado de una sobrepresión del sistema y corrosión en la línea de descarga. CATASTRÓFICO

Se alimenta el Software Phast para modelar la ruptura total de tubería de crudo, siendo este el Caso Catastrófico. **(ANX-RSG-03)**.

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de acuerdo a la siguiente relación :

- | | | |
|-------------------------------|-----------|--------------|
| - Ruptura Total ducto 8 Pulg | 114.057 m | CATASTRÓFICO |
| - Ruptura Total ducto 10 Pulg | 172.69 m | CATASTRÓFICO |
| - Ruptura Total ducto 12 Pulg | 168.35 m | CATASTRÓFICO |

En el caso de los resultados de explosión retardada del material vertido por el ducto, el modelo Phast arrojó un resultado desplazado en dirección los vientos dominantes (Noreste) encontrado el punto de ignición de acuerdo a las siguientes distancias:

- | | |
|-------------------------------|--------|
| - Ruptura Total ducto 8 Pulg | 870 m |
| - Ruptura Total ducto 10 Pulg | 930 m |
| - Ruptura Total ducto 12 Pulg | 1200 m |

Estas distancias de desplazamiento de la nube tóxica se forman debido a la cantidad de inventario que se emite desde el punto de fuga, siendo los desplazamientos mas extensos

conforme mayor inventario se emite de material fugado, por lo que la máxima distancia se obtiene de la hipótesis de Ruptura de mayor diámetro.

Los resultados obtenidos son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de

- Ruptura Total ducto 8 Pulg 1326 m
- Ruptura Total ducto 10 Pulg 1432 m
- Ruptura Total ducto 12 Pulg 1884 m

El resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de

- Ruptura Total ducto 8 Pulg 1787 m
- Ruptura Total ducto 10 Pulg 1940 m
- Ruptura Total ducto 12 Pulg 2576 m

En el caso de resultados para el parámetro de Radiación, la zona de alto riesgo de radiación térmica (5 kw/m²) es de

- Ruptura Total ducto 8 Pulg 281.5 m
- Ruptura Total ducto 10 Pulg 308.2 m
- Ruptura Total ducto 12 Pulg 406.8 m

Los resultados de la zona de amortiguamiento (1.4 kw/m²) son de

- Ruptura Total ducto 8 Pulg 418 m
- Ruptura Total ducto 10 Pulg 457 m
- Ruptura Total ducto 12 Pulg 598 m

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, llega a los valores de 100 PPM para IDLH para 10 minutos, teniendo las longitudes de la Nube tóxica de acuerdo a los siguientes valores :

- Ruptura Total ducto 8 Pulg 204.7 m
- Ruptura Total ducto 10 Pulg 253.2 m



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



- Ruptura Total ducto 12 Pulg 302 m

El TLV de 10 PPM (TLV10=STEL 10) indicados , se tienen a las siguientes distancias del punto de fuga :

- Ruptura Total ducto 8 Pulg 664 m
- Ruptura Total ducto 10 Pulg 704 m
- Ruptura Total ducto 12 Pulg 896 m

CLAVE: B12-OLEG-8-B

CLAVE: B12-OLEG-10-B

CLAVE: B12-OLEG-12-B

EVENTO 2. Fuga de crudo a través de un orificio de 1 pulgada de diámetro 2.54 cm, formado por corrosión y sobrepresión, dispersando material sobre suelo NATURAL.

EVENTO MAS PROBABLE

Se alimenta el Software Phast para modelar la ruptura total de tubería de crudo, siendo este el Caso Catastrófico. **(ANX-RSG-03)**.

Si el crudo se incendia y se produce un chorro de fuego (JET FIRE), se obtiene una longitud de flama de acuerdo a la siguiente relación :

- | | | |
|-------------------------|---------|--------------|
| - Fuga 1" ducto 8 Pulg | 54.8 m | MAS PROBABLE |
| - Fuga 1" ducto 10 Pulg | 54.8 m | MAS PROBABLE |
| - Fuga 1" ducto 12 Pulg | 71.35 m | CATASTRÓFICO |

En el caso de los resultados de explosión retardada del material vertido por el ducto, el modelo Phast arrojó un resultado desplazado en dirección los vientos dominantes (Noreste) encontrado el punto de ignición de acuerdo a las siguientes distancias:

- | | |
|-------------------------|-------|
| - Fuga 1" ducto 8 Pulg | 180 m |
| - Fuga 1" ducto 10 Pulg | 180 m |
| - Fuga 1" ducto 12 Pulg | 180 m |

Estas distancias de desplazamiento de la nube tóxica se forman debido a la cantidad de inventario que se emite desde el punto de fuga, siendo los desplazamientos más extensos conforme mayor inventario se emite de material fugado, por lo que la máxima distancia se obtiene de la hipótesis de Ruptura de mayor diámetro. Por el resultado obtenido se aprecia que la cantidad de material fugado depende más bien, del diámetro de la fuga.

Los resultados obtenidos de presión por explosión son para la zona de alto riesgo (sobrepresión=1 PSI) de

- Fuga 1" ducto 8 Pulg 231.8 m
- Fuga 1" ducto 10 Pulg 231.8 m
- Fuga 1" ducto 12 Pulg 231.8 m

El resultado de la zona de amortiguamiento (sobrepresión= 0.5 PSI) de

- Fuga 1" ducto 8 Pulg 284.2 m
- Fuga 1" ducto 10 Pulg 284.2 m
- Fuga 1" ducto 12 Pulg 284.2 m

Como puede apreciarse, los radios de afectación son prácticamente iguales, ya que el simulador realizó el cálculo del mismo inventario utilizando el diámetro de fuga de 1 pulg.

En el caso de resultados para el parámetro de Radiación, la zona de alto riesgo de radiación térmica (5 kw/m²) es de

- Fuga 1" ducto 8 Pulg 75.8 m
- Fuga 1" ducto 10 Pulg 75.8 m
- Fuga 1" ducto 12 Pulg 88.4 m

Los resultados de la zona de amortiguamiento (1.4 kw/m²) son de

- Fuga 1" ducto 8 Pulg 112.9 m
- Fuga 1" ducto 10 Pulg 112.9 m
- Fuga 1" ducto 12 Pulg 142.5 m

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 LLEGANDO a los valores de 100 PPM para



IDLH para 10 minutos, POR LO QUE no se formaron Nubes tóxicas para estos escenarios mas probables.

El TLV de 10 PPM (TLV10=STEL 10) indicados , se tienen a las siguientes distancias del punto de fuga :

- Fuga 1" ducto 8 Pulg 106 m
- Fuga 1" ducto 10 Pulg 106 m
- Fuga 1" ducto 12 Pulg 106 m

2.7.3 TABLA DE RESULTADOS CONFORME A GUÍA DE ESTUDIO DE RIESGO

Para los 7 escenarios a evaluar, la siguiente tabla nos muestra los radios de afectación para los casos simulados que se muestran previamente:

TABLA 33 Resultados de RADIOS DE AFECTACION en las Simulaciones de Riesgos por EXPLOSION, PARÁMETRO RADIACIÓN. DUCTO Y EQUIPO DE PERFORACIÓN

SUSTANCIAS	RADIOS DE AFECTACIÓN (m)						
EVENTOS DE RIESGO	B12-OLEG-8-A	B12-OLEG-10-A	B12-OLEG-12-A	B12-OLEG-8-B	B12-OLEG-10-B	B12-OLEG-12-B	PERF-B12
Zona de Riesgo 5 kw/m ²	281.498	308.2	406.815	75.8018	75.8018	88.4509	187.641
Zona de Amortiguamiento 1.4 kw/m ²	418.233	457.564	598.54	112.909	112.909	142.521	320.057

Fuente: Resultados de modelación Phast

TABLA 34 Resultados de RADIOS DE AFECTACION las Simulaciones de Riesgos por SOBREPRESIÓN, PARÁMETRO SOBREPRESIÓN

SUSTANCIAS	RADIOS DE AFECTACIÓN (m)						
EVENTOS DE RIESGO	B12-OLEG-8-A	B12-OLEG-10-A	B12-OLEG-12-A	B12-OLEG-8-B	B12-OLEG-10-B	B12-OLEG-12-B	PERF-B12
Zona de Riesgo 1 PSI	1,326.63	1,432.89	1,884.77	231.844	231.844	231.844	216.617
Zona de Amortiguamiento 0.5 PSI	1,787.89	1,940.88	2,576.49	284.214	284.214	284.214	314.216

Fuente: Resultados de modelación Phast



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



TABLA 35 Resultados de RADIOS DE AFECTACION las Simulaciones de Riesgos por CONCENTRACIÓN DE TOXICIDAD

SUSTANCIAS	RADIOS DE AFECTACIÓN (m)						
EVENTOS DE RIESGO	B12-OLEG-8-A	B12-OLEG-10-A	B12-OLEG-12-A	B12-OLEG-8-B	B12-OLEG-10-B	B12-OLEG-12-B	PERF-B12
Zona de Riesgo (100 PPM IDLH)	204.783	253.253	302.083	No hay peligro	No hay peligro	No hay peligro	No hay peligro
Zona de Amortiguamiento (10 PPM TLV)	664.551	704.389	896.959	106.053	106.053	106.053	No hay peligro

Fuente: Resultados de modelación Phast

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO

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

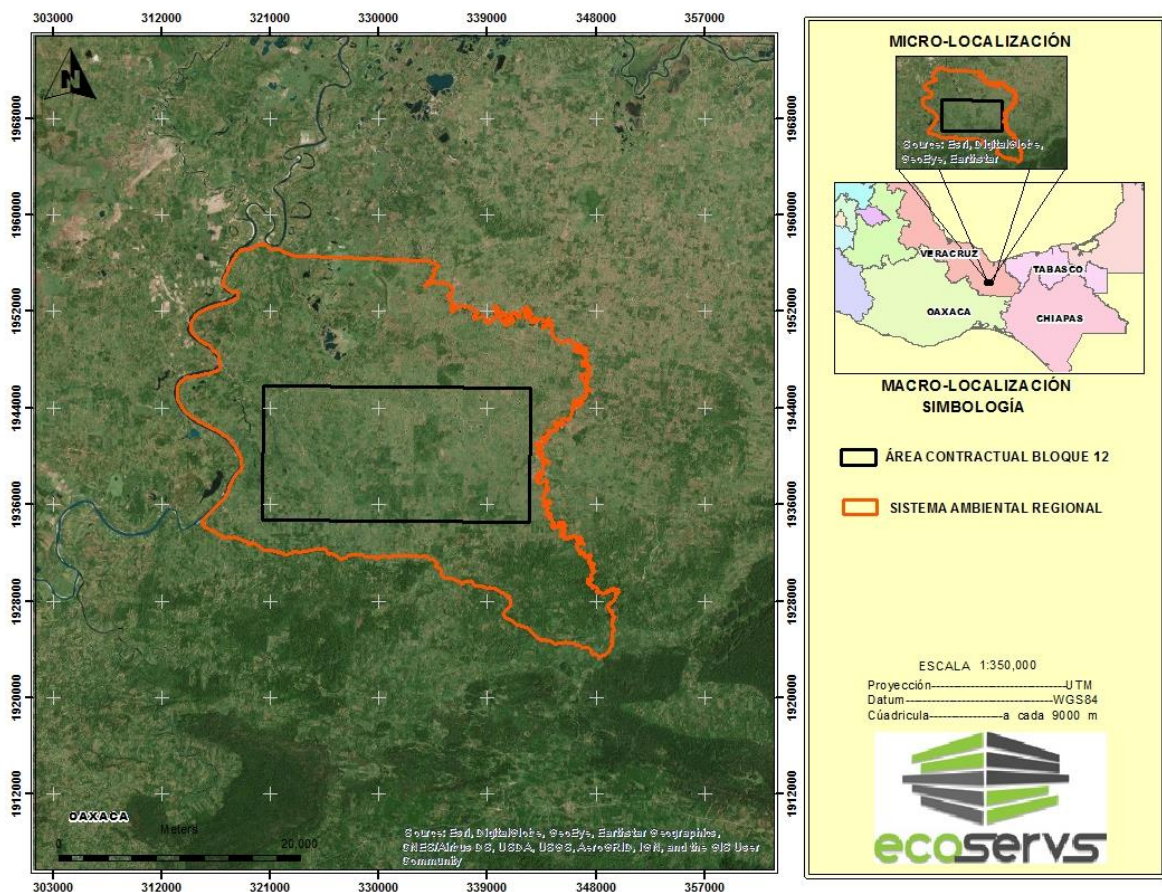


Figura 1 Ubicación del SAR del Área Contractual Bloque 12 dentro de la región Olmeca.

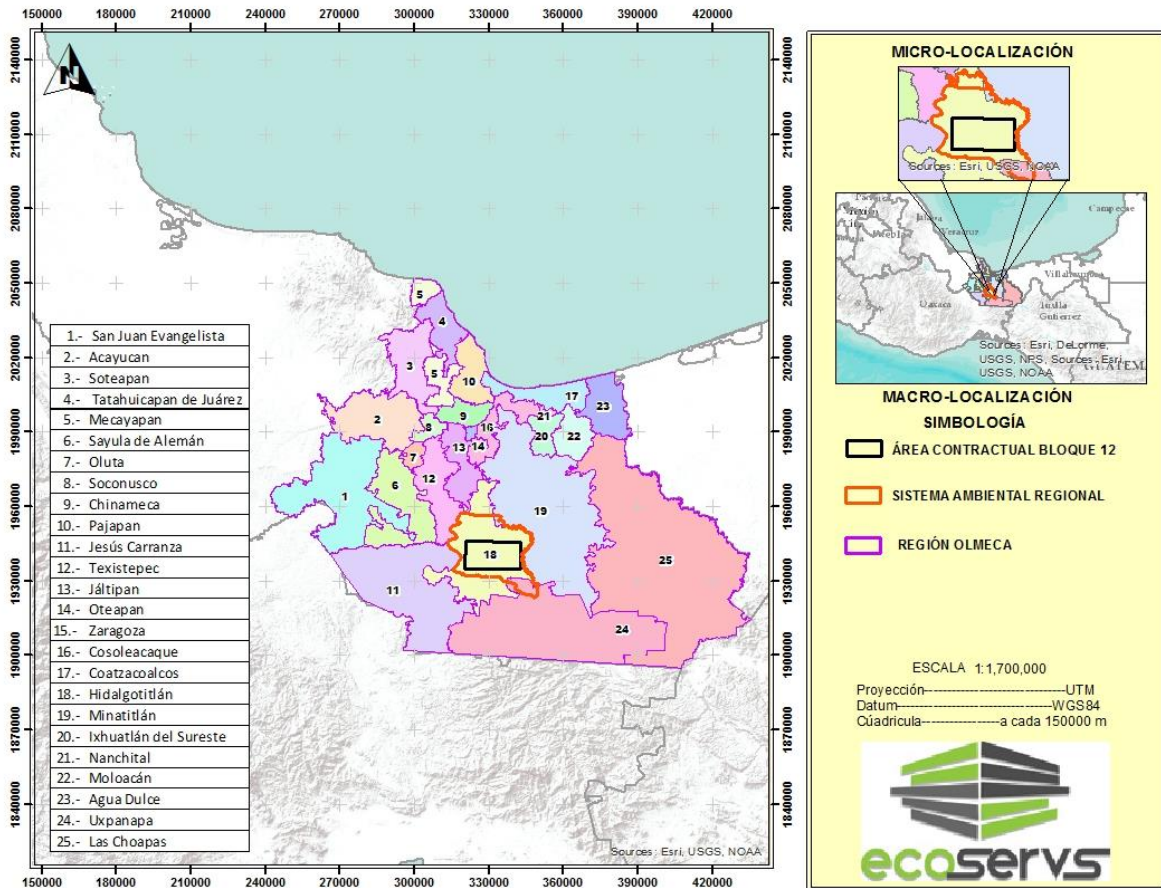


Figura 2 Ubicación del SAR Área Contractual Bloque B12, Municipio Hidalgotitlán

La delimitación geográfica del área contractual, considerando las coordenadas geográficas, esta se encuentra en el Municipio de Hidalgotitlán, en el Estado de Veracruz como se muestra en la Tabla 1 y Figura 1; con una superficie total de 24,477.5 hectáreas; dentro de la región denominada Olmeca; a una distancia de 54 km de la ciudad de Minatitlán, Veracruz y a 24 kilómetros de la cabecera municipal de Hidalgotitlán.

Tabla 36 Coordenadas del área contractual del bloque 12 en coordenadas UTM

COORDENADAS ÁREA CONTRACTUAL BLOQUE 12		
A	320483.99	1945791.95
B	342580.21	1945629.60
C	342508.77	1934553.57
D	320393.08	1934680.85

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, está 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.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



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 CLAVE B12-OLEG-8-A, B12-OLEG-10-A y B12-OLEG-12-A, y B12-POZO-B dentro de la instalación (CATASTROFICOS), se verían afectadas las propias instalaciones, sin que las



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



consecuencias afecten algún área sensible, casas habitación o infraestructura existente de forma previa, como se observa en la representación gráfica de los radios de afectación en el **ANX-RSG-04**.

Sin embargo, estos son los peores escenarios catastróficos resultantes de una simulación extremista, 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. Aun sin salvaguardas, la probabilidad de que ocurra uno de estos escenarios es la siguiente :

- Rotura de Tubería : 8.8×10^{-7} /año, es decir, que ocurra 0.00000088 veces cada año.

En caso de que se llegara a presentar una eventualidad de riesgo de acuerdo a los eventos CLAVE B12-OLEG-8-B, B12-OLEG-10-B y B12-OLEG-12-B, y B12-POZO-B dentro de la instalación (MAS PROBABLES), se verían afectadas las propias instalaciones, SIN EMBARGO, los radios de afectación son menores, por lo que la afectación en caso de que ocurran estas hipótesis son menores **ANX-RSG-04**.

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



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



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-04**).

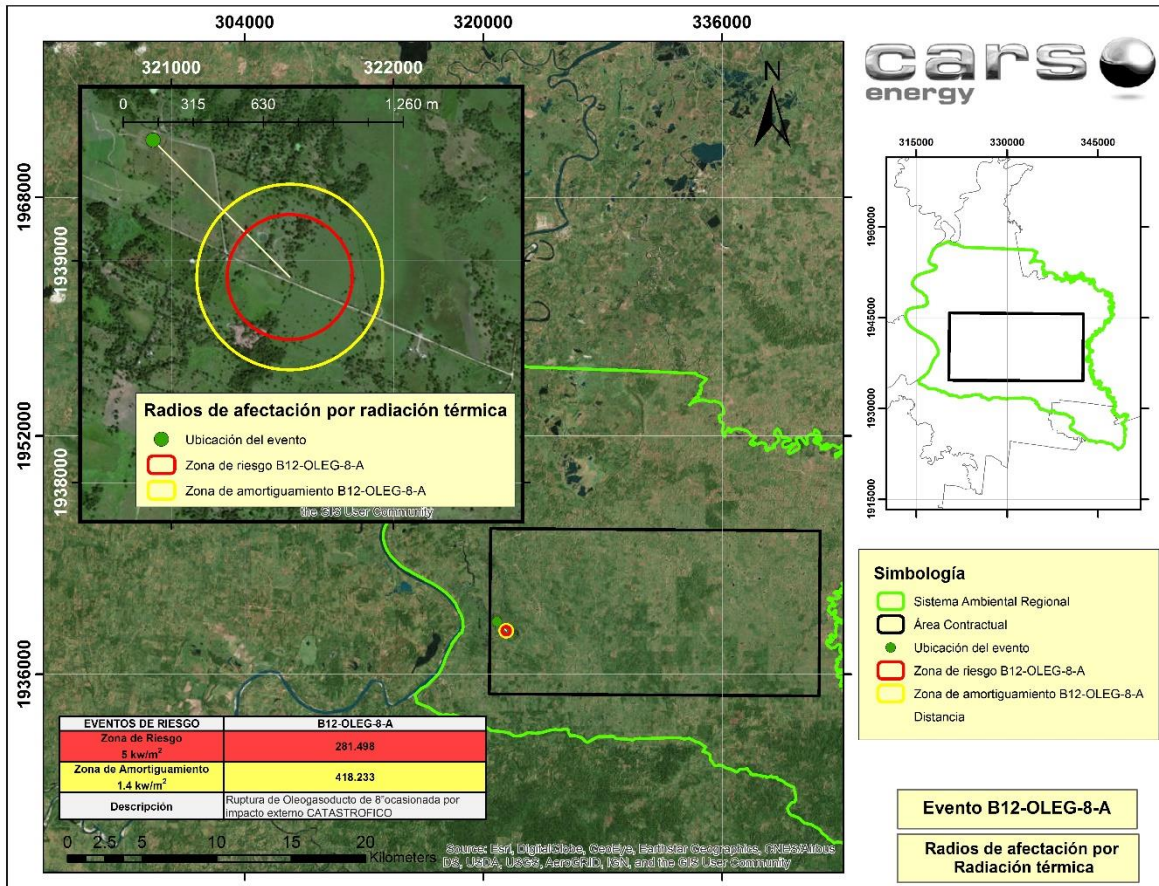


Figura 3 Zona crítica y Salvaguarda para hipótesis CATASTROFICA en ducto 8”

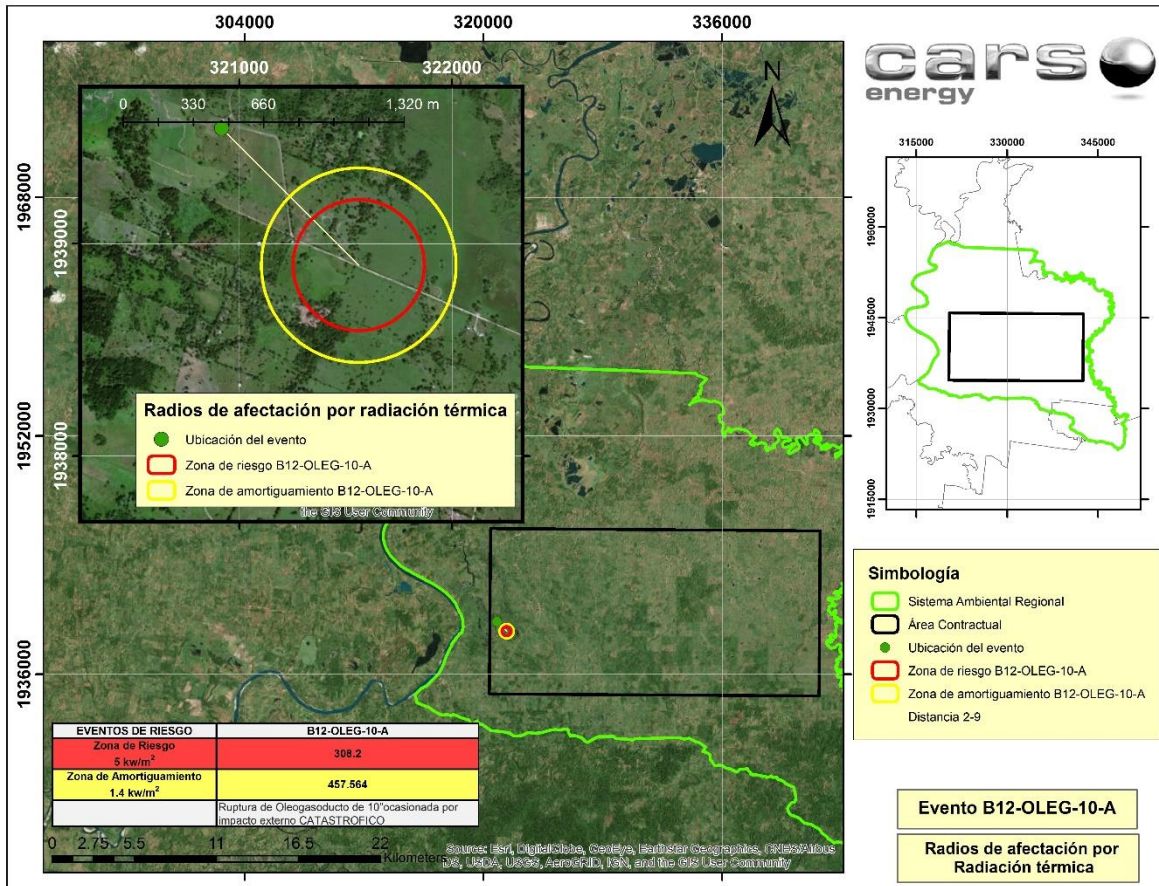


Figura 4 Zona crítica y Salvaguarda para hipótesis CATASTROFICA en ducto 10”

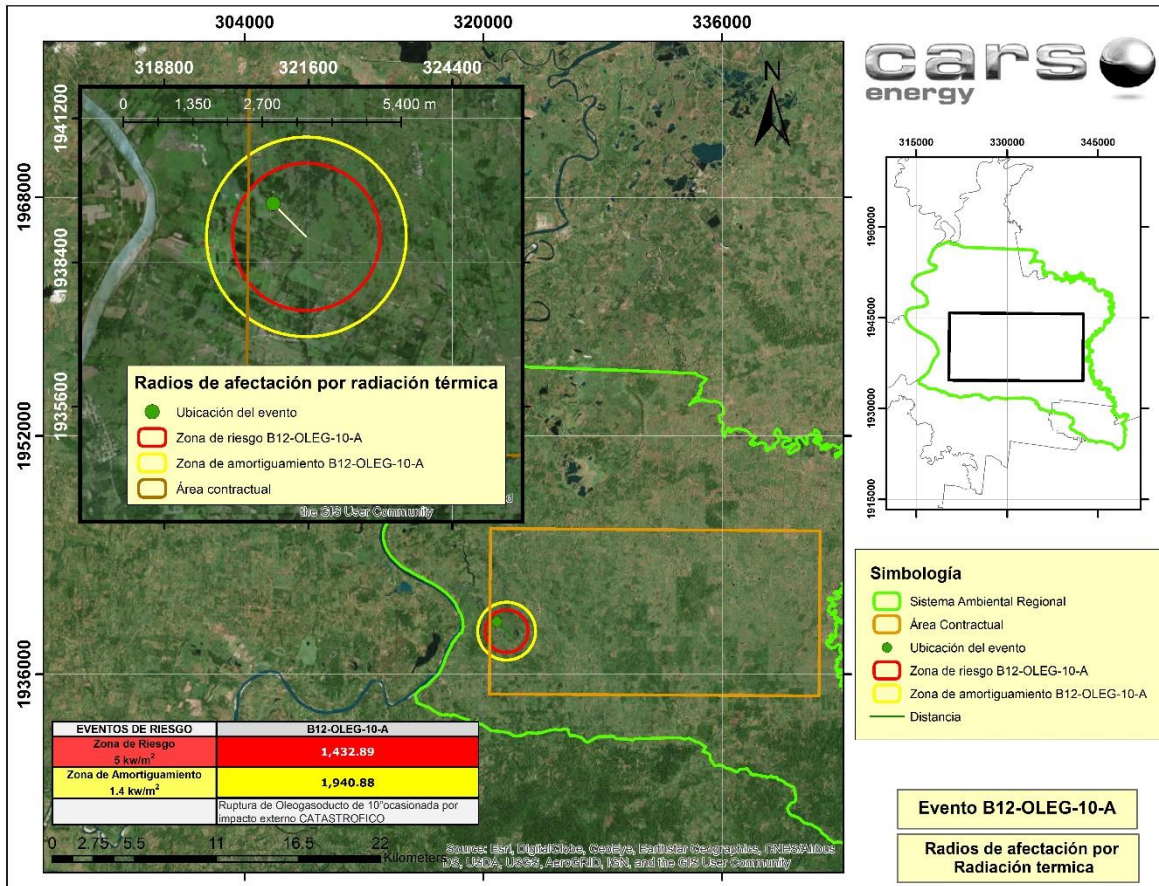


Figura 5 Zona crítica y Salvaguarda para hipótesis CATASTROFICA en ducto 12”

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 37 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 38 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.

Niveles de Toxicidad

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. Para el caso de las hipótesis de riesgo, se alcanzó el IDLH a 100 ppm de H₂S únicamente para las hipótesis Catastróficas, trazando en los siguientes planos, la huella de la nube tóxica en la cual se alcanza el IDLH.

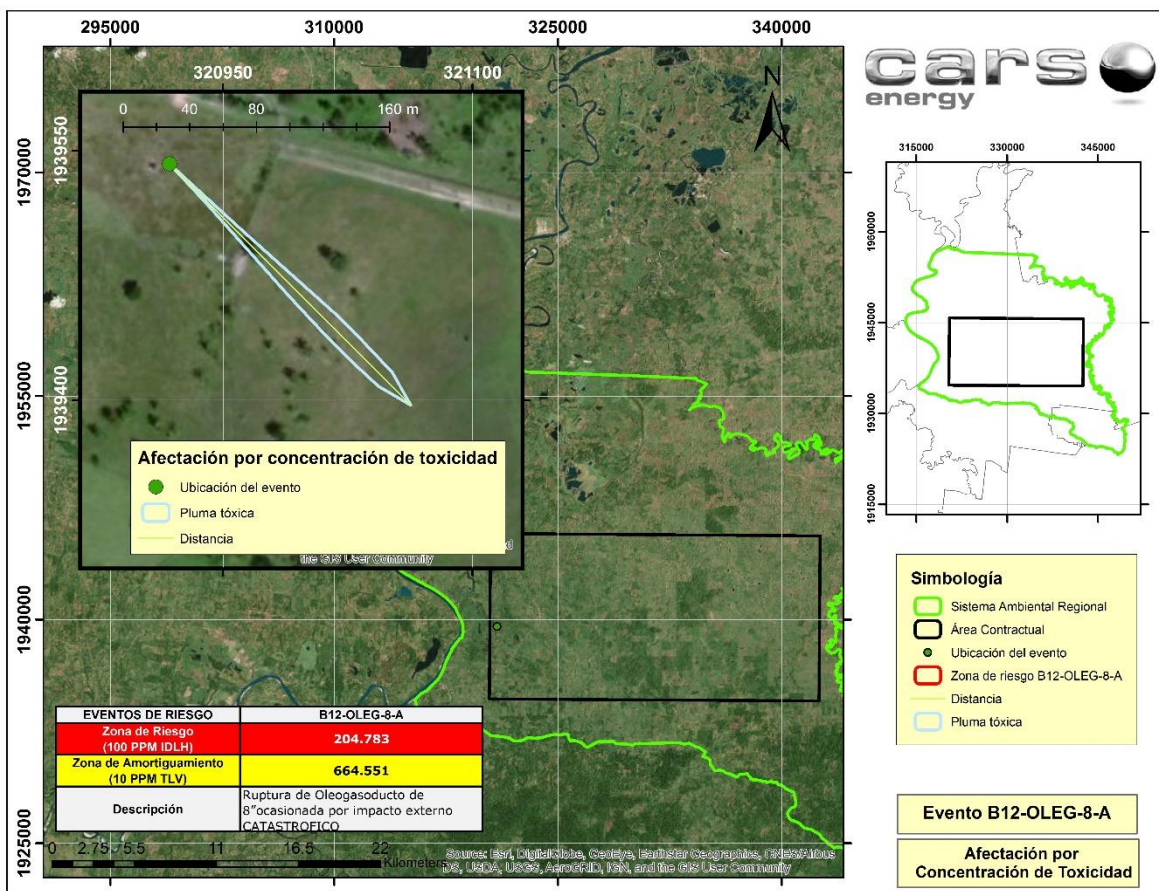


Figura 6 Zona crítica y Salvaguarda para hipótesis CATASTRÓFICA en ducto 8".
Perfil de Nube Tóxica

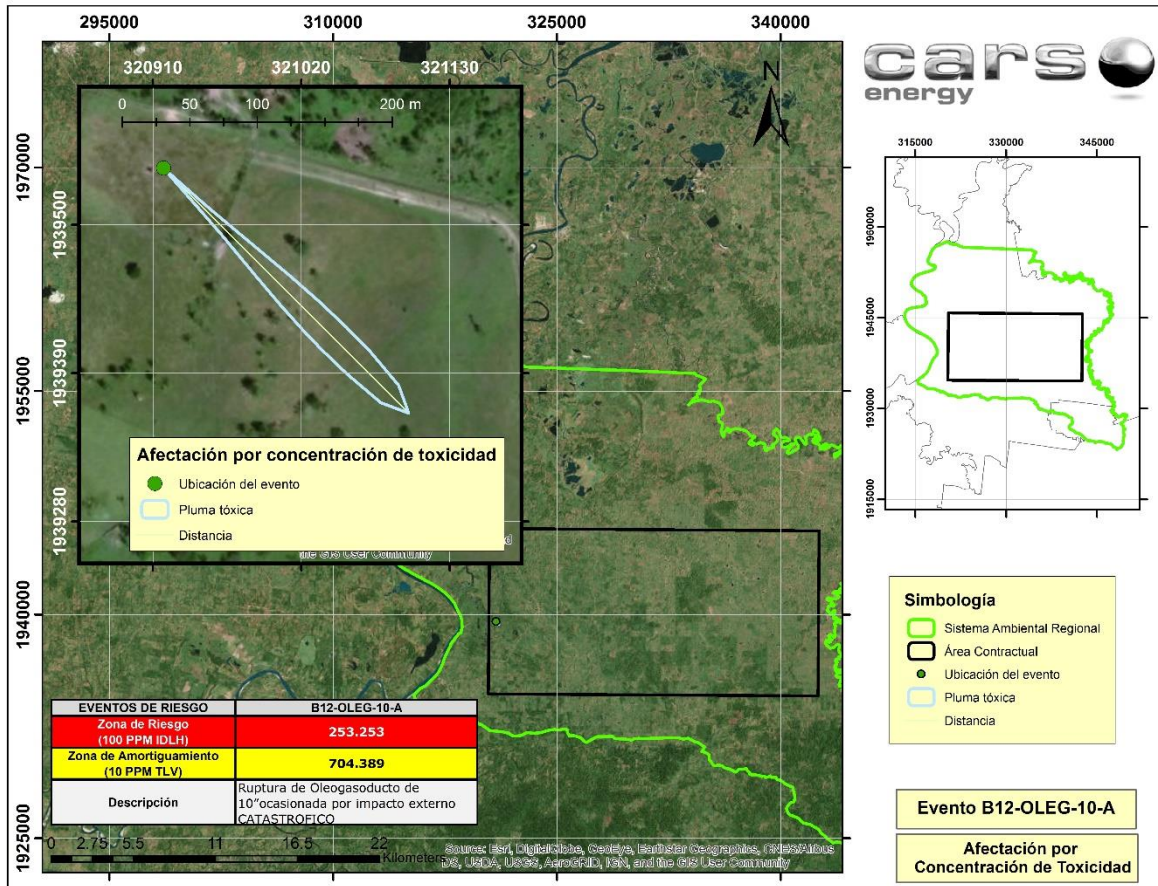


Figura 7 Zona crítica y Salvaguarda para hipótesis CATASTROFICA en ducto 10".
Perfil de Nube Tóxica

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.

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.
- Colocar detectores de H₂S portátiles, y fijos cuando existan escenario de alto riesgo detectado.
- Identificar aspectos ambientales y evaluar su significancia (Jerarquización de impactos ambientales).
- Comunicar los riesgos y las recomendaciones identificadas en los análisis de riesgos al personal que estará expuesto a ellos.
- Llevar un registro documentado de accidentes e incidentes ambientales que se produzcan en la instalación.
- En el caso de afectaciones en áreas sensibles donde se presenten escenarios de riesgo catastrófico, se recomienda el uso de mamparas para contener la radiación y sobrepresión que se presente por alguno de los radios de afectación.
- Implementar y mantener un sistema de permiso para trabajos con riesgo.
- Establecer mecanismos de control para el candado en válvulas de entrada y salida cuando exista riesgo de derrames.
- Instalar un instrumento de medición de presión en cabezales de llegada o de recolección de los pozos.
- Contar con un plan general para el manejo integral de residuos.



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



Integridad mecánica.

- Deberá contar con un control para asegurar la integridad mecánica de los equipos críticos en las instalaciones o equipos de perforación.
- Deberá contar con un programa de mantenimiento a los equipos críticos de las instalaciones.
- Deberá contar con mecanismos de control para el mantenimiento de equipos críticos.
- Deberá elaborar e implementar un programa de inspección periódica de las condiciones de los equipos críticos.
- Realizar la calibración de dispositivos de seguridad de los equipos críticos.
- Mantener vigentes las certificaciones de los tanques sujetos a presión de las instalaciones.

Equipo de Perforación

- Asegurarse que las rutas de evacuación y salidas de emergencia estén libres de obstáculos, candados o cerraduras.
- Contar con Kit anti-derrames en instalaciones.
- Colocar membranas plastificadas con bordes para la contención de fluidos en todo el equipo de perforación.
- Mantener en condiciones óptimas las membranas plastificadas realizando inspecciones periódicas.
- Instalar indicador de medidor de flujo en línea de flote.
- Realizar mediciones periódicas de los niveles de las presas de lodos.
- Mantener actualizado los permisos y autorizaciones para el transporte y disposición final de residuos peligrosos y especiales.
- Contar con certificados de tierras físicas.

Higiene y seguridad.

- Capacitar al personal en los escenarios del plan de respuesta a emergencia acorde a los riesgos identificados en las instalaciones.
- Colocar estratégicamente señales de riesgo y/o precaución con base a lo establecido en la NOM-026-STPS-2008.
- Colocar señalización de las rutas de evacuación, de acuerdo a lo establecido en la NOM-026-STPS-2008 y asegurar se encuentren libres de obstáculos.
- Mantener actualizado el programa anual de mantenimiento preventivo de las instalaciones, donde se incluyan equipos eléctricos, equipo mecánico, instrumentos y estructuras.
- Aplicar la Norma 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.
- Realizar auditorías operativas de seguridad preventivas en las instalaciones o equipos de perforación.

Manejo de sustancias químicas

- Las áreas de almacenamiento de sustancias, deberán contar con Geomembranas, dique o canaletas de contención de derrames, en su caso dichas canaletas deberán estar conducidas a una fosa de captación o drenaje industrial.
- Contar con procedimiento para el manejo de materiales o sustancias peligrosas, el cual debe contemplar almacenamiento, manejo o manipulación, mecanismos de comunicación y recomendaciones generales por el tipo de características del material o sustancias.
- Difundir mecanismos de control para el manejo de materiales químicos peligrosos al personal.

Combate de incendios y/o explosiones.

- Contar con Plan de Respuesta Emergencias para el manejo y control de eventos emergentes.
- Deberá mantener difusión de mecanismos de forma permanente al personal en materia de atención a emergencias y atención a incendios.
- Realizar un programa de Simulacros, y mantener registros de los resultados obtenidos, así como de las acciones de mejora a partir de estos.
- Realizar la inspección mensual de los extintores conforme lo establece el punto 7.2 de la NOM-002-STPS-2010 y mantener registros.
- Contar con equipo para atención a incendios el cual debe estar identificado en el Plan de Respuesta a Emergencias de las instalaciones.
- 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:

- Traje tyvek.
- 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 químico canister.
- Detector de gases combinados portátil.
- Equipos de respiración autónoma (si aplica).

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 ESPECÍFICAS DERIVADAS DE METODOLOGÍAS DE RIESGO

TABLA 39 Recomendaciones derivadas del hazop para los equipos 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 al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma)
EQ-P-4.- Realizar pruebas hidrostáticas pre-operativas 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 cumpla con la competencia necesaria para realizar las operación. Cuadrilla de operación.
EQ-P-8.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a mesa rotaria, block viajero, sistema de izaje, swivel o top drive.
EQ-P-9.- Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey
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 las 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



TABLA 40 Recomendación derivadas del que pasa si? Equipo de perforación

Recomendación
WI-RIG.-1 Verificar su disponibilidad y uso del procedimiento para control de brotes.
WI-RIG.-2 Verificar disponibilidad y uso del procedimiento para actuar en caso de Black Out.
WI-RIG.-3 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la mesa rotaria.
WI-RIG.-4 Verificar el cumplimiento del programa de pruebas a conexiones superficiales de control.
WI-RIG.-5 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a conexiones superficiales de control.
WI-RIG.-6 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo de parámetro de perforación y el sistema de paro de emergencia en piso de perforación.
WI-RIG.-7 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a cuarto de control de máquinas (Sistema eléctrico).
WI-RIG.-8 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo eléctrico y mecánico a los motogeneradores.
WI-RIG.-9 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado del cuarto de control de máquinas (CCM).
WI-RIG.-10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de detección de gas, fuego y alarmas.
WI-RIG.-11 Verificar que se cuente con personal capacitado y con experiencia para realizar la operación.
WI-RIG.-12 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a compresores de aire.
WI-RIG.-13 Aplicación de procedimientos interno para la operación del sistema de fluidos de perforación (químicos).



MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL

OPERADORA BLOQUE 12 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
12 (Área contractual CS-04)"



Recomendación
WI-RIG.-13 Aplicación de procedimientos interno para la operación del sistema de fluidos de perforación (químicos).
WI-RIG.-14 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo sistema de fluidos de perforación (bombas de lodo, limpiadores, desarenador, temblorinas, desarcillador).
WI-RIG.-15 Verificar el cumplimiento del programa de deslizamiento y corte del cable de perforación.
WI-RIG.-16 Verificar que se cuente con el certificado de calidad vigente del cable de perforación.
WI-RIG.-17 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al malacate de perforación.
WI-RIG.-18 Verificar la disponibilidad e implementación de procedimientos operativos de la cabina del perforador
WI-RIG.-19 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la cabina del perforador.
WI-RIG.-20 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de aire acondicionado de la cabina del perforador cuando aplique.
WI-RIG.-21 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de monitoreo de los parámetros de perforación del pozo en tiempo real.
WI-RIG.-22 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al sistema de comunicación y video.
WI-RIG.-23 Verificar la disponibilidad y uso del procedimiento para operación del top drive.
WI-RIG.-24 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al top drive.
WI-RIG.-25 Verificar que se cuente con el certificado de pruebas de presión de las mangueras del stand pipe por el fabricante.
WI-RIG.-26 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo del stand pipe.

TABLA 41 Recomendación derivadas del que pasa si? Ducto

Recomendación
1D Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el ducto.
2D Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación.
3D Solicitar los resultados de la PND durante la construcción, con énfasis en la aplicación de la soldadura y análisis no destructivos, donde se garantice la integridad de esta
4D Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.
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 Elaborar programa de revisión de protección catódica y medición de espesores en ducto.
7D Llevar a cabo el programa de reemplazos de tramos con espesores menores a la especificación.
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 donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.
10D Mantener actualizado el informe meteorológico semanal con la finalidad de prever posibles daños por condiciones meteorológicas adversas.
11D Instalación de señalamientos a todo lo largo del trazo de la línea, con énfasis particular en instalaciones de origen.

2.8 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

Las características biológicas y fisiográficas del sitio tienen una similitud amplia con el Sistema Ambiental Regional, ya que las condiciones prevalecientes de este reflejan una alta evidencia de fauna y flora derivado de las áreas con poca población y amplios pastizales y cuerpos de agua cercanos en los alrededores del ecosistema, lo cual ha derivado en la protección del medio biótico, por consiguiente:

- La alteración en la provisión de los servicios ambientales ocupada por las instalaciones ocasionadas por el proyecto, es proporcionalmente baja con respecto al área del predio y el área del Sistema Ambiental Regional, sin embargo el impacto en el área es de alta importancia con respecto a la superficie total en la que se encuentra. Esto se debe a la diversidad de fauna y vegetación, según lo descrito en el capítulo IV de la Manifestación de Impacto Ambiental.
- 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, observándose que en ninguno de los eventos se afectan áreas sensibles, protegidas, zonas habitacionales o infraestructura existente.
- 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 Fuga 1" de ducto sobre suelo natural), 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 infiltrarse el hidrocarburo en agua y suelo, sería de consecuencias graves debido a la gran diversidad de fauna y 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 y compensación de la cobertura vegetal 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 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, evitando las afectaciones al sistema ambiental antes descritas. De tal manera, 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.