



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



I. ESCENARIOS DE LOS RIESGOS AMBIENTALES RELACIONADOS CON EL PROYECTO

I.2.1. Hojas de seguridad

Se anexan Hojas de Seguridad de los siguientes reactivos:

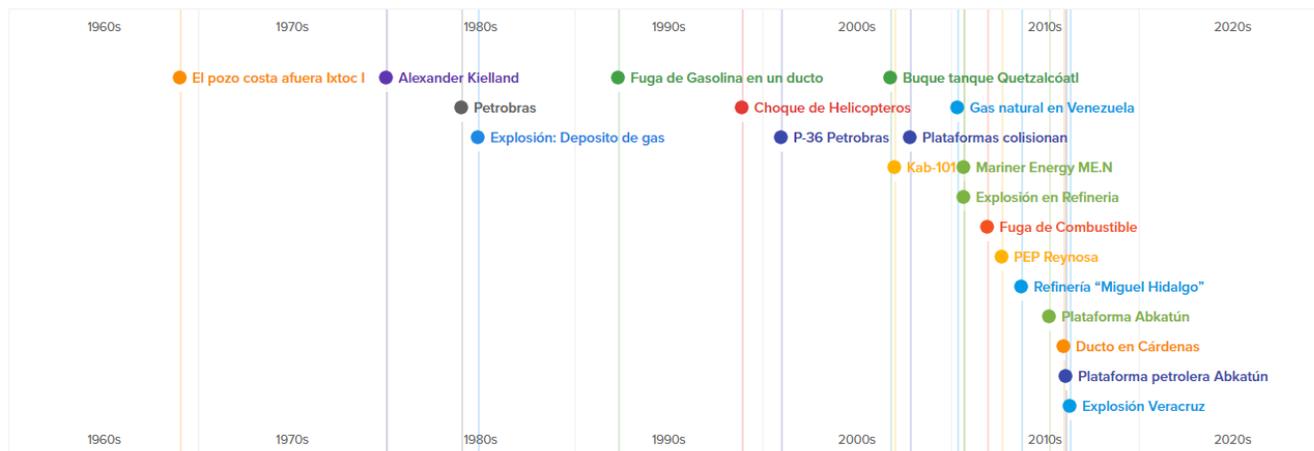
8002-05-9	ACEITE CRUDO
7783-06-4	ACIDO SULFHÍDRICO
Mezcla	GAS NATURAL

I.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

1.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

Es difícil presentar una visión más o menos precisa de accidentes e incidentes registrados en equipos de perforación terrestre y ductos, ya que en ello intervienen muchas variables, como son: disparidad en los métodos de reporte, normatividad en tuberías, condiciones locales, personal operativo calificado, vigilancia, regulación efectiva del uso del suelo. Los accidentes con un mejor registro son los ocurridos en la exploración y extracción en áreas marinas como se muestra en la siguiente imagen:

GRAFICA 1. CRONOLOGÍA DE ACCIDENTES REGISTRADOS EN LA INDUSTRIA PETROLERA



De acuerdo a información obtenida, en la actividad de perforación de yacimientos terrestres en instalaciones pertenecientes a PEMEX Exploración y Producción, relacionados con la exploración y explotación de hidrocarburos se registran 9 eventos e internacionalmente solamente uno y con actitud vandálica solamente uno, los cuales se mencionan a continuación en la siguiente tabla:

TABLA 1. REGISTROS DE ACCIDENTES Y CAUSA DENTRO DE LA PERFORACIÓN PETROLERA

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia(s) involucrada(s)	Evento	Causa
1958	México	Pozo Sarlat	Gas y aceite	Brote o reventón	Hundimiento de la torre de perforación en una caverna
1962	México	Pozo Hormiguero No.2	Gas y aceite	Brote explosivo del	Derrumbamiento de la torre de perforación
1980	México	Pozo Nispero No.90	Gas y aceite	Brote o reventón	Falla en el sistema de presión
1980	México	Pozo Agave	Gas y aceite	Brote o reventón	Falla en el sistema de presión
1980	México	Pozo Giraldas No.22	Gas y aceite	Brote o reventón	Falla en el sistema de presión
1980	México	Puerto Ceiba No.113 y 121	Gas y aceite	Brote o reventón	Falla en el sistema de presión
1992	Asia	Fergana, Uzbekistán	Aceite	Brote o reventón	
2000	México	Pozo Lototal No.1	Aceite	Brote o reventón	Probable falla en el sistema de inyección de lodos.
2002	México	Pozo Samaria No.75	Gas	Brote o reventón	Falla en el sistema de bombeo de fluidos por error humano.
2009	México	Pozo San Ramón 53, Cárdenas, Tab.	Aceite	Fuga y derrame	Vandalismo

Información personal producto de la revisión de eventos no deseados registrados

Por su parte, los ductos, representa el sistema de transporte por hidrocarburos en el país, consta de más de 55,000 km de tuberías dependientes de las cuatro subsidiarias que conforman Pemex. Los fluidos transportados son: Aceite crudo, gasolinas, diésel, gas licuado, gas natural y productos petroquímicos, principalmente.

Los diámetros de las tuberías varían desde 3" hasta 48" de diámetro, y comparten en gran medida los corredores de los derechos de vía (DDV's), donde se realizan las tareas y actividades de operación, mantenimiento e inspección principalmente.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Por su parte la PROFEPA monitoreó (durante el periodo comprendido entre los años de 1997 a 2001), los sistemas de transporte de hidrocarburos en tres diferentes medios, los cuales son: por ducto, marítimo y carretero, de donde se obtuvo la siguiente información:

TABLA 2. TRANSPORTE DE HIDROCARBUROS.

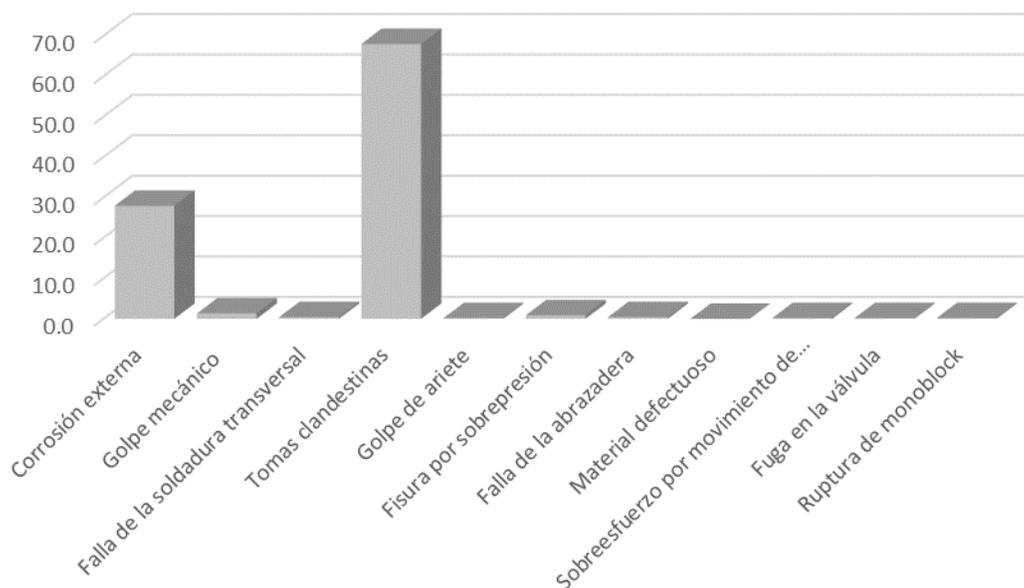
CAUSAS	AÑOS										ST
	94	95	96	97	98	99	00	01	02	03	
Corrosión externa	7	7	23	19	35	27		3	1	3	125
Golpe mecánico	2	1		1				2			6
Falla de la soldadura transversal	1		1								2
Tomas clandestinas	9	21	45	7	46	51	35	37	45	8	304
Golpe de ariete	1										1
Fisura por sobrepresión			1		1				2		4
Falla de la abrazadera			1			1					2
Material defectuoso								1			
Sobreesfuerzo por movimiento de Terreno								1			1
Fuga en la válvula									1		1
Ruptura de monoblock									1		1

Informe PROFEPA, 2007

Con base en la información presentada, las principales causas que originaron emergencias y produjeron consecuencias importantes en el país durante el periodo analizado fueron: las tomas clandestinas con un 68% y por corrosión externa 28%. Las causas restantes apenas alcanzaron un 1%.

Vale aclarar que la actividad vandálica conocida como “huachicol” se encuentra fuertemente representada con mayor frecuencia en el último lustro, por lo que es común escuchar este tipo de riesgo.

Causas de incidentes en ductos de transporte de hidrocarburos



Continuando con el análisis, en instalaciones de Pemex, ocurren el 57% de emergencias ambientales a nivel nacional, siendo los estados de Veracruz, Campeche y Tabasco los que cuentan con el 78.7% de ocurrencias de eventos no deseados relacionados con este sistema.

Se presenta a continuación una tabla con los eventos sobresalientes en el manejo de la producción de hidrocarburos:

TABLA 3. REGISTROS DE ACCIDENTES Y CAUSA DENTRO DE LA ACTIVIDAD DE CONDUCCIÓN DE HIDROCARBUROS

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia(s) involucrada(s)	Evento	Causa
1975	México	Gasoducto de 16" Carretera federal Cárdenas-Agua dulce en la entronque Sánchez Magallanes	Gas	Explosión	Falta de mantenimiento
1980	México	Gasoducto de 16" Ranchería Acachapan y Colmena 1ª secc. municipio del Centro	Gas	Explosión	Manejo inadecuado
1992	México	Gasolinoducto	Combustible (Gasolina)	Explosión	Fuga fortuita
1994	Rusia	Oleoducto en la república autónoma de Komi	Aceite	Explosión	Falta de mantenimiento
1995	México	Gasoducto de 48" Plátano y Cacao 2ª secc. municipio del Centro	Gas	Explosión	Falta de mantenimiento
2003	México	Gasoducto de 16" Ciudad PEMEX Macuspana	Gas	Explosión	Falta de mantenimiento
2003	México	Ductos de gas natural y Gasolina, Ciudad Mendoza, Veracruz	Gas y Combustible (Gasolina)	Explosión	Vandalismo

**TABLA 3. REGISTROS DE ACCIDENTES Y CAUSA DENTRO DE LA ACTIVIDAD DE CONDUCCIÓN
DE HIDROCARBUROS**

Año	Ciudad y/o País	Instalación	Sustancia(s) involucrada(s)	Evento	Causa
2004	México	Oleoducto del pozo Tajín 337, de la línea Poza Rica Altamira	Aceite	Derrame	Corrosión externa
2005	México	Oleoducto de 30" Nuevo Teapa - Poza Rica, Hueyapan de Ocampo, Veracruz	Aceite	Derrame	Corrosión externa
2005	México	Oleogaseoducto 48" de Terminal marítima de Dos Bocas a central de almacenamiento Cunduacán	Gas y Aceite	Explosión	Falta de mantenimiento
2005	México	Oleoducto de 36"	Aceite	Explosión	Falta de Mantenimiento
2005	México	Gasoducto de 48" de la Terminal marítima de Dos Bocas a planta procesadora de gas en Cactus Chiapas	Gas	Explosión	Falta de mantenimiento
2007	Perú	oleoducto Nor Peruano de 854 Km, provincia de Bagua	Aceite	Fuga y Derrame	Caída de alud
2007	México	Evento múltiple en ductos en Guanajuato	Gas	Explosión e incendio	Falta de mantenimiento
2007	México	Gasolinoducto en Iztapalapa	Combustible (Gasolina)	Fuga y derrame	Vandalismo
2007	México	Oleoducto de 30" Jesús Carranza, Ver.	Aceite	Fuga y derrame	Falta de mantenimiento
2008	México	Gaseoducto autopista México-Querétaro	Gas	Explosión	Falta de Mantenimiento
2008	México	Ducto de metanol, Plátano y Cacao, Tab.	Metanol	Explosión	Falta de Mantenimiento
2009	México	Oleoducto de 16", Cunduacán, Tab.	Aceite	Fuga y derrame	Falta de mantenimiento
2009	México	Poliducto Guaymas-Hermosillo en el km 17+500	Aceite	Fuga y derrame]Meteoro "Jimena"
2009	México	Oleoducto Poza Rica-Salamanca y el poliducto Poza Rica- Azcapotzalco	Aceite	Fuga y derrame	Falta de mantenimiento
2010	México	Oleoducto San Martín Texmelucan, Puebla	Combustible (Gasolina)	Explosión e incendio	Vandalismo
2012	México	Gasoducto en Reynosa, Tamaulipas	Gas	Explosión	Mala operación
2015	México	Ducto, Cárdenas, Tabasco	Gas	Explosión	Falta de mantenimiento
2018	México	Gasolinoducto km 24 carr. Progreso-Mérida	Gasolina	Derrame	Vandalismo

Información personal producto de la revisión de eventos no deseados registrados

Con base en la información presentada, la actividad es bastante segura en su desarrollo, sin embargo, se debe robustecer los programas de mantenimiento y de control de calidad de los materiales empleados, con la finalidad de reducir sustancialmente el riesgo.

En este sentido, se debe reducir la vulnerabilidad de los ductos para la reducción de los eventos no deseados relacionados con el vandalismo.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



I.4.2 Metodologías de identificación y jerarquización

Metodología cualitativa What if.

Metodología What IF (¿Qué pasa Sí?), es un método inductivo que utiliza información específica de un proceso para generar una serie de preguntas que son pertinentes durante el tiempo de vida de una instalación, así como cuando se introducen cambios al proceso o a los procedimientos de operación.

Esta técnica no requiere métodos cuantitativos especiales o una planeación extensiva. El método utiliza información específica de un proceso para generar una especie de preguntas de lista de verificación.

Cuando se aplica en la forma apropiada, el método ¿Qué pasa Sí? resulta muy poderoso, ya que permite lograr:

- La cobertura completa de una amplia gama de riesgos.
- El consenso por una amplia gama de disciplinas: producción, mecánica, técnica, seguridad y personal de planta y temporal.

Así mismo, el utilizar la metodología What If ofrece ventajas y desventajas; dentro de las cuales pueden mencionarse las siguientes:

Ventajas

- Cubre un rango amplio de riesgos
- Requiere de poca capacitación previa y es fácil de usar
- Resulta eficaz como herramienta de aprendizaje
- Cuestiona el diseño
- Reconoce los efectos de procesos adyacentes
- Compara el proceso contra experiencias anteriores

Desventajas

- Los atajos dan lugar a una revisión débil
- Profundidad de análisis limitada
- Sólo funciona si se plantean las preguntas precisas
- Fácilmente pasa por alto los riesgos potenciales, ya que carece de estructura, su efectividad depende de la experiencia del coordinador, requiere de un entendimiento básico de las operaciones de proceso y de los procedimientos correspondientes, entre otros aspectos.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



En general, esta técnica es ampliamente utilizada durante las etapas de diseño del proceso, durante el tiempo de vida o de operación de una instalación, así como cuando se introducen cambios al proceso o a los procedimientos de operación. De conformidad con la naturaleza del proyecto en estudio, y a través del análisis What If, se seleccionó como punto de estudio la salida de los aparejos portadores de la barrena y lastrabarrena, incluyéndose también la tubería de revestimiento (TR). Al respecto, en el apartado del anexo RESULTADOS DEL WHAT IF se muestran los resultados y las recomendaciones obtenidas con la aplicación de esta metodología.

Metodología cualitativa HazOp (análisis de peligros y operabilidad).

Para la identificación y jerarquización de riesgos en el manejo del equipo de perforación se empleó la metodología HAZOP (análisis de peligros y operabilidad), la cual es una técnica desarrollada por la Imperial Chemical Industries (ICI) Industrias Química Imperial y aceptada por el American Institute of Chemical Engineer (AIChE) Instituto Americano de Ingenieros Químicos, Environmental Protection Agency (EPA) Agencia de Protección Ambiental y la Occupational Safety and Health Administration (OSHA) Administración de la Seguridad y Salud Ocupacional, para la evaluación de riesgos en los términos de identificación de riesgos. Esta metodología se utilizó con la finalidad de tener una imagen clara de los riesgos que puedan presentarse en los ductos en estudio.

El HAZOP es una técnica de identificación de riesgos inductiva basada en la premisa de que los accidentes se producen como consecuencia de una desviación de las variables de proceso con respecto de los parámetros normales de operación. La característica principal del método es que es realizado por un equipo pluridisciplinario de trabajo.

El análisis HAZOP se enfoca en puntos específicos del proceso u operación llamados sección o paso con respecto a los peligros o desviaciones del proceso. Después de haber seleccionado los “nodos”, se emplean palabras guías las cuales se combinan con los parámetros seleccionados y de esta manera asegurar que todas las posibles desviaciones de los parámetros de proceso sean evaluadas, logrando con esto, mostrar la posible presencia de un riesgo ambiental (como una fuga o emisión de hidrocarburos, un incendio, o dispersión de gas tóxico, que puedan afectar al personal, al ambiente o a las instalaciones.

Con el fin de tener una mayor sensibilidad de los riesgos de los componentes del equipo de PERFORACIÓN en estudio, como ya se señaló, se empleó el método de identificación de peligros: Análisis de Operabilidad y Riesgos (HAZOP), el cual fue desarrollado mediante un grupo interdisciplinario integrado por personal de Operación de pozos e Instalaciones, Mantenimiento y Seguridad Industrial, Protección Ambiental y Calidad de la empresa CARSO Energy y Personal de ECOSERVS (Ecoservicios Construcciones y Suministros Industriales y Comerciales S.A. de C.V..

En cada subsistema se identificarán una serie de nudos o puntos claramente localizados en el proceso. Los criterios para seleccionar los nudos tomarán básicamente en consideración los puntos del proceso en los cuales se produzca una variación significativa de alguna de las variables de proceso.

En el análisis HAZOP para el equipo de perforación de este estudio de riesgo ambiental, se consideraron los siguientes nodos de estudio:

TABLA 4. NODOS DE ESTUDIO

NODO	DESCRIPCIÓN	
	SISTEMA	SUBSISTEMA
1	PISO DE PERFORACIÓN	Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, Manejo de tubería Control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, Acumulador hidráulico, Sistema de control, Manifold de estrangulación Cierre de pozo
2	SISTEMA LODO DE ALTA	Bombas de lodos de alta presión
3	SISTEMA LODO DE BAJA	Bombas de lodos de baja presión

FUENTE: Grupo Multidisciplinario del Análisis HAZOP.

Para cada nudo se planteará de forma sistemática las desviaciones de las variables de proceso aplicando a cada variable una palabra guía.

A continuación se mencionan las palabras guías seleccionadas con relación al hidrocarburo que potencialmente se extraerán del yacimiento ubicado en el campo contractual Bloque 13 CS-05:

Estas palabras guías

TABLA 5. PALABRAS GUÍA.

PALABRA GUÍA	DESCRIPCIÓN
Más	Se plantea para un aumento cuantitativo de las variables
Menos	Se plantea para una disminución significativa de las variables
Alta	Se plantea para una manifestación superior de la variable en condiciones mayores a la normal de trabajo
Baja	Se plantea para una manifestación inferior de la variable en condiciones menores a la normal de trabajo

Los parámetros o variables que se relacionan dentro del proceso de los hidrocarburos potenciales a extraer y los cuales fueron seleccionados, son los siguientes:



TABLA 6. PARÁMETROS

PARÁMETROS
Peso
Velocidad
Torque
Flujo
Presión
Nivel
Densidad
Tensión

El HAZOP puede consistir en una aplicación exhaustiva de todas las combinaciones posibles entre palabra guía y variable de proceso, descartándose durante la sesión las desviaciones que no tengan sentido para un nudo determinado. Los demás parámetros y palabras guías de la metodología Hazop, no son aplicables para transporte a través de ductos.

Como resultado de la aplicación del análisis HAZOP en los ductos, se identificaron los riesgos potenciales que se pueden dar de forma aislada o secuencial en función de su probabilidad de ocurrencia, de la magnitud y las condiciones atmosféricas imperantes en el momento en que éstos pueden ocurrir; tales eventos se indican más adelante en este capítulo, en la matriz de jerarquización, con su nivel de riesgo.

Ventajas/Inconvenientes.

Además de cubrir los objetivos para los cuales se utiliza el método, se pueden destacar, entre otras, las siguientes ventajas adicionales al método:

1. Ocasión perfecta y quizás «única» para contrastar distintos puntos de vista del equipo.
2. Es una técnica sistemática que puede crear desde el punto de vista de seguridad hábitos metodológicos útiles.
3. El coordinador mejora su conocimiento del proceso.
4. No requiere prácticamente recursos a exclusión del tiempo de dedicación, etc.
5. Integra la experiencia e historial del proceso para valorar la probabilidad de manifestarse la desviación.

Como inconvenientes se podrían citar también:



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



1. Es una técnica cualitativa. No hay una valoración real de la frecuencia de las causas que producen una consecuencia grave ni tampoco del alcance de la misma.
2. Las modificaciones al equipo surgidas del HAZOP deben analizarse con mayor detalle y otros criterios (económicos, etc.).
3. Los resultados obtenidos son muy dependientes de la calidad del equipo.
4. Es muy dependiente de la información disponible. Puede omitirse un riesgo si los datos de partida son erróneos o incompletos.

Valoración de riesgos (Matriz de riesgos)

Con base la calificación de la combinación de las variables y parámetros, se valoraron las probabilidad de presencia del evento con las matrices de riesgo planteadas en el documento del SASISOPA de la empresa Carso Energy en los documentos **GC-SPG-HSE-P001 Procedimiento de Identificación y evaluación de peligros, riesgos, aspectos e impactos** y **GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos**, en estos resultados, se alimentó las matrices del módulo de SCRI What if/Checklist y SCRI HazOp, Con base en una calificación asignada para la SEVERIDAD (SEV) y OCURRENCIA (OCU), se obtiene los Valores de Riesgo (RPV) de acuerdo con la siguiente tabla de prioridades:

TABLA 7. VALORACIÓN DE RIESGO.

Severidad		Seguridad y salud de! personal y contratistas	Pérdida de producción,daños a las instalaciones
C1	MENOR	Sin lesiones; primeros auxilios	Menos de una semana de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción, menor a 5 millones de pesos
C2	MODERADO	Atención médica: lesiones menores sin incapacidad; efectos a la salud reversibles	De 1 a 2 semanas de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción, hasta 10 millones de pesos
C3	GRAVE	Hospitalización; múltiples lesionados, incapacidad parcial o total témpora!; efectos moderados a ia salud	De 2 a 4 semanas de paro. Daños a las instalaciones y pérdida de la producción de hasta 20 millones de pesos
C4	CATASTROFICO	Una o más fatalidades; lesionados graves con daños irreversibles; incapacidad parcial o totalmente permanente	Más de un mes de paro. Daños a propiedades o a las instalaciones; pérdida mayor a 20 millones de pesos

GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos.

TABLA 8. FRECUENCIA DE VALORACIÓN.

Frecuencia		Criterio 1	Criterio 2
F1	REMOTA	< 1 en 1000 años	Esencialmente imposible. No es realista que ocurra
F2	BAJA	1 en 100 años a 1 en 1000 años	Concebible; nunca ha sucedido en el centro de trabajo, pero probablemente ha ocurrido en alguna instalación similar.
F3	MEDIA	1 en 10 años a 1 en 100 años	Puede ocurrir al menos una vez en la vida de las instalaciones
F4	ALTA	> 1 en 10 años	El evento se ha presentado o puede presentarse en los próximos 10 años

GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos.

TABLA 9. ACCIONES PARA LA MITIGACIÓN, PREVENCIÓN Y CONTROL.

Significancia			Acciones para la mitigación, prevención y control
	A	Intolerable	El riesgo requiere acción inmediata. Un riesgo tipo A expresa una situación de emergencia y debe establecerse controles inmediatos. Las acciones de mitigación, prevención, control deben hacerse hasta reducirlo a tipo C o de preferencia a tipo D en un lapso menor a 60 días, así mismo se debe de establecer controles temporales para garantizar la seguridad de las instalaciones para los riesgos identificados en diseño, se deben aplicar los controles necesarios previo a la construcción y prearranque
	B	Indeseable	Debe ser reducido y hay margen para investigar y analizar a más detalle. No obstante las acciones de mitigación, prevención y control deben darse en los próximos 90 días. Si la solución se demora más tiempo deben establecerse controles temporales inmediatos en sitio para reducir el riesgo para los riesgos identificados en diseño se deben aplicar los controles necesarios previo a la construcción y pre arranque
	C	Aceptable con controles	El riesgo es significativo pero se pueden realizar las acciones de mitigación, prevención y control con el paro de instalaciones programado, las medidas de solución para atender los hallazgos deben darse en los próximos 18 meses o cuando la organización lo considere necesario. La mitigación debe enfocarse en el cumplimiento de los procedimientos y en la confiabilidad de los sistemas de protección, debe someterse a un análisis de costo-beneficio donde se determine sus es factible para la organización aceptar el riesgo como tolerable
	D	Razonable aceptable	El riesgo requiere acciones de mitigación, prevención y control, pero es de bajo impacto y puede programarse su atención y reducción conjuntamente con otras mejoras operativas. Las salvaguards actuales deberán de continuar aplicándose.

GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos.

Finalmente, se emplea la siguiente matriz de riesgos para la definición del nivel:



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
*“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”*



FRECUENCIA	F4 Alta	C	B	A	A
	F3 Media	D	C	B	A
	F2 Baja	D	D	C	B
	F1 Remota	D	D	D	C
		Menor C1	Moderada C2	Grave C3	Catastrófica C4
CONSECUENCIA					

Tomado del procedimiento GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos. 25 de abril de 2018

Después de la identificación de riesgo se empleó la metodología de matriz para su jerarquización y obtener los índices de riesgo, la aplicación de dicha metodología, se realizó considerando la cantidad de material que puede ser liberado, los daños al proceso y sobre todo al ambiente

RESULTADOS DE WHAT IF

DUCTOS

A continuación se muestran los resultados de la evaluación de Ductos de acuerdo al procedimiento GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos.

Sistema		APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN						
[Identificador] Subsistema		[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DE RECOLECCIÓN						
Sistema	Subsistema	Pregunta	Respuesta	Riesgo	Consecuencia	S E V	O C U	R P V
APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN	[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DERECOLECCIÓN	¿Qué pasa si se presenta una sobrepresión en el ducto?	-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.	Falla de operación en los cabezales de recolección	-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.	4	3	A



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



					-Incendio si el crudo logra entrar en contacto con una fuente de ignición.			
APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN	[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DE RECOLECCIÓN	¿Qué pasa si se bloquea la llegada a destino de ducto?	-Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo. -Sabotaje	Bloqueo de ductos	-Alta presión en el ducto con posibilidad de pérdida de la contención del crudo que transporta	2	2	D
APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN	[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DE RECOLECCIÓN	¿Qué pasa si no hay flujo de crudo?	-Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo. -Sabotaje -Derrame de crudo	Derrame de flujo	-Pérdidas de Producción. -Posible contaminación de suelo natural	1	1	D
APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN	[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DE RECOLECCIÓN	¿Qué pasa si se presenta una baja presión en el ducto?	-Error Humano en la operación de válvulas de bloqueo en el Árbol de Válvulas. -Sabotaje -Derrame de crudo	Derrame de crudo por baja presión en el ducto	-Bajo flujo. -Pérdidas de producción.	3	3	B
APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN	[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DE RECOLECCIÓN	¿Qué pasa si hay una excesiva corrosión en el ducto?	-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.	Presencia de agentes corrosivos en el flujo del ducto	-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. -Alta presión en el ducto -Esfuerzos mecánicos en la línea, válvulas, juntas bridadas, empaques y uniones soldadas.	3	4	A

Sistema	APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN						
[Identificador] Subsistema	[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DE RECOLECCIÓN						
Salvaguarda	Recomendaciones	Tipo	Responsable	SEV	OCU	RPV	
-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 (medición de espesores). -Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad.	EQ D01 Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el ducto. EQ D02 Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación. EQ D03 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 EQ D04 Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. EQ D05 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	Acciones	<Ninguno>	2	2		D
-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.	EQ D04 Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. EQ D06 Mantener una estricta vigilancia para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.	Irrelevante	<Ninguno>	1	2		D



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



	EQ D09 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.					
-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	1D Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el ducto 4D Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. 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.	Irrelevante	<Ninguno>	1	1	D
-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.	EQ D01 Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. EQ D05 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	Acciones	<Ninguno>	1	1	D
-Programa de mantenimiento al ducto (medición de espesores). -Evaluación continúa de la calidad de la protección externa (anticorrosiva y catódica). -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.	EQ D03 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 EQ D04 Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. EQ D06 de revisión de protección catódica y medición de espesores en ducto. EQ D07 Llevar a cabo el programa de reemplazos de tramos con espesores menores a la especificación.	Acciones	<Ninguno>	2	2	D

Sistema		LINEAS REGULARES Y LÍNEAS DE DESCARGA						
[Identificador] Subsistema		[002 L REGULARES DESC] LINEAS REGULARES Y DESCARGA						
Sistema	Subsistema	Pregunta	Respuesta	Riesgo	Consecuencia	SEV	OCU	RPV
LINEAS REGULARES Y LÍNEAS DE DESCARGA	[002 L REGULARES DESC] LINEAS REGULARES Y DESCARGA	¿Qué pasa si hay una mala operación en el manejo de las válvulas sobre la línea de descarga hacia el cabezal?	- Error humano en la operación de válvulas e instrumentos. -Sabotaje	Fallo de operación en el manejo de las válvulas	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.	2	2	D
LINEAS REGULARES Y LÍNEAS DE DESCARGA	[002 L REGULARES DESC] LINEAS REGULARES Y DESCARGA	¿Qué pasa si sufre un golpe externo la tubería?	-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.	Eventos no deseados a la línea de la maquinaria pesada	-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.	2	2	D



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



			-Construcción no autorizada sobre el derecho de vía de la línea.					
LINEAS REGULARES Y LÍNEAS DE DESCARGA	[002 L REGULARES DESC] LINEAS REGULARES Y DESCARGA	¿Qué pasa si entra personal no autorizado al área de pozos y manipula indebidamente las válvulas en el cabezal de recolección?	-Sabotaje. -Falta de vigilancia y control en las entradas.	Falta de vigilancia	-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.	2	2	D
LINEAS REGULARES Y LÍNEAS DE DESCARGA	[002 L REGULARES DESC] LINEAS REGULARES Y DESCARGA	¿Qué pasa si ocurre una fuga en el ducto?	-Golpe externo. -Corrosión excesiva. -Adelgazamiento del material -Falla de materiales. -Error humano en la instalación de accesorios. -Condiciones climáticas adversas. -Vibración en el ducto.	Fuga de los ductos	-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.	4	3	A
LINEAS REGULARES Y LÍNEAS DE DESCARGA	[002 L REGULARES DESC] LINEAS REGULARES Y DESCARGA	¿Qué pasa si se presentan fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, huracanes, terremotos, etc.)?	-Condiciones climáticas adversas	Fenómenos naturales (inundaciones, tormentas eléctricas, huracanes, terremotos, etc.)	-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.	2	3	C

Sistema	APLICADO A CABEZALES DE RECOLECCIÓN						
[Identificador] Subsistema	[001 CAB RECOLECCIÓN] CABEZALES DE RECOLECCIÓN						
Salvaguarda	Recomendaciones	Tipo	Responsable	S E V	O C U	R P V	
-Programas de mantenimiento predictivo, preventivo y correctivo de los sistemas de control de presión en pozo de envío -Programa de mantenimiento al ducto (medición de espesores). -Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad.	4D Llevar a cabo recorridos de inspección a lo 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. 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	Acciones	<Ninguno>	1	2	D	
-Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. - Personal certificado para manejo de grúas y maniobras.	4D Llevar a cabo recorridos de inspección a lo largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. 9D Mantener en resguardo las instalaciones donde existan válvulas e instrumentos con bardas perimetrales y puertas con candados para	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D	



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



	evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones. 11D Instalación de señalamientos a todo lo largo del trazo de la línea, con énfasis particular en instalaciones de origen.						
-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.	4D Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto. 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.	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D	
-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 (medición de espesores). -Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. -Brigadas contra incendio.	1D Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el ducto. 4D Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D	
-Capacitación al personal de operación y mantenimiento en cuanto a seguridad. -Brigadas contra incendio.	1D Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el ducto. 10D Mantener actualizado el informe meteorológico semanal con la finalidad de prever posibles daños por condiciones meteorológicas adversas.	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D	

Como se observa, la operación de ductos es una actividad segura siempre y cuando se realicen los mantenimientos predictivos y preventivos en tiempo y forma, así como la aplicación de las salvaguardas.

Solamente factores que no es controlable como las condiciones de la naturaleza, tales como sismos o huracanes, pondrían en riesgo la infraestructura, por lo que se hace necesario realizar diferentes acciones o procedimientos con la finalidad de prevenirlos y reducir los eventos no deseados.

EQUIPO DE PERFORACIÓN

Sistema		PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS						
[Identificador] Subsistema		[01] FORMACIONES DE PRESIONES NORMALES						
Sistema	Subsistema	Pregunta	Respuesta	Riesgo	Consecuencia	SEV	OCU	RPV
PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	[01] FORMACIONES DE PRESIONES NORMALES	Durante la perforación aumenta el volumen de las presas metálicas	El pozo incrementa la presión en comparación a las propiedades fluido de control	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
		Durante la perforación hay pérdida de circulación	Probable existencia de caverna	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	2	C
		Durante la perforación hay lodo contaminado	Durante la circulación hay una bolsa de gas que sale a la superficie	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	2	C



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



	congas, petróleo o agua salada						
	Durante la perforación aumenta la velocidad de la bomba o disminución de la presión de la bomba	Se obtiene una mayor presión en el agujero y fractura del mismo. En caso menor no levanta el corte y atrapa la tubería flujo de fluido	Brote o reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
	Durante un viaje de tubería aumenta el volumen de lodo en las presas metálicas o flujo del pozo a través de la tubería de perforación	Probable incremento en la presión del yacimiento	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
	Durante un viaje de tubería el pozo no recibe la cantidad de lodo para el llenado apropiado	Probable descontrol del agujero	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
	Durante un viaje de tubería hay pérdida de circulación. incapacidad de llenar el pozo	Fluido de control es muy pesado, supera la presión del agujero	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
	Cuando sé esta fuera del pozo, hay aumento en el nivel de lodo de las presas metálicas	Movimientos no estimados del yacimiento	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	2	C

Sistema	PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS					
[Identificador] Subsistema	[01] FORMACIONES DE PRESIONES NORMALES					
Salvaguarda	Recomendaciones	Tipo	Responsable	S E V	O C U	R P V
Cerrar el preventor de reventones y aumentar la densidad del lodo	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D
Observar el nivel de fluido en el anular para asegurarse que el pozo no está fluyendo. Si el pozo fluye, cerrar el preventor de reventones y añadir material para pérdida de circulación al lodo. Aumentar la densidad del lodo solamente si es necesario	Observación de parámetros del pozo y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D
Acondicione el lodo y aumente la densidad del lodo solamente si la manifestación fue de suficiente intensidad para justificar esa acción	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D
Observar el nivel del lodo en las presas metálicas; si se observa un aumento de nivel, cierre el preventor de reventones y eleve la densidad del lodo. Si no hay aumento en el nivel de lodo en las presas metálicas, verifique si hay un agujero en la tubería	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D
Intentar suspender la introducción de tubería y revisar calidad del fluido, en su caso, acondicionarlo regresar lo más cerca posible del fondo, si la seguridad y el tiempo lo permiten	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



No sacar más tubería de perforación y acondicionar el lodo. Disminuir los geles y la viscosidad si son muy altos. Cerrar los preventores y utilizar el estrangulador si es necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D
Tomar especial atención al lodo en el anular para asegurarse que el pozo no está fluyendo. Corregir propiedades de fluido de control	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D
Intentar regresar lo más cerca posible del fondo, si la seguridad y el tiempo lo permiten. Circular y acondicionar el lodo. Cerrar los preventores y utilizar el estrangulador si es necesario. Aumentar la densidad del lodo solamente cuando sea necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D

Sistema		PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS						
[Identificador] Subsistema		[02] FORMACIONES DE PRESIONES ANORMALES						
Sistema	Subsistema	Pregunta	Respuesta	Riesgo	Consecuencia	S E V	O C U	R P V
PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	[02] FORMACIONES DE PRESIONES ANORMALES	Durante la perforación aumenta la densidad de lodo en las presas metálicas	El pozo incrementa la presión en comparación a las propiedades fluido de control	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
		Durante la perforación, hay lodo contaminado con gas, petróleo o agua salada	Durante la circulación hay una bolsa de gas que sale a la superficie	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
		Durante la perforación hay pérdida de circulación	Probable existencia de caverna	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	3	B
		Durante la perforación aumenta la velocidad de la bomba o disminuye la presión de la bomba	Se obtiene una mayor presión en el agujero y fractura del mismo En caso menor no levanta el corte y atrapa la tubería flujo de fluido	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
		Durante la perforación hay aumento repentino en la velocidad de penetración. (drilling break).	Hay un cambio en la capa de roca del subsuelo	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	3	B
		Durante un viaje de tubería el pozo no recibe la cantidad de lodo para el llenado apropiado	Probable descontrol del yacimiento	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



	Durante un viaje de tubería el pozo empieza a fluir a través de la tubería de perforación; aumento en el volumen de las presas metálicas	Probablemente descompensación, debido a que la tubería esta vacía	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	4	3	A
	Durante un viaje de tubería hay perdida de la circulación. Incapacidad de llenar el pozo	Fluido de control es muy pesado, supera la presión del agujero	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	2	C
	Cuando sé esta fuera del pozo hay aumento en el nivel de lodo de las presas metálicas	Movimientos no estimados del yacimiento	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	2	2	C

Sistema	PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS					
[Identificador] Subsistema	[01] FORMACIONES DE PRESIONES ANORMALES					
Salvaguarda	Recomendaciones	Tipo	Responsable	S E V	O C U	R P V
Cerrar los preventores y aumentar la densidad del lodo	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Acciones	<Ninguno>	1	3	D
Disminuir la viscosidad y la resistencia de gel del lodo, si son altas. Aumentar la densidad del lodo, solamente si la manifestación fue de suficiente intensidad como para justificar tal acción	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Acciones	<Ninguno>	2	3	C
Intentar mantener el anular lleno, usando agua, si fuere necesario. Vigilar el anular, y en el caso de que el pozo fluya, cerrar el preventor de reventones. Añadir material para pérdida de circulación al sistema de lodo y recuperar circulación. Aumentar la densidad del lodo solamente si es necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Acciones	<Ninguno>	1	3	D
Observar el nivel de las presas metálicas. Si este aumenta, cerrar los preventores y aumentar densidad de lodo. Si no se observa incremento en el nivel de las presas metálicas, buscar agujero en la tubería de perforación	Buenas prácticas laborales y Capacitación continua	Acciones	<Ninguno>	1	3	D
Observar el nivel de las presas metálicas. Si éste aumenta, cerrar los preventores y aumentar viscosidad del lodo. Circular fondo afuera, y si manifestaciones de gas, petróleo o agua salada son de suficiente intensidad, aumentar densidad del lodo	Buenas prácticas laborales y capacitación continua.	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D
Intentar regresar la tubería lo más cerca del fondo, si el tiempo lo permite. Circular y acondicionar el lodo. Cerrar los preventores y utilizar el estrangulador, si es necesario. Aumentar la densidad del lodo solamente cuando sea necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D
Intentar regresar la tubería lo más cerca del fondo, si la seguridad y el tiempo lo permiten. Cerrar los preventores de reventones. Circular y	Buenas prácticas laborales y capacitación	Irrelevante	<Ninguno>	1	3	D



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



acondicionar el lodo; aumentar la densidad del lodo solamente cuando sea necesario						
Intentar mantener el anular lleno utilizando agua, si es necesario. Observar anular y si el pozo empieza a fluir, cerrar los preventores de reventones. Añadir material para pérdida de circulación al sistema de lodo y recuperar circulación. Aumentar la densidad del lodo solamente cuando sea necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D
Intentar regresar la tubería lo más cerca posible del fondo, si la seguridad y el tiempo lo permiten. Circular y acondicionar el lodo. Cerrar los preventores de reventones y utilizar el estrangulador, si es necesario; aumentar la densidad del lodo solamente cuando sea necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D

Sistema		PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS						
[Identificador] Subsistema		[03] TERMINACIÓN						
Sistema	Subsistema	Pregunta	Respuesta	Riesgo	Consecuencia	SEV	OCU	RPV
PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS	[03] TERMINACIÓN	Quando sé está introduciendo la tubería de revestimiento, har pérdida de circulación	Se obtiene una mayor presión en el agujero y fractura del mismo En caso menor no levanta el corte y atrapa la tubería flujo de fluido	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	1	D
		Quando sé está introduciendo la tubería de revestimiento, el pozo empieza a devolver fluido	Mal diseño del trabajo de perforación	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	2	2	D
		Quando se está probando el pozo, empieza a devolver fluido; aumento del nivel de lodo en las presas metálicas	Probable existencia de bolsa de gas o presión del yacimiento	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	3	1	D
		Quando se está instalando el árbol de válvulas	Esta el pozo libre	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	2	1	D
		Después de la terminación, hay presión excesiva en el espacio	Empacador o camisa con descompensación	Brote o Reventón	Fuga, fuego y explosión	2	2	D



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Sistema		PERFORACIÓN DE UN POZO TERRESTRE PARA LA EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS				
[Identificador] Subsistema		[03] TERMINACIÓN				
Salvaguarda	Recomendaciones	Tipo	Responsable	S E V	O C U	R P V
El procedimiento a seguir dependerá de las condiciones existentes en el momento de la pérdida de circulación. En general, el espacio anular debe dejarse lleno aun cuando eso implique llenar con agua para observar si el pozo esta fluyendo	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	2	1	D
Si es posible, y si la seguridad y el tiempo lo permiten, continúe haciendo descender la tubería de revestimiento hasta el fondo. Cierre el preventor de reventones y circule a través del estrangulador; haga circular el lodo y acondiciónelo; eleve la densidad del lodo sólo si es necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D
Cierre el preventor de reventones y circule a través del estrangulador; haga circular el lodo y acondiciónelo; eleve la densidad del lodo sólo si es necesario	Buenas prácticas laborales y capacitación	Irrelevante	<Ninguno>	2	1	D
Primero determine si las conexiones pueden ser ajustadas o reemplazadas, o si se debe matar el pozo. En caso de duda, mate el pozo. No corra riesgos	Buenas prácticas laborales y capacitación continua	Irrelevante	<Ninguno>	1	1	D
Matar el pozo; luego de ello hacer reparaciones necesarias	Buenas prácticas laborales y capacitación	Irrelevante	<Ninguno>	1	2	D

Como se observa en las tablas anteriores, los riesgos significativos se localizan en los tipos d formaciones, por lo que existe una alta incertidumbre al momento de realizar la perforación.

Sin embargo, estas disminuyen al momento de permanecer atento a cualquier cambio en los manómetros y el mantenimiento del sistema de bombero, así como los sistemas de preventores, mismos que permiten el control de cualquier eventualidad.

RESULTADOS DE HAZOP DE EQUIPO DE PERFORACIÓN

Como se definió con anterioridad, se consideraron básicamente tres sistemas dentro del equipo de perforación para analizar las posibles eventualidades que pudieran presentarse al momento de realizar la perforación de un yacimiento.

De esta manera, en la imagen siguiente se presentan gráficamente las presencias de los nodos analizados.

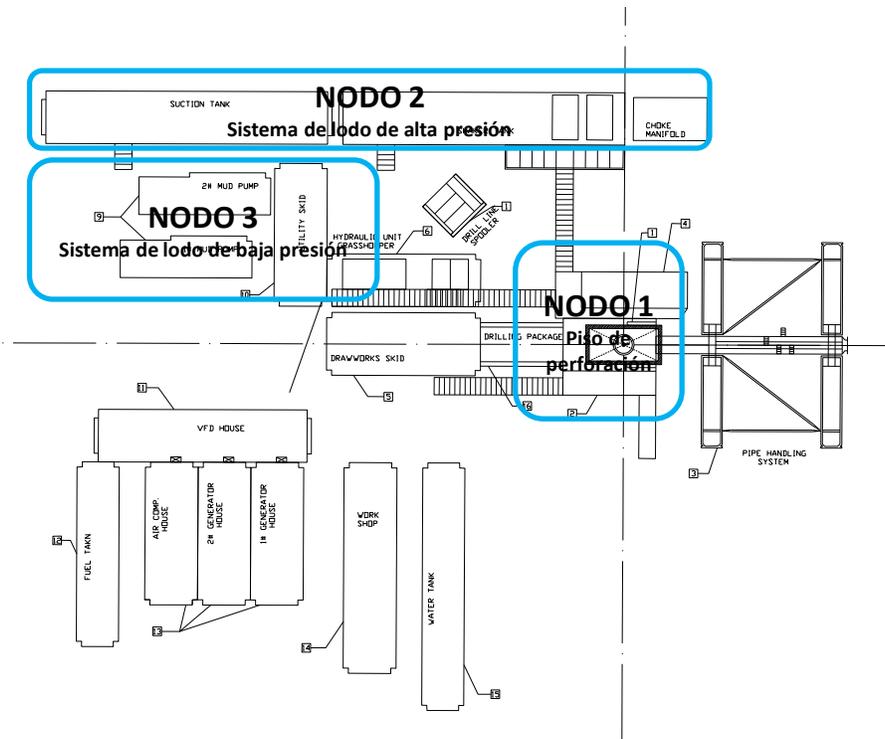


IMAGEN 1. DISTRIBUCIÓN DE LOS COMPONENTES DEL EQUIPO DE PERFORACIÓN QUE SE EMPLEARÁ EN EL BLOQUE 13, ÁREA CONTRACTUAL CS 05 POR PARTE DE LA EMPRESA CARSO ENERGY.

De esta manera, se obtuvieron los siguientes resultados en la metodología de HAZOP con base en el procedimiento GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos.

Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
Menos	Peso	Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite).	Incendio y/o explosión Daño al equipo, Lesión al personal	2	2	D	Contador de EPM. Programa de pozo. Indicador de flujo en línea de flote. Indicador en nivel de presas de lodo. Balanza "BAROID". Detectores de gas (H2S y gas combustibles). Equipo contra incendio (extintores/ carretillas/ tanques de espuma) Alarmas audibles y visibles. Equipos de conexión superficial. Líneas de flote.	01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. 02 Verificar la disponibilidad de la balanza "BAROID". 03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/ carretillas/ tanques de espuma).. 04 Realizar pruebas hidrostáticas pre operativas a los equipos de conexión superficial de Control.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
							Parámetro en tiempo real, monitoreo oficina COMPANY MAN. Separador gas / lodo en piso de perforación. Indicador de peso. Tanque de viajes. Personal capacitado para la operación Unidad para operar preventores. Preventores. Unidad de alta. Simulacros	05 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo separador gas / lodo en piso de perforación. 06 Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de nivel de presas de lodo. 07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación. 09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey. 10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores
Menos	Peso	Pérdida de herramientas (tubería) por falla de unión de tubería.	Retraso de operaciones. Pérdida de equipos y/o herramientas. Pozo desviado por no recuperar herramienta.	1	2	D	Manómetros de apriete en consola. Arturito, llaves de fuerza según diámetro de tubería. Sensores de torque. Indicador de presión de la llave de fuerza. Indicador de peso	07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación
Menos	Peso	Descalibración del sistema de monitoreo de parámetros (peso, torques).	Pérdida de presión. Daños a los equipos y/o herramientas. Desconexión de juntas. Retraso de operaciones. Pérdida de equipos y/o herramientas	1	2	D	Manómetros de apriete en consola. Arturito, llaves de fuerza según diámetro de tubería. Sensores de torque. Indicador de presión de la llave de fuerza. Indicador de peso	07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación
Menos	Peso	Descalibración del sistema de monitoreo de parámetros (peso, torques).	Pérdida de presión. Daños a los equipos y/o herramientas. Desconexión de juntas. Retraso de operaciones. Pérdida de equipos y/o herramientas.	1	2	D	Manómetros de apriete en consola. Arturito, llaves de fuerza según diámetro de tubería. Sensores de torque. Indicador de presión de la llave de fuerza. Indicador de peso	01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. 11 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al Arturito y llaves de fuerza.
Más	Peso	Por pérdida total del fluido de perforación por condiciones naturales del pozo (caverna).	Descontrol de pozo. Atrapamiento de sarta por falta de circulación. Daño al personal. Incendio y/o explosión. Daño al equipo. Retraso de operaciones. Daño al medio ambiente.	2	2	D	Contador de EPM. Programa de pozo. Indicador de flujo en línea de flote. Indicador en nivel de presas de lodo. Balanza "BAROID". Detectores de gas (H2S y gas combustibles).	03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma).. 05 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
							Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) Alarmas audibles y visibles. Equipos de conexión superficial. Líneas de flote. Parámetro en tiempo real, monitoreo oficina COMPANY MAN. Separador gas / lodo en piso de perforación. Indicador de peso. Tanque de viajes. Personal capacitado para la operación Unidad para operar preventores. Preventores. Unidad de alta. Simulacros	separador gas / lodo en piso de perforación. 06 Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de nivel de presas de lodo. 07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de Operación
Más	Peso	Atrapamiento de sarta	Pérdida de circulación (posibilidad de fractura de formación). Brote y/o descontrol de pozo. Daño al personal. Daño al medio ambiente. Daño al equipo. Retraso de operación	1	2	D	Indicadores de parámetros de perforación (Indicador de revoluciones/torque de top drive, peso, amperaje). Parámetro en tiempo real monitoreo oficina COMPANY MAN Unidad para operar preventores Simulacros.	EQ P08 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a mesa rotaria, block viajero, sistema de izaje, swivel o top drive. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey. EQ P10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores
Más	Peso	Brote con manifestación de gas.	Descontrol de pozo. Daño a la instalación. Daño a equipo. Daños al personal. Incendio y/o explosión. Retraso de operaciones. Daño al medio ambiente	1	2	D	Indicadores de peso. Indicador de EPM. Indicador de nivel en presas de lodo. Detectores de gas (H2S y gas combustibles). Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) Alarmas audibles y visibles. Equipos de conexión superficial. Unidad para operar preventores. Unidad de alta para matar el pozo. Tanque de viajes. Simulacros	EQ P03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma).. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey. EQ P10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores
Más	Peso	Cambio de formación del pozo	Incremento de sólidos en el fluido.	2	2	D	Programa de pozo. Indicador de peso. Indicador de torque.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
			Incremento de la DEC con posible pérdida de circulación o fractura de formación. Pérdida de columna hidrostática con potencial de brote y/o descontrol de pozo. Atrapamiento de sarta. Retraso de operaciones.				Indicador de RPM. Indicador de flujo en línea de flote. Detector de gas. Contador de EPM. Parámetro en tiempo real monitoreo oficina COMPANY MAN Tanque de viajes	mantenimiento de la cabina del perforador
Más	Velocidad	Brote	Descontrol de pozo. Atrapamiento de sarta. Pérdida de herramienta y equipo. Retraso de operaciones	2	2	D	Indicador de peso. Indicador de torque. Indicador de RPM. Indicador de flujo en línea de flote. Detector de gas. Contador de EPM. Parámetro en tiempo real monitoreo oficina COMPANY MAN Tanque de viajes. Cabeza rotatoria Simulacros	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador
Más	Velocidad	Cambios de formación	Aumento de densidad equivalente de circulación. Variación de nivel en presas de lodo.	2	2	D	Indicadores de presión en bomba de lodo. Contador de EPM. Indicador de revoluciones en la rotaria. Indicador de peso en la sarta. Indicador de nivel en presas de lodo. Detector de gas. Limpia lodos. Centrífuga de alta.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P08 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a mesa rotaria, block viajero, sistema de izaje, swivel o top drive
Menos	Velocidad	Cambio de formación del pozo	Retraso de operaciones	2	2	D	Indicador de peso. Indicador de torque. Indicador de RPM. Indicador de flujo en línea de flote Indicadores de nivel de presas de lodo Detector de gas. Contador de EPM. Top drive para reparar más longitud.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P08 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a mesa rotaria, block viajero, sistema de izaje, swivel o top drive.
Más	Torque	Por derrumbe de las paredes de pozo (formaciones inestables)	Por falta de limpieza del pozo Pérdida de herramientas de Perforación. Retraso de operaciones	2	2	D	Indicadores de peso. Sensor de revoluciones de top drive. Indicador de Torque. Limitador del torque.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P08 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a mesa rotaria, block viajero, sistema de izaje, swivel o top drive.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
Más	Torque	Formaciones de mayor/menor resistencia a la penetración.	Pérdida de herramientas de Perforación. Retraso de operaciones.	3	3	B	Indicadores de peso. Sensor de revoluciones de top drive. Indicador de Torque Limitador del Torque	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P08 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a mesa rotaria, block viajero, sistema de izaje, swivel o top drive.
Menos	Flujo	Por pérdida total o parcial por condiciones naturales del pozo (caverna).	Brote y descontrol de pozo. Atrapamiento de sarta por falta de circulación. Lesión al personal. Incendio y/o explosión. Daño al equipo. Retraso de operaciones. Daño al medio ambiente	3	3	B	Indicador de flujo en línea de flote. Indicador de nivel en presas de lodo. Indicador de EPM. Tanques de viaje de flote. Conexiones superficiales de control. Entrenamiento de personal Cuadro de roles y funciones Procedimientos operativos específicos del equipo de perforación Unidad de cementación. Cabeza rotatoria. Simulacros.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P04 Realizar pruebas hidrostáticas pre operativas a los equipos de conexión superficial de Control. EQ P06 Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de nivel de presas de lodo. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación
Menos	Flujo	Por pérdida de lodo inducida total o parcial.	Brote o descontrol de pozo. Atrapamiento de sarta por falta de circulación. Lesión al personal. Incendio y/o explosión. Daño al equipo. Retraso de operaciones. Daño al medio ambiente	3	3	B	Indicador de flujo en línea de flote. Indicador de nivel en presas de lodo. Indicador de EPM. Tanques de viaje. Conexiones superficiales de control. Entrenamiento de personal Cuadro de roles y funciones Procedimientos operativos específicos del equipo de perforación Unidad de cementación Simulacros.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P04. Realizar pruebas hidrostáticas pre operativas a los equipos de conexión superficial de Control. EQ P06 Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de nivel de presas de lodo. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación.
Menos	Flujo	Falla en las bombas de lodo Atrapamiento de sarta por falta de circulación.	Brote y descontrol de pozo. Lesión al personal. Incendio y/o explosión. Daño al medio ambiente. Daño al Equipo. Retraso de operaciones	4	3	A	Indicador de EPM. Indicador de nivel en presas de lodo. Detectores de gas (H2S y gas combustibles). Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) Alarmas audibles y visibles. Equipos de conexión superficial.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma).



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
							Tres Bombas de lodo disponibles. Unidad para operar preventores. Conexiones superficiales de control. Entrenamiento de personal Cuadro de roles y funciones Procedimientos operativos específicos del equipo de perforación. Unidad de cementación. Simulacros.	EQ P06 Verificar el correcto funcionamiento de los indicadores de nivel de presas de lodo. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey. EQ P10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores. EQ P13 Verificar el cumplimiento a seguimiento realizado por el químico a los análisis de lodo
Más	Flujo	Por incorporación de fluidos de la formación (gas, agua o aceite).	Derrame en presas. Daños al medio ambiente. Daños al personal. Probable incendio y/o explosión. Posible brote y descontrol de pozo. Retraso de operaciones	3	3	B	Indicador de flujo de línea de flote. Detectores de gas (H2S y gas combustibles). Indicador de nivel en presas de lodo. Contador de EPM. Preventores. Unidad para operar preventores. Cámara en presas y línea de flote. Entrenamiento de personal Cuadro de roles y funciones Procedimientos operativos específicos del equipo de perforación. Unidad de alta. Preventores. Unidad para operar preventores	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey. EQ P10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores. EQ P12 Verificar el cumplimiento del Programa de mantenimiento preventivo a los paneles remotos de cierre de preventores
Más	Presión	Por formación geológica presente con presión más alta de la esperada	Brote o descontrol de pozo. Daños a los equipos por exceder capacidad operativa. Retraso de operaciones. Incendio y/o explosión. Daño al personal. Daño al medio ambiente	4	4	A	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Válvula de seguridad de Bombas. Programa de pozo. Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado. Unidad de cementación	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
							Procedimientos operativos. Unidad para operar preventores Equipos de control superficial. Simulacros.	
Más	Presión	Incremento de sólidos en espacio anular	Daños a los equipos por exceder capacidad operativa. Retraso de operaciones. Daño al personal	3	3	B	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Válvula de seguridad de Bombas. Programa de pozo. Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado. Procedimientos operativos. Monitoreo de los lodos. Sistema de control de sólidos.	EQ P01.-Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P13 Verificar el cumplimiento al seguimiento realizado por el químico a los análisis de lodo.
Más	Presión	Incremento de sólidos en espacio anular	Daños a los equipos por exceder capacidad operativa. Retraso de operaciones. Daño al personal	2	2	D	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Válvula de seguridad de bombas. Programa de pozo. Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado. Procedimientos operativos. Monitoreo de los lodos. Sistema de control de sólidos	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P13 Verificar el cumplimiento al seguimiento realizado por el químico a los análisis de lodo
Más	Presión	Empacamiento de sarta	Daños a los equipos. Retraso de operaciones	2	2	D	Indicador de presión del pozo. Indicador de presión de la sarta. Válvula de seguridad en bombas. Procedimientos operativos. Monitoreo de lodos	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador
Más	Presión	Problemas en el pozo	Retraso de operaciones. Daños a los equipos. Ruptura de líneas de manejos de fluidos. Daños al personal	2	2	D	Indicadores de presión de las bombas. Válvula de seguridad de las bombas.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforado
Menos	Presión	Por desprendimiento de tobera	Retraso de operaciones	2	2	D	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Programa de pozo. Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado Unidad de cementación	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la unidad para operar preventores y pruebas



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
*“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”*



Nodo:		Nodos 1 PISO DE PERFORACIÓN						
Parámetro		Definir fallas del Sistema de izaje (malacate, cables y polipasto), Torre de perforación, manejo de tubería y control de pozo (arreglo de conjunto de preventores, acumulador hidráulico, Sistema de control, manifold de estrangulación y cierre de pozo)						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
							Procedimientos operativos	EQ P10 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a preventores
Menos	Presión	Pérdida de circulación en formación	Brote y descontrol de pozo. Incendio Retraso de operaciones. Daño de equipo. Daño al personal. Daño al medio ambiente	4	2	B	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Programa de pozo Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado Unidad de cementación Procedimientos operativos Unidad para operar preventores Equipos de control superficial. Simulacros	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey. EQ P04 Realizar pruebas hidrostáticas pre operativas a los equipos de conexión superficial de Control
Menos	Presión	Por lavamiento de juntas	Retraso de operaciones. Pérdida de equipo. Atrapamiento de sarta por derrumbe	4	2	B	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Programa de pozo Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado Unidad de cementación Procedimientos operativos Unidad para operar preventores Equipos de control superficial	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo a la bomba koomey. EQ P04 Realizar pruebas hidrostáticas pre operativas a los equipos de conexión superficial de Control

Nodo:		Nodos 2 SISTEMA LODO DE ALTA PRESIÓN						
Parámetro		Definir las fallas en las bombas de lodos de alta presión						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
Más	Presión	Por taponamiento de tobera	Daños a los equipos por exceder capacidad operativa. Retraso de operaciones. Daño al personal	2	2	D	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Válvula de seguridad de bombas. Programa de pozo. Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado. Procedimientos operativos.	EQP01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Más	Presión	Cierre de válvulas incorrecto	Reventón en la línea Retraso en operaciones	3	2	C	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de presión de la sarta. Válvula de seguridad de bombas	EQP01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador
-----	---------	-------------------------------	--	---	---	---	---	---

Nodo:		Nodos 2 SISTEMA LODO DE ALTA PRESIÓN						
Parámetro		Definir las fallas en las bombas de lodos de alta presión						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
Más	Nivel	Generación de fluido	Daños al personal. Daños a los equipos. Daños al medio ambiente. Pérdida de producción. Probable incendio y/o explosión. Derrame en presas de lodo	3	3	B	Indicadores de peso. Indicador de EPM. Indicador de nivel en presas de lodo. Detectores de gas (H2S y gas combustibles). Equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma) preventivo a la unidad para operar preventores y pruebas	EQ P01.-Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma).. EQ P09 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento
Más	Nivel	Comunicación entre presas	Derrame en presas de lodo. Daños al medio ambiente. Probable incendio y/o explosión	3	2	C	Indicador de nivel en presas de lodo. Alarmas audibles y visibles. Personal capacitado y con experiencia. Equipo Contra incendio	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de Espuma)
Más	Nivel	Bombeo de barco lodero a presas de trabajo	Derrame de fluidos de perforación. Daños al medio ambiente. Incendio y/o explosión	3	2	C	Indicador de nivel en presas de lodo. Comunicación por radio con barcos. Alarmas audibles y visibles. Personal capacitado y con experiencia	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma).. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación

Nodo:		Nodos 3 SISTEMA DE LODO DE BAJA PRESIÓN						
Parámetro		Definir las fallas en las bombas de lodos de baja presión						
Guía	Desviación	Causa	Consecuencia	S E V	O C U	R P V	Salvaguarda	Recomendación
Más	Nivel	Brote	Descontrol de pozo. Daños al medio ambiente. Daños al personal. Incendio y explosión	4	3	A	Indicadores de presión del pozo. Indicadores de nivel en presas de lodo. Programa de pozo. Estudios geológicos previos a la perforación. Fluido de perforación adecuado Unidad de cementación Procedimientos operativos. Unidad para operar preventores Equipos de control superficial. Simulacros.	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P03 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento preventivo al equipo contra incendio (extintores/carretillas/tanques de espuma).. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación
Menos	Nivel	Por pérdida total o parcial de circulación en el pozo	Posible brote. Posible atrapamiento de sarta Retraso de operaciones	4	2	B	Indicador de EPM. Indicador de nivel en presas de lodo. Alarmas audibles y visibles. Personal capacitado y con experiencia	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación
Alta	Densidad	Incorporación de sólidos en el fluido.	Daños al equipo. Retraso de operaciones. Posible fractura de la formación. Pegadura de sarta	1	1	D	Revisión continua del sistema de control de sólidos. Monitoreo continuo de condiciones de lodo con balanza y análisis de lodo	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación
Baja	Densidad	Por incorporación de fluidos de formación (gas, agua o aceite).	Derrumbe del pozo. Pegadura de sarta. Brote y descontrol de pozo. Retraso de operaciones	2	2	D	Monitoreo de lodos de perforación. Personal con experiencia Equipos de control de sólidos. Simulacros	EQ P01 Verificar el cumplimiento del programa de mantenimiento de la cabina del perforador. EQ P07 Verificar que el personal esté capacitado y con experiencia para realizar la operación. Cuadrilla de operación
Alta	Presión	Taponamiento en líneas de estrangulación	Fractura de la formación. Descontrol. Retraso de operaciones. Daño al equipo. Daños al personal. Daño al medio ambiente	4	2	B	Válvulas del árbol de estrangulación. Indicador de presión del árbol de estrangulación. Prueba de goteo Personal capacitado.	EQ P04 Realizar pruebas hidrostáticas pre operativas a los equipos de conexión superficial de Control.
Alta	Tensión	Atrampamiento de sarta.	Pérdida de equipos y/o herramientas. Retraso de operación	4	2	B	Indicadores de peso. Indicador de revoluciones de top drive. Contador de EPM. Válvula de seguridad.	EQ P04 Realizar pruebas hidrostáticas pre operativas a los equipos de conexión superficial de Control.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



A través del HAZOP, se observa que con programas adecuados de mantenimiento y certificación de las cedulas del material, los eventos son fortuitos, por lo que en general, la operación del equipo de perforación es segura. Con base en lo anterior, se realiza la simulación cuantitativa sobre manifestaciones potenciales del yacimiento y corrosión o daños a los ductos.

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

II.1 RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

Generalidades del PHAST

La modelación o simulación de eventos no deseados (accidentes) constituye una herramienta importante dentro de los estudios de riesgos que pueden realizarse para una instalación o actividad, que permite establecer los límites y condiciones para la operación segura de los procesos que se realizan en una industria (equipo o instalación), que permite verificar el diseño en correspondencia con los principios básicos de seguridad, o para estimar la potencialidad de la vulnerabilidad de personas, propiedades y el medio ambiente ante la ocurrencia de que se manifieste un imponderable.

De manera complementaria, se definen escenarios hipotéticos accidentales a partir de la identificación de los sucesos iniciadores, se hace necesario adquirir herramientas de cálculo que permitan realizar la modelación. Entre los códigos que gozan de mayor prestigio en el ámbito mundial se encuentra el PHAST, destinado a la simulación de accidentes en la industria química, para lo cual dispone de modelos de dispersión de sustancias tóxicas, incendios o explosiones, en un ambiente amigable.

Elaborado por la compañía Det Norske Veritas (DNV), dentro de sus bondades podemos mencionar: La ejecución de varios modelos o varias situaciones accidentales a un mismo tiempo y una rigurosa validación de sus modelos sobre bases experimentales.

Los modelos que incluye el código PHAST (Process hazard analysis software), pueden ser divididos en cuatro escenarios fundamentales:

- Descargas.
- Fuego inmediato y explosión.
- Dispersión de la nube.
- Efectos retardados de fuego, explosión y toxicidad

DESCRIPCIÓN GENERAL DE LOS MODELOS

Modelos de descarga.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



El escenario a modelar se define describiendo las condiciones de almacenamiento y el tipo y tamaño de la descarga, y el programa determina el estado de agregación del material después de que haya sido liberado y haya alcanzado la presión atmosférica. Para el cálculo se definen dos tipos de clasificación de las descargas:

1. De acuerdo con la duración:
 - Instantánea.
 - Continua.
2. De acuerdo con el lugar en que ocurre:
 - En el interior de edificaciones.
 - Hacia el exterior.

Modelos de fuego inmediato y explosión.

Si el material es inflamable puede incendiarse inmediatamente al ocurrir la descarga, provocando un fuego o una explosión. El programa calcula la intensidad de los efectos y las áreas de peligro, en dependencia del tipo de descarga y del estado de agregación del material inmediatamente después de ser liberado.

Para algunos tipos de descargas se modela más de un efecto. Por ejemplo, una descarga bifásica instantánea puede producir el incendio de un charco, una esfera de fuego y una explosión, por lo que el programa realiza los cálculos para los tres efectos.

Modelos de dispersión de la nube.

Este modelo describe el caso de que la descarga no se incendia inmediatamente y forma una nube que se mueve alejándose del lugar de la emisión, diluyéndose en el aire hasta concentraciones menos peligrosas.

El riesgo que trae esta nube depende de su tamaño, localización y perfil de concentración, los cuales cambian con el tiempo y el programa debe calcular estos cambios para describir la nube y los riesgos que acarrea. Estos cálculos se desarrollan con el Modelo de Dispersión Unificado (UDM) el cual da como resultado una tabla que contiene los datos esenciales de la nube para intervalos prefijados de tiempo a partir de que ocurre la descarga, los cuales son empleados en los modelos de efectos retardados.

Modelos de efectos retardados de fuego, explosión y toxicidad.

Estos modelos tienen como datos de entrada los resultados de los modelos de descarga y dispersión.

Para estos casos los cálculos se realizan considerando las dimensiones máximas del charco líquido o de la nube según corresponda, empleando los mismos modelos matemáticos que para los efectos instantáneos.

RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



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 10. CRITERIOS DE ZONAS DE RIESGO Y AMORTIGUAMIENTO, DE ACUERDO A LA GUÍA DE ESTUDIOS DE RIESGO PROPUESTA POR LA DGIRA/SEMARNAT

	TOXICIDAD (CONCENTRACIÓN)	INFLAMABILIDAD (RADIACION TERMICA)	EXPLOSIVIDAD (SOBREPRESION)
Zona de Alto Riesgo	IDLH	5 KW/m ² o 1,500 BTU/Pie ² h	0.2068 o 3.00 psig
Zona de Amortiguamiento	TLV8 o TLV15	1.4 KW/m ² o 440 BTU/Pie ² h	0.0276 Bar o 0.40 psig

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.

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

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

A. Factores Externos

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

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

2. Sismo de máxima intensidad: La rápida subsidencia secuencial del 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 penisísmica tectónicamente estable de sismos pocos frecuentes, sin riesgo de deslizamientos, ni derrumbes con nula actividad volcánica.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



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 penisísmica 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 11. CAUSAS Y PROBABILIDADES DE OCURRENCIA POR FALLAS HUMANAS

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

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

B. Factores operacionales

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



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



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.

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).

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 este valor, en virtud de que se trata de escenarios hipotéticos 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.

Los criterios técnicos empleados para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas se partió inicialmente de los documentos de SASISOPA de la empresa Carso Energy con el numero GC-SPG-HSE-P001 Procedimiento de Identificación y evaluación de peligros, riesgos, aspectos e impactos y GC-SPG-HSE-P015 Análisis de riesgo de procesos para determinar los diámetros de fugas se aplicó el 20% de ruptura del ducto, y para revisar los efectos se emplearan los siguientes criterios:

TABLA 12. CRITERIOS DE FUGA EMPLEADOS EN LOS PROCEDIMIENTOS DE PETRÓLEOS MEXICANOS

Tipo de caso	Tipo de sustancias	Criterios a considerar	
Pera 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. 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.
	Inflamable explosiva	En forma líquida: Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto.(1)	
Caso alterno	Tóxicas e inflamables explosivas	Ruptura catastrófica del recipiente o ruptura de línea de proceso o ducto	
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 13. VALORES UMBRALES DE REFERENCIA PARA DETERMINAR ÁREAS DE RIESGO.

EFECTO	ZONA DE RIESGO	ZONA DE AMORTIGUAMIENTO
Radiación térmica	5,0 kW/m ²	1,4 kW/m ²
Sobrepresión	0.2068 Bar o 3.0psi	0.0276 Bar o 0.40 psig
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 o 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).

ESCENARIOS DE RIESGO

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.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
*“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”*



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 14. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE OPERACIÓN PARA ESCENARIO DE RUPTURA DE OLEGASODUCTO

Nombre del simulador utilizado	Instalación	Clave del escenario	Nombre del escenario de riesgo
PHAST 7.11	Equipo de perforación.	PERF-B13	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)	25.6
Humedad relativa (%)	83
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)	8.33
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: <input type="checkbox"/> , Tierra húmeda: <input type="checkbox"/> , Concreto: <input type="checkbox"/> , Otra: <u>Acero al carbón</u>

Datos del recipiente y características de la fuga.

Tipo de recipiente	Vertical: <input type="checkbox"/> , Horizontal: <input type="checkbox"/> , esférico: <input type="checkbox"/> , Otro: <u>45°</u>
--------------------	---



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Nombre del simulador utilizado	Instalación	Clave del escenario	Nombre del escenario de riesgo
PHAST 7.11	Equipo de perforación.	PERF-B13	Brote con descontrol de pozo y manifestación de gas
Temperatura (°C)	130		
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: __, Inclínada: _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.

OLEODUCTOS, Y LINEAS DE 8,10 Y 12 PULGADAS

El evento 2 ,4 y 6 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 600 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 plataforma de perforación (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.

Los evento 3, 5 y 7 se refiere a la posibilidad de que se perfore un orificio de que representa el 20% del diámetro del ducto 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 600 metros fugando durante 20 minutos. Este evento también representa el evento más 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 del 20% del diámetro se considera como el evento más probable.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



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.

- 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 15. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE OPERACIÓN PARA ESCENARIO DE RUPTURA DE OLEOGASODUCTO DE 8” DIÁMETRO NOMINAL

I. Datos del Escenario																																	
Clave: B13-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" style="width: 100%;"> <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" style="width: 100%;"> <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 y líquido X																												



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
*“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”*



							40% mol líquido 60%mol Vapor
Contenedor:	Cilindro		Esfera		Tubería	X	Otro
Alto del recipiente:	Diámetro o ancho del recipiente:				Largo:	600 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			n/d	
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno							
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				8.3 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento			
Temperatura atmosférica:				25.6°C			
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				40°C			
Humedad atmosférica				83%			
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							

TABLA 16. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE OPERACIÓN PARA ESCENARIO DE RUPTURA DE OLEGASODUCTO DE 10" DIÁMETRO NOMINAL

I. Datos del Escenario							
Clave: B13-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		



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
*“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”*



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:	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		n/d
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno					
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):			8.33 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento		
Temperatura atmosférica:			25.6°C		
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):			40°C		
Humedad atmosférica			83%		
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 17. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE OPERACIÓN PARA ESCENARIO DE RUPTURA DE OLEOGASODUCTO DE 12" DIÁMETRO NOMINAL

I. Datos del Escenario																																	
Clave: B13-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>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/cm ²	Temperatura:	40 °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:		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			n/d	
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno							
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				8.3 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento			
Temperatura atmosférica:				25.6°C			
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				40°C			
Humedad atmosférica				83%			
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.

- Fuga de crudo a través de un orificio de 20% de diámetro de la tubería, formado por corrosión y sobrepresión, dispersando material sobre suelo natural, en ductos de 8", 10" y 12" 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 18. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE OPERACIÓN PARA ESCENARIO DE FUGA DE 20% DE DIÁMETRO DEL OLEOGASODUCTO DE 8"

I. Datos del Escenario		
Clave: B13-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



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



		Descripción: Perforación de 20% del diámetro de oleogasduto, 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:		12.68 °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		20% diámetro		Elevación del punto de liberación:		1 m	
Dirección de fuga:		Vertical:		Horizontal: X		Hacia abajo	
						Golpe contra: Inclínada Angulo	
Tiempo estimado de liberación:		1200 seg (20 min)		Masa que participa		n/d	
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno							
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				8.33 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento			
Temperatura atmosférica:				25.6°C			
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				40°C			
Humedad atmosférica				83%			
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:		Charco de fuego:		Incendio de nube:		Explosión de nube:	
X		X		X		X	
BLEVE /bola de fuego:		Nube toxica:				X (H2S)	

**TABLA 19. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE OPERACIÓN PARA ESCENARIO DE FUGA DE 20% DE DIÁMETRO
EN OLEOGASODUCTO DE 10”**

I. Datos del Escenario																																				
Clave: B13-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 20% 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" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 70%;">Componente</th> <th style="width: 30%;">% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Nitrogeno</td><td style="text-align: center;">0.01</td></tr> <tr><td>Ácido Sulfídrico</td><td style="text-align: center;">0.01</td></tr> <tr><td>CO2</td><td style="text-align: center;">0.15</td></tr> <tr><td>Metano</td><td style="text-align: center;">40.02</td></tr> <tr><td>Etano</td><td style="text-align: center;">8.31</td></tr> <tr><td>Propano</td><td style="text-align: center;">5.85</td></tr> <tr><td>N Butano</td><td style="text-align: center;">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" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 70%;">Componente</th> <th style="width: 30%;">% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Isobutano</td><td style="text-align: center;">1.25</td></tr> <tr><td>Pentano</td><td style="text-align: center;">2.45</td></tr> <tr><td>Ipentano</td><td style="text-align: center;">1.86</td></tr> <tr><td>Hexano +</td><td style="text-align: center;">36.92</td></tr> <tr><td>TOTAL</td><td style="text-align: center;">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:	12.68°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		20% diámetro		Elevación del punto de liberación:		1 m																														
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal: X		Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada	Angulo																													
Tiempo estimado de liberación:		1200 seg (20 min)		Masa que participa			n/d																													
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno																																				
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				8.33 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento																																
Temperatura atmosférica:				25.6°C																																
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				40°C																																
Humedad atmosférica				83%																																
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																																				



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



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

**TABLA 20. CONDICIONES AMBIENTALES Y DE OPERACIÓN PARA ESCENARIO DE FUGA DE 20% DE DIÁMETRO
EN OLEOGASODUCTO DE 12”**

I. Datos del Escenario																																				
Clave: B13-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" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 70%;">Componente</th> <th style="width: 30%;">% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Nitrogeno</td><td style="text-align: center;">0.01</td></tr> <tr><td>Ácido Sulfídrico</td><td style="text-align: center;">0.01</td></tr> <tr><td>CO2</td><td style="text-align: center;">0.15</td></tr> <tr><td>Metano</td><td style="text-align: center;">40.02</td></tr> <tr><td>Etano</td><td style="text-align: center;">8.31</td></tr> <tr><td>Propano</td><td style="text-align: center;">5.85</td></tr> <tr><td>N Butano</td><td style="text-align: center;">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" style="width: 100%; border-collapse: collapse;"> <thead> <tr> <th style="width: 70%;">Componente</th> <th style="width: 30%;">% MOL</th> </tr> </thead> <tbody> <tr><td>Isobutano</td><td style="text-align: center;">1.25</td></tr> <tr><td>Pentano</td><td style="text-align: center;">2.45</td></tr> <tr><td>Ipentano</td><td style="text-align: center;">1.86</td></tr> <tr><td>Hexano +</td><td style="text-align: center;">36.92</td></tr> <tr><td>TOTAL</td><td style="text-align: center;">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 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		20% diámetro		Elevación del punto de liberación:		1 m																														
Dirección de fuga:	Vertical:	Horizontal: X		Hacia abajo	Golpe contra:	Inclinada	Angulo																													
Tiempo estimado de liberación:		1200 seg (20 min)		Masa que participa			n/d																													
IV. Condiciones atmosféricas y del entorno																																				
Pares (velocidad del viento, e estabilidad atmosférica):				8.5 m/s D-neutro, poco sol y mucho viento o nublado/noche con mucho viento																																
Temperatura atmosférica:				25.6°C																																
Temperatura del suelo (si distinta atmosférica):				40°C																																
Humedad atmosférica				83%																																
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																																				



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)"**



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



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



SIMULACIÓN DEL O LOS EVENTOS DE RIESGO

Tiempo de duración del accidente

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

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

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

En este punto, es conveniente mencionar que es práctica común en las labores de mantenimiento que aplica el personal operativo, concretamente para el control de la corrosión, el emplear detectores eléctricos de poros para localizar defectos que a simple vista no se aprecian, estos equipos se operan al voltaje indicado de acuerdo de las características dieléctricas del recubrimiento aplicado.

Efectos térmicos sobre los materiales

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

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

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

TABLA 21. VULNERABILIDAD DE MATERIALES A RADIACIÓN DE FUEGO

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

Daño a personas.

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

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

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

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

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

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

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

A menudo, el grado de destrucción de los órganos de la dermis viene determinado por la rapidez de la respuesta de protección que se produce cuando la intensidad de la radiación sobrepasa un cierto nivel. Para que esta



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



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

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

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

Incendio por fuga de gas asociado

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

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

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



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Explosión por fuga de gas asociado (Nube Explosiva)

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

Incendio.

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

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

Incendio de charco (Pool Fire)

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



Bola de fuego (fire ball)

Llama de propagación por difusión, formado cuando una masa importante de combustible se enciende por contacto con llamas estacionarias adyacente. Se forma un globo incandescente que asciende verticalmente y que se consume con gran rapidez. Las causas que pueden producir estos eventos pueden ser:

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

Dardo de fuego (jet fire)

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

Flamazo (flash fire)

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

TABLA 22. EFECTOS RELACIONADOS CON UN EVENTO DE FLASH FIRE

PERSONAS U OBJETOS	DESCRIPCIÓN
Fuera de la nube	• Como la duración del fenómeno es muy corta, el daño es limitado y muy inferior.
Dentro de la nube	• Las personas sufrirán quemaduras graves de 2° grado sobre una gran parte del

PERSONAS U OBJETOS	DESCRIPCIÓN
sometidos a un contacto directo con la llama.	<p>cuerpo, la situación se agrava a quemaduras a 3° y 4° grado por la ignición más que probable de la ropa o vestidos</p> <ul style="list-style-type: none"> • 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 23. EFECTOS A DIFERENTES NIVELES DE RADIACIÓN TÉRMICA.

NIVEL DE RADIACIÓN	DESCRIPCIÓN
1,4 kw/m²	Es el flujo térmico equivalente al del sol en verano y al medio día, este límite se considera como la zona de seguridad.
5,0 kW/m²	Es el nivel de radiación térmica suficiente para causar daño al personal si no se protege adecuadamente en 20 segundos, sufriendo quemaduras de hasta 2do. Grado sin una protección adecuada, se considera como zona de alto riesgo.
20,0 kW/m²	Es el nivel de radiación térmica suficiente para causar un incendio forestal, se considera como zona de alto riesgo para el ambiente.
40,0 kW/m²	Es el nivel de radiación térmica suficiente para causar daño a la estructura de acero, se considera como zona de alto riesgo para el equipo.

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

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 24. EFECTOS DE EMISIONES TÓXICAS.

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

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

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 25. EFECTOS DERIVADOS DE LA SOBREPRESIÓN

SOBREPRESIÓN		DAÑOS ESPERADOS
Bar	PSIG	
0.0021	0.03	Rompimiento ocasional de grandes ventanas ya algo dañadas.
0.0028	0.04	Un ruido alto (143 dB); estruendo sónico de fallas en vidrio.
0.0069	0.10	Roturas de ventanas pequeñas bajo tensión.
0.0103	0.15	Presión típica de fallas en vidrio.
0.0207	0.30	Algunos daños para techos caseros; 10% de vidrios de ventana rotos.
0.0276	0.40	Daño estructural menor.
0.0034 - 0.0689	0.50 – 1.0	Ventanas generalmente destrozadas; algunos marcos de ventanas dañados.

0.0483	0.7	Daños menores para estructuras en casas.
0.0689	1.0	Demolición parcial de casas; convertidas en inhabitables.
0.0689 - 0.1379	1.0 – 2.0	Paneles de metales acanalados desfasados y doblados.
0.0689 - 0.5516	1.0 – 8.0	Rango de daños ligeros a serios por heridas en la piel causadas por vidrios volando y otros misiles.
0.0896	1.3	Estructuras de acero de construcciones ligeramente distorsionadas.
0.1379	2.0	Desplome parcial de paredes y techos de casas.
0.1379 - 0.2068	2.0 – 3.0	Paredes de block recocado ó paredes de concreto no reforzado destrozadas.
0.1586	2.3	Límite inferior de daño estructural grave.
0.1655 - 0.8412	2.4 – 12.2	Rango de 1-90% de ruptura de tímpano entre la población expuesta.
0.1724	2.5	50% de destrucción de casas de ladrillo.
0.2068	3.0	Estructuras de acero de construcciones distorsionadas y extraídas de sus cimientos.
0.2068 - 0.2758	3.0 – 4.0	Edificios de paneles de acero sin marco.
0.2758	4.0	Cubiertas rotas de edificios industriales ligeros.
0.3447	5.0	Armazón de madera destrozada.
0.3447 - 0.4826	5.0 – 7.0	Casi completa la destrucción de casas.
0.4826	7.0	Vagones de tren cargados, volcados.
0.4826 - 0.5516	7.0 – 8.0	Falla de ladrillos no reforzados de 8-12 pulgadas de espesor por corte de las juntas.
0.6205	9.0	Vagones cerrados de tren con carga demolidos.
0.6895	10.0	Probable destrucción total de los edificios.
1.0687 - 1.9995	15.5 – 29.0	Rango de 1-99% de fatalidad entre la población expuesta debido a los efectos del choque directo.

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

2.7 EVENTOS SIMULADOS Y RESULTADOS OBTENIDOS

A continuación se presenta la tabla resumen de la información proporcionada por el software PHAST 7.11

TABLA 26. RESUMEN DE DISTANCIAS DE LOS ESCENARIOS DE RIESGO SIMULADOS CON EL PROGRAMA PHAST 7.11 DE LOS EVENTOS SIMULADOS EN LA EXPLORACIÓN Y EXTRACCIÓN DE HIDROCARBUROS EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES TERRESTRES BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA EN EL BLOQUE 13 (ÁREA CONTRACTUAL CS-05).

E S C E N A R I O S	Zona de Alto Riesgo			Zona de Amortiguamiento
	Distancia (m)	Distancia (m)	Distancia (m)	Distancia (m)
	Humano	Ambiente	Estructura	
P E R F O R A C I Ó N				



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL**
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
**“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



E S C E N A R I O S		Zona de Alto Riesgo			Zona de Amortiguamiento
		Distancia (m)	Distancia (m)	Distancia (m)	Distancia (m)
		Humano	Ambiente	Estructura	
Brote y/o descontrol de un pozo de perforación con manifestación de gas	Elipse Chorro Fuego	43,0741	13,2154	No alcanzado	78,3684
D U C T O S					
Ruptura Total de oleogasoducto de 8”, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera	Dosis Tóxica Equivalente	No hay peligro			
	Vaporización del Charco	38,4968			
Ruptura Total de oleogasoducto de 10”, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera	Dosis Tóxica Equivalente	No hay peligro			
	Vaporización del Charco	38,4968			
Ruptura Total de oleogasoducto de 12”, derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera	Dosis Tóxica Equivalente	No hay peligro			
	Vaporización del Charco	43,1251			
Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto de 8” de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, emitiendo gas asociado con CH4 a la atmósfera	Elipse Chorro Fuego	105,418	83,6744	83,6744	147,597
	Explosión Retardada	32,2212	ND	24,1582	165,784
Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto de 10” de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, emitiendo gas asociado con CH4 a la atmósfera	Elipse Chorro Fuego	123,573	97,2706	87,9364	175,695
	Explosión Retardada	40,1533	ND	30,1054	206,596
Fuga de aceite crudo de Oleogasoducto de 12” de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, emitiendo gas asociado con CH4 a la atmósfera	Elipse Chorro Fuego	141,88	110,679	99,7427	203,632
	Explosión Retardada	47,7506	ND	35,8015	245,685

RESULTADOS

Equipo de perforación

De los resultados de las simulaciones se encontró lo siguiente para los diferentes eventos:



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Evento Perforación 1.- Fuga de hidrocarburos por un ruptura de TR en la salida de los aparejos portadores de la barrena y lastrabarrena, ocasionada por sobrepresión, pérdida de fluidos, corrosión y/o desgaste de los materiales de construcción, percibiéndose la fuga en el piso de la rotaria.

Se genera el límite inferior de inflamabilidad a una distancia de 62 metros, para provocar los eventos de incendio flash o una deflagración, asimismo se obtiene una distancia de seguridad para el Jet Fire (llama), de 43,0741m para daño a las personas, 13,2154m para incendios forestales y la zona de seguridad es de 78,3684m. Todas las distancias se localizan dentro del área que ocupa la plataforma de perforación.

Se genera el LII a una distancia de 7,42633 metros y de encontrar la nube de gas un punto de ignición, provocaría una deflagración; para el Jet Fire, cuya radiación solo sería soportable con equipo de seguridad.

No se presentan las condiciones para otros eventos como es la deflagración de la nube de gas no confinada "UVCE", o que por las condiciones meteorológicas prevaletientes no permiten que se forme una atmósfera inflamable así como la no dispersión de vapores tóxicos en función del IDLH y TLV debido a que la muestra de gas no presenta concentración alguna significativa de ácido sulfhídrico, no obstante se efectuó la simulación considerando el metano como gas asfixiante.

Ductos

En el caso particular de toxicidad, no presenta ningún riesgo para la salud humana por tratarse una baja proporción de sulfuro de hidrogeno no alcanza concentraciones significativos.

En lo que corresponde a los resultados de las simulaciones de los ductos de 8"Ø se encontró que para el Evento Ducto "Fuga de hidrocarburos por ruptura total del diámetro nominal originado por corrosión interna, se genera el límite inferior de inflamabilidad a una distancia de 43,1251 metros, máximo para la tubería de 12" de diámetro para un charco de combustible, excediendo en este caso los DDV de los ductos, lo que representa un riesgo potencial.

El Jet Fire alcanzaría una distancia máxima para el ducto de 12" de diámetro de 141,88 para riesgo a la salud humana.

TABLA 27. RESUMEN DE DISTANCIAS DE LOS ESCENARIOS DE RIESGO SIMULADOS CON EL PROGRAMA PHAST 7.11 DE LOS EVENTOS SIMULADOS EN LA CONDUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN DUCTOS CON UNA FUGA POR UN ORIFICIO QUE REPRESENTA EL 20% DEL DIÁMETRO NOMINAL BAJO LA MODALIDAD DE LICENCIA EN EL BLOQUE 13 (ÁREA CONTRACTUAL CS-05).

E S C E N A R I O S	Zona de Alto Riesgo			Zona de Amortiguamiento
	Distancia (m)	Distancia (m)	Distancia (m)	Distancia (m)
	Humano	Ambiente	Estructura	
D U C T O S				



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL -
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
"Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)"**



Fuga a través de un orificio de 20% de diámetro nominal de oleogasoducto de 8", derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera	Dosis Tóxica Equivalente	No hay peligro			
	Vaporización del Charco	29,3495			
Fuga a través de un orificio de 20% de diámetro nominal de oleogasoducto de 10", derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera	Dosis Tóxica Equivalente	No hay peligro			
	Vaporización del Charco	29,3495			
Fuga a través de un orificio de 20% de diámetro nominal de oleogasoducto de 12", derramando hidrocarburo líquido sobre suelo natural, y emitiendo gas asociado con H2S a la atmósfera	Dosis Tóxica Equivalente	No hay peligro			
	Vaporización del Charco	34,4177			
Fuga de aceite crudo a través de un orificio de 20% de diámetro nominal de Oleogasoducto de 8" de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, emitiendo gas asociado con CH4 a la atmósfera	Elipse Chorro Fuego	102,886	81,7539	74,023	143,719
	Explosión Retardada	31,2265	ND	23,4125	160,666
Fuga de aceite crudo a través de un orificio de 20% de diámetro nominal de Oleogasoducto de 10" de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, emitiendo gas asociado con CH4 a la atmósfera	Elipse Chorro Fuego	120,573	94,8567	85,5843	170,048
	Explosión Retardada	38,0945	ND	28,5618	196,003
Fuga de aceite crudo a través de un orificio de 20% de diámetro nominal de Oleogasoducto de 12" de diámetro, ocasionada por corrosión y sobrepresión, emitiendo gas asociado con CH4 a la atmósfera	Elipse Chorro Fuego	45,1784	107,679	96,8125	196,359
	Explosión Retardada	47,7506	ND	33,8731	232,451

Con relación a las fugas por un orificio equivalente al 20% del diámetro nominal del ducto sus diferencias con relación a la ruptura total es poca la variación.

No se presentan las condiciones para la formación de una nube de gas no confinada "UVCE", ni la dispersión de vapores tóxicos en función del IDLH y TLV debido a que no hay concentración de ácido sulfhídrico presente en el gas, no obstante se efectuó la simulación considerando la presencia en la fórmula de hidróxido de sulfuro, siendo menor a la asfixiante la presencia de CH4.

De acuerdo con los radios de afectación, podemos señalar que en caso de una contingencia se dañaría la vegetación aledaña a la localización o Derechos de Vía.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



De esta manera, en caso de presentarse un evento no deseado, este queda consignado a los derechos de vías de las sustancias involucradas en los procesos.

II.2 INTERACCIONES DE RIESGO

El área contractual CS 05, Bloque 13, no se localiza un desarrollo petrolero significativo, por lo que es indispensable impulsar un proceso ordenado de crecimiento de la actividad petrolera, por tal motivo, la filosofía del presente trabajo tiene como objetivo el permitir el crecimiento de la actividad petrolera de manera respetuosamente con el ambiente social y biológico.

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 siguiente; 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 28. COORDENADAS DEL ÁREA CONTRACTUAL CS 05 DEL BLOQUE 13 EN COORDENADAS UTM

COORDENADAS ÁREA CONTRACTUAL BLOQUE 12		
A	335497.82	1934629.85
B	351364.19	1934567.76
C	351159.26	1918805.27
D	338823.84	1918955.12
E	338857.41	1923516.92
	335331.72	1923606.77

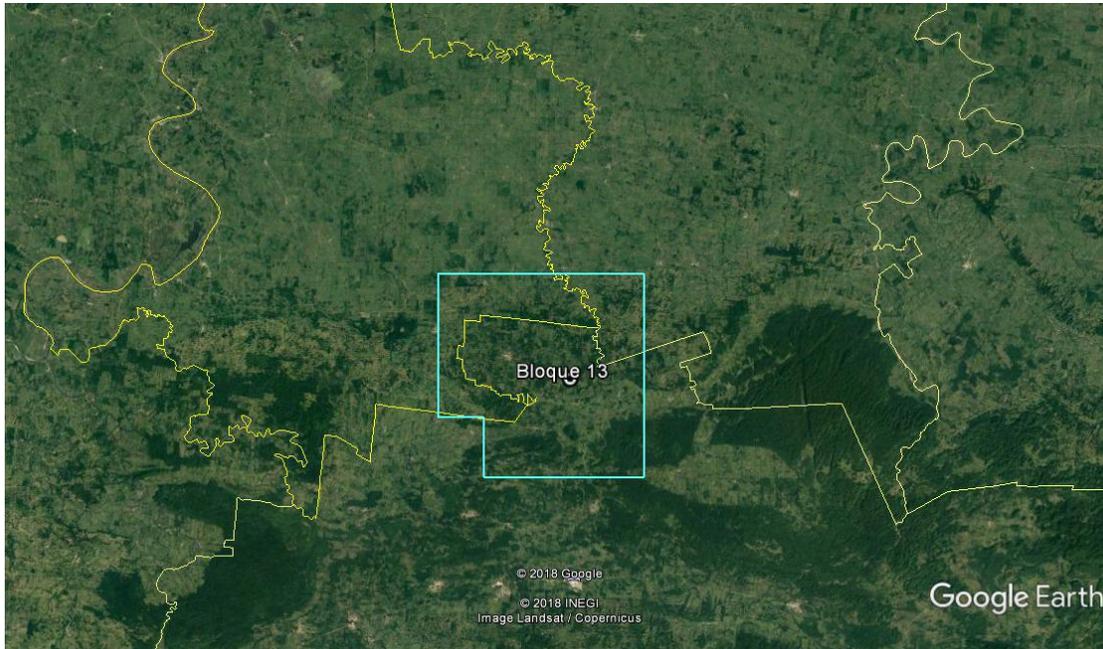


IMAGEN 2. LOCALIZACIÓN DEL ÁREA CONTRACTUAL CS 05, BLOQUE 13, EN EL ESTADO DE VERACRUZ, SE OBSERVA LA CONJUNCIÓN DE LOS MUNICIPIOS DE HIDALGOTITLÁN, MINATITLÁN Y UXPANAPA.

Para la selección del sitio en la ubicación de los diferentes proyectos que se realizarán, independientemente de la localización de los puntos potenciales de hallazgo de hidrocarburos, se realizara con base 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.

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:



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 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.

Con base en los resultados obtenidos en el programa de simulación PHAST 7.11, se tomara en cuenta el criterio de respetar en la medida de lo posible la distancia mínima de 50m de asentamientos humanos. Aunque los eventos sobrepasan ligeramente los DDV de las obras, se mantendrá este criterio.

II.3 EFECTOS SOBRE EL SISTEMA AMBIENTAL

De acuerdo con los resultados obtenidos en las simulaciones realizadas con el software PHAST 7.11, considerando la radiación de 20 kW/m², para ocasionar un incendio forestal, se localiza dentro del DDV, por lo que no representa un riesgo significativo para los ecosistemas aledaños a la realización de las obras.

Sin embargo, al momento de realizar las actividades para el crecimiento de la infraestructura, se consideran en todo momento el aprovechamiento de la infraestructura que se realizara, por lo que se prioriza el crecimiento de las plataformas de perforación, manteniendo una distancia mínima entre arboles de válvulas de 20 m, lo que garantiza que no existirá un efecto sinérgico toda vez que se presente un evento no deseado.

Un criterio que se considera en todo momento es el empleo de sitios dedicados a actividades productivas primarias, donde la vegetación original ha sido modificada o desplazada históricamente, con lo que se disminuye sustancialmente la ocupación de zonas con vegetación original, mismas que serán impulsadas como áreas de conservación.

Con todo lo anterior, no se prevé modificaciones importantes en el sistema ambiental regional (SAR), sin embargo, se considera una vigilancia ambiental estricta y desarrollo de indicadores de cambios a los ecosistemas.

III. SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PREVENTIVAS EN MATERIA AMBIENTAL.

III.1 RECOMENDACIONES TÉCNICO-OPERATIVAS

III.1.1 Sistemas de seguridad

Medidas de seguridad en materia ambiental que se implementaran para minimizar la probabilidad de que ocurra un evento de riesgo (fuga y/o derrame) en la perforación de pozos y la operación de ductos.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



MEDIDAS PREVENTIVAS.

- ✓ La aplicación de toda la normatividad aplicable, desde las elección de materiales, hasta el seguimiento de los procedimientos técnicos operativos
- ✓ Sistemas de control superficial durante las actividades de perforación.
- ✓ Elementos del conjunto de preventores.
- ✓ Accesorios y dispositivos para el control ecológico; Camisa recuperadora de lodo, Charola colectora de lodo; Sustituto de retención de lodo; Caja colectora de lodo y válvulas de control: Trampa y Bomba de achique del contrapozo (Figura VIII.3.1).

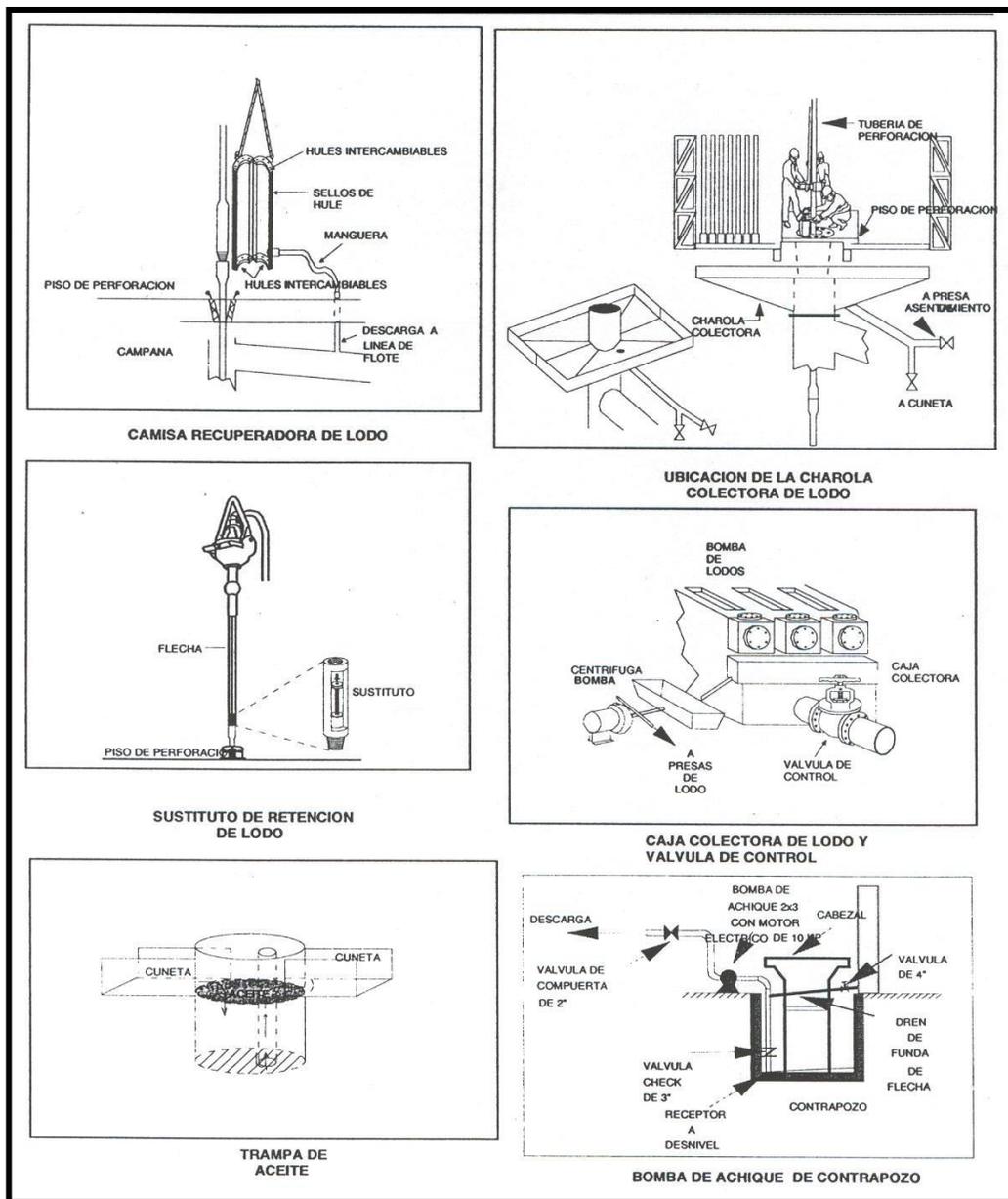


IMAGEN 3. ACCESORIOS Y DISPOSITIVOS PARA EL CONTROL ECOLÓGICO

Medidas correctivas, acciones de restauración y/o compensación que se implementan para atenuar los efectos negativos al ambiente,

En caso de un derrame, se atiende de acuerdo al Procedimiento específico para la atención a fugas y derrames.

Al mismo tiempo se realizan en campo las medidas de urgente aplicación indicadas en el numeral no. 7 de la norma oficial mexicana NOM-138-SEMARNAT/SS-2003 “Límites máximos permisibles de hidrocarburos en suelo



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



y las especificaciones para su caracterización y remediación”; las cuales para los casos de derrames y fugas consisten en lo siguiente, de acuerdo a la Gerencia de seguridad industrial, protección ambiental y calidad (GSIPAC):

- Confinamiento y recuperación del hidrocarburo derramado
- Chapeo de la vegetación impregnada con hidrocarburos
- Saneamiento del sitio afectado (eliminación de capa superficial contaminada)
- Traslado de material contaminado a una celda de tratamiento
- Muestreo del sitio, para determinar la eliminación de los contaminantes.

Todo esto bajo lo establecido en el manual interno de Procedimiento para la restauración de áreas contaminadas con hidrocarburos, donde se establecen los procedimientos para el caso de derrames en agua y suelo, que *a grosso modo* señala:

Contención de hidrocarburos en cuerpos de agua

Si la fuga o derrame se presenta en un cuerpo de agua, deben instalarse barreras flotantes para evitar que los hidrocarburos sigan extendiéndose y afectando una mayor superficie. Dependiendo del cuerpo de agua se lleva a cabo la instalación de barreras de manera diferente (ver figuras 1 y 2).

En arroyo de hasta 20 m de ancho, se colocarán de 1 a 2 tramos de barrera, colocándose desde un margen; en forma manual lanzando un cabo de polipropileno de $\frac{1}{4}$ " \varnothing hacia la otra margen, donde se jala la barrera para ubicar su extremo en el punto de anclaje. El o los puntos de anclaje dependen de la corriente imperante en el arroyo: en condiciones de baja corriente se coloca solo un punto de anclaje, con corrientes fuertes, que representen un nivel de tensión en la barrera mayor (sin que esta alcance a levantar el faldón de la barrera o arrastrar el hidrocarburo derramado por debajo de la misma), colocar 2 puntos de anclaje en cada extremo. El anclaje se realiza colocando un tubo galvanizado de 2" \varnothing por 2 m de largo, entendiéndolo sobre la margen del arroyo hasta una profundidad de 1 m.

En ríos, con un ancho mayor a 25 m la operación se lleva a cabo en forma similar, utilizando 2 o más tramos de barreras. La diferencia radica en el tendido y anclaje de las barreras y su posición.

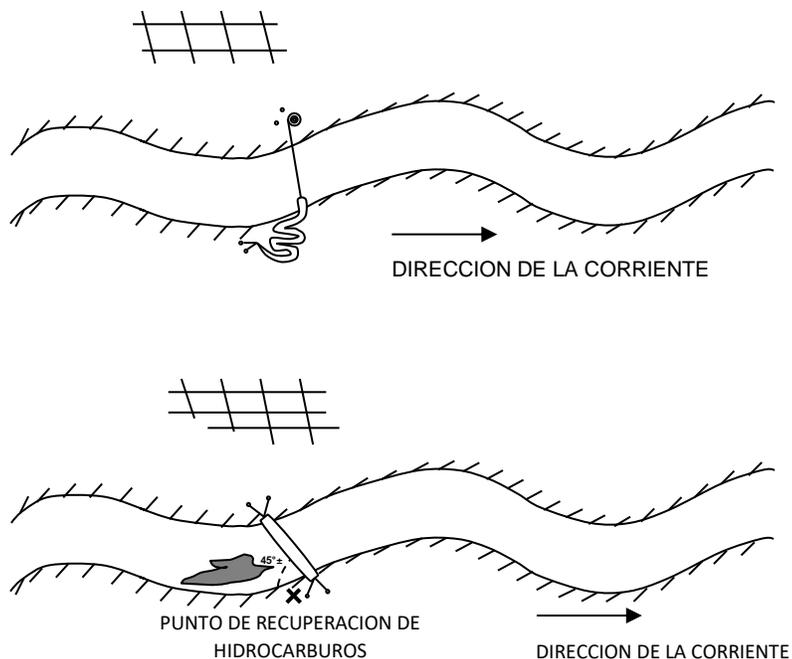


IMAGEN 4. COLOCACIÓN DE BARRERAS EN ARROYOS Y RÍOS DE HASTA 35 MT. DE ANCHO.

Cuando el ancho del cauce es desde 25 hasta 35 m, una vez anclado un extremo (punto de recuperación) se jala el extremo de la barrera atada con un cabo de polipropileno de $\frac{1}{4}$ " ϕ utilizando una lancha de motor fuera de borda, hasta llevarla a el otro margen procediendo a su anclaje, cuidando dar el ángulo necesario para la dirección de los hidrocarburos hacia el punto de recuperación de hidrocarburos. Su colocación corresponde a la figura 2.

En el caso de afectación a cuerpos de agua (ríos), con anchura mayor a 35 m, las barreras se colocan en baterías perpendiculares, cubriendo los márgenes sobre los que domina la presencia de hidrocarburos. Para lo anterior el punto de anclaje localizado dentro del lecho del río se efectúa con el posicionamiento de un ancla o "muerto" depositado en el fondo del río y atado con un cabo de $\frac{1}{4}$ " ϕ hacia la barrera.

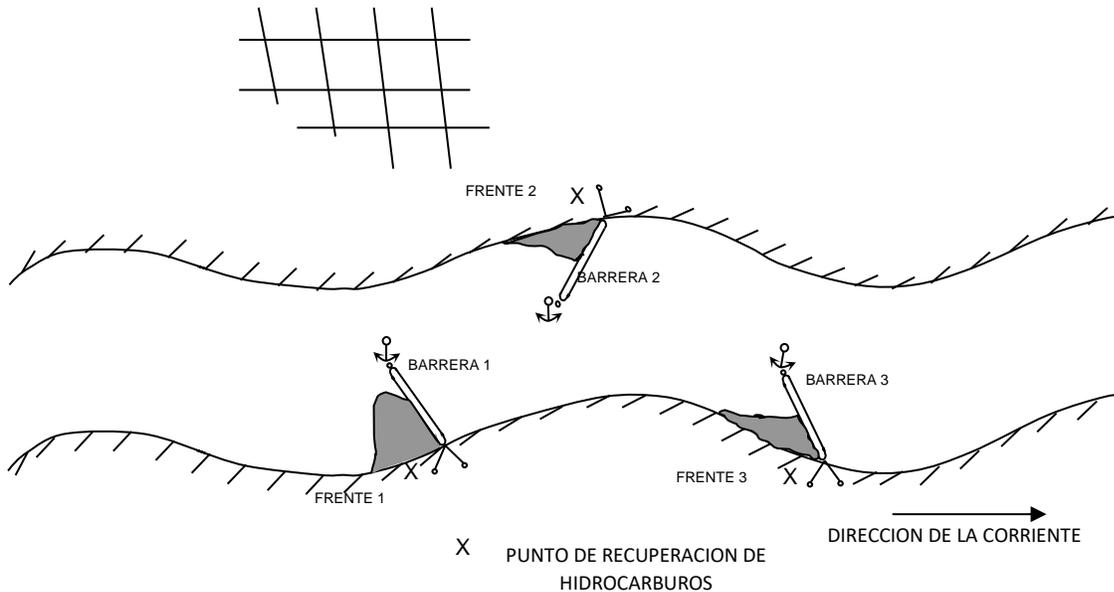


IMAGEN 5. POSICIÓN DE BARRERAS EN RÍOS CON MÁS DE 35 M DE ANCHO Y ANCLADAS EN EL FONDO DEL LECHO DEL RÍO.

Una vez ubicadas las barreras en el cuerpo de agua, se excavará un cárcamo recuperador de hidrocarburos con las dimensiones que requiera, de acuerdo al volumen derramado. Para lo anterior, en el caso de volúmenes menores a 5 m^3 de hidrocarburos, la excavación del cárcamo se hace en forma manual utilizando pico y pala, hasta darle las dimensiones siguientes: $(1 \text{ m}) (1 \text{ m}) (1 \text{ m}) = 1 \text{ m}^3$

Para volúmenes de hidrocarburos derramados, mayores a 5 m^3 , excavar un cárcamo con las siguientes dimensiones: $(2 \text{ m}) (2 \text{ m}) (2 \text{ m}) = 8 \text{ m}^3$ para lo anterior se utiliza una retroexcavadora.

Una vez excavado el cárcamo de recuperación en cada una de las barreras tendidas, comunicar cada cárcamo con el río por medio de canales excavados con pala en forma superficial y cuidando que estos drenen la mayor parte posible de aceite y los menores volúmenes de agua, a fin de llenar a un 90% de su capacidad cada cárcamo.

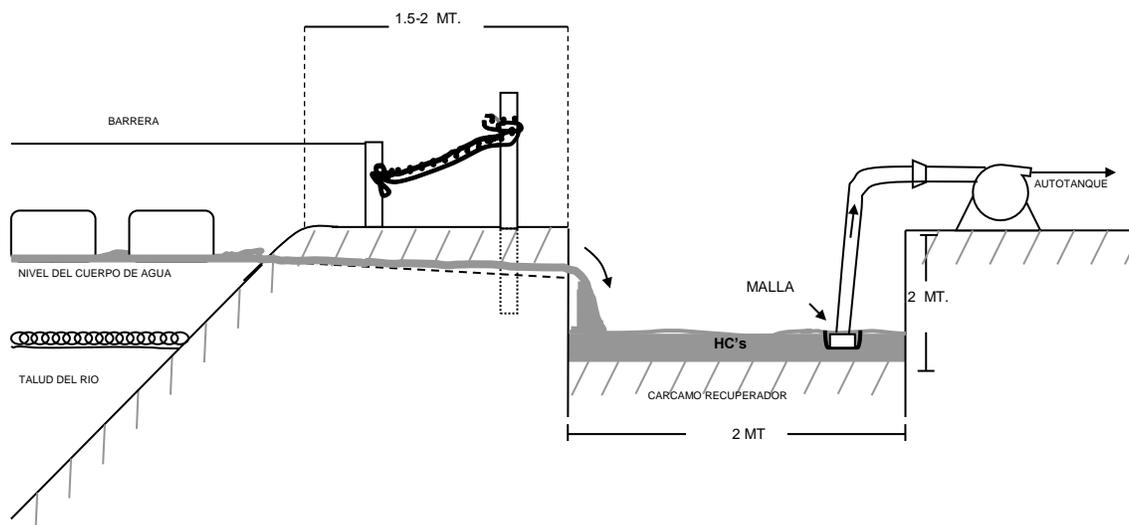


IMAGEN 6. UBICACIÓN DEL CÁRCAMO RECUPERADOR DE HIDROCARBUROS, BATERÍA CONTENEDORA Y EQUIPO RECUPERADOR (BOMBAS, UNIDAD DE PRESIÓN Y VACÍO).

Contención de hidrocarburos en tierra.

En fugas o derrames de hidrocarburos de instalaciones de Pemex Exploración y Producción terrestres, inicialmente debe excavar un cárcamo de recuperación de las dimensiones necesarias, de acuerdo al volumen de hidrocarburos derramados. La excavación debe efectuarse con una retroexcavadora dando como profundidad mínima 1 m el cárcamo. Debe excavar a favor de la pendiente del terreno, a fin de facilitar su escurrimiento hasta este mismo.

Una vez construido el cárcamo de recuperación, excavar en forma manual, con palas, “sangrías” para direccionar el hidrocarburo derramado hacia el cárcamo. Las sangrías deberán tener como mínimo 0.30 m de ancho por 0.20 m de profundidad.

En el caso de fugas en cercanías a cuerpo de agua, el/los cárcamos deben construirse al doble de la capacidad requerida, con la finalidad de cubrir cualquier eventualidad, como lluvias. Así mismo, para evitar la contaminación del cuerpo de agua, en forma perpendicular al cárcamo y en conexión al mismo, construir una zanja de 0.50 m de profundidad por 0.30 m de ancho y con una extensión tal que capte cualquier escurrimiento de hidrocarburos por arrastre de lluvias. (Figura VIII.8.9 y VIII.8.10).

Recuperación de hidrocarburos en tierra

Instalar equipo de bombeo centrífugo, neumático, de tornillo, unidad de presión y vacío, etc., a un lado del cárcamo de recuperación, cuidando las normas de seguridad, e iniciar la recuperación de hidrocarburos bombeando el producto a unidades autotanque. Cuando el escurrimiento del hidrocarburo sea muy lento, ayudar a su traslado, ya sea manualmente, aplicando chorros de agua a presión, cuidando de que no sea excesivo y sobrepase el área de recolección (cárcamo y zanjas de protección).

En caso de contar con equipo de recuperación de felpa oleófila y polea o desnatadores, instalar esta inmediatamente después del cárcamo recuperador, “anclando” o fijando la polea al otro extremo en dirección al origen de la fuga e iniciar la recuperación (figura VIII.8.11).

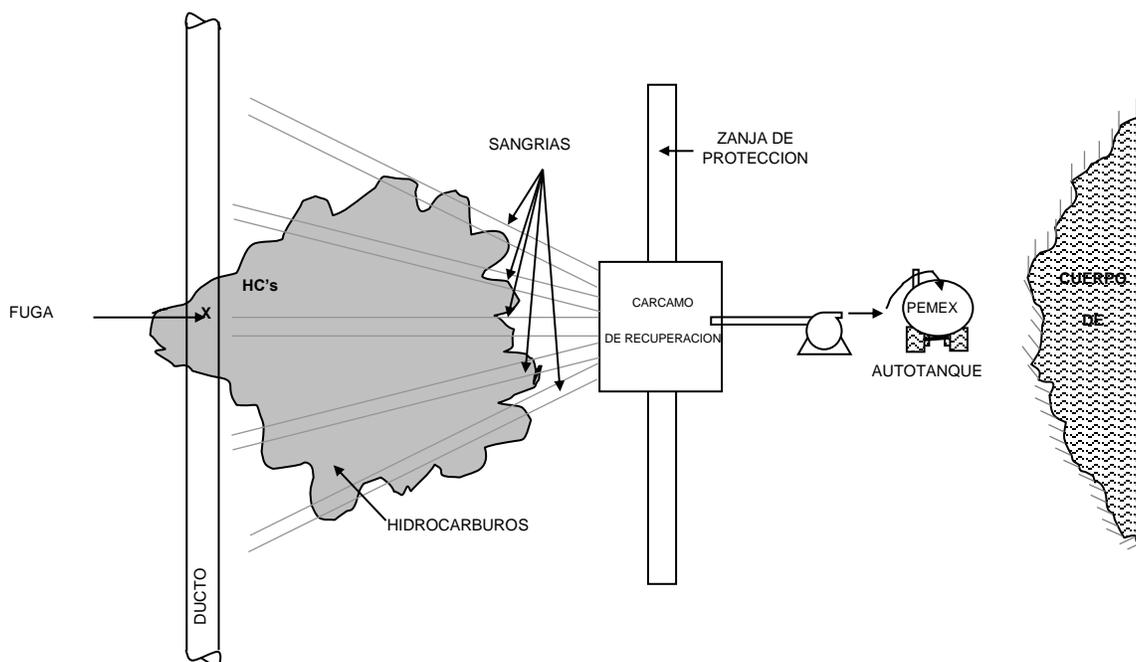


IMAGEN 7. UBICACIÓN DE CARCAMO DE RECUPERACIÓN DE HIDROCARBUROS, ZANJAS DE PROTECCIÓN Y RECOLECCIÓN DE HIDROCARBUROS, SANGRÍAS PARA CONDUCCIÓN DE HIDROCARBUROS Y EQUIPO DE BOMBEO.

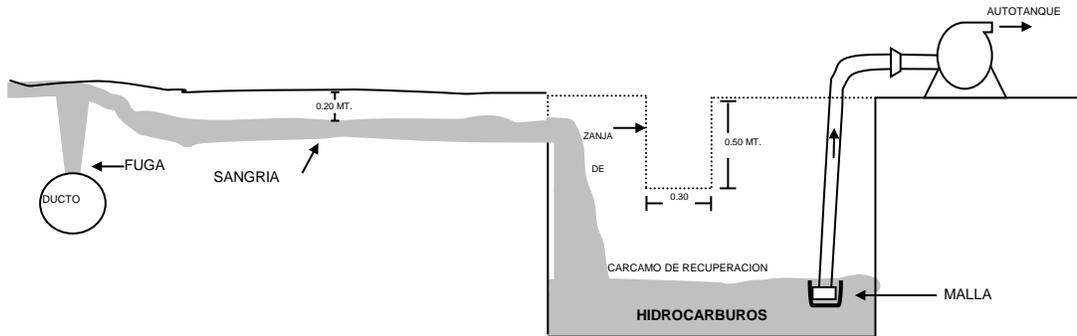


IMAGEN 8. CORTE DE LA UBICACIÓN DE SANGRÍAS, CARCAMO DE RECUPERACIÓN, ZANJA DE PROTECCIÓN Y EQUIPO DE BOMBEO.

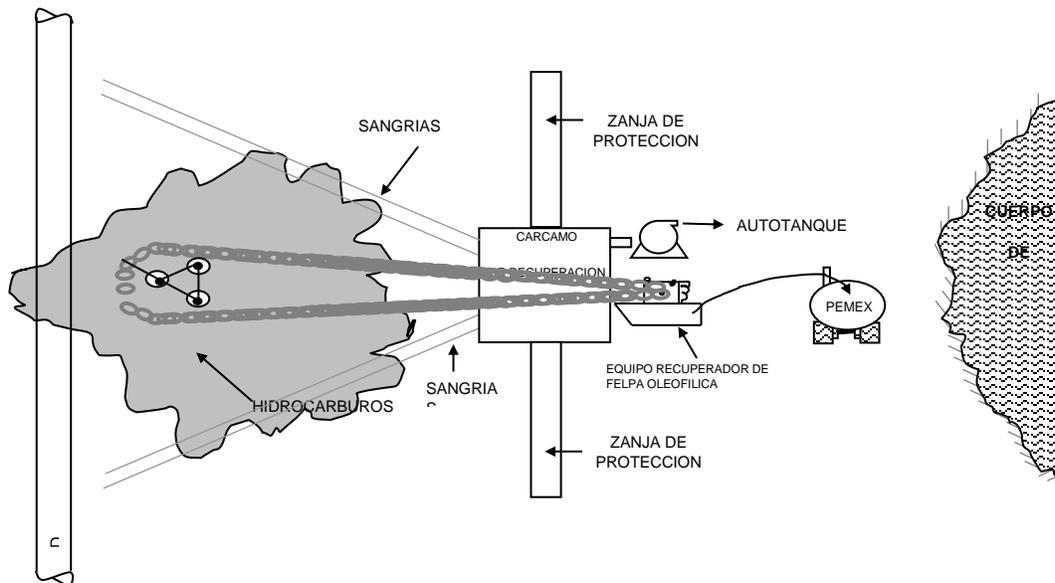


IMAGEN 9. INSTALACIÓN DE EQUIPO RECUPERADOR DE HIDROCARBUROS POR MEDIO DE FELPA OLEOFÍLICA Y POLEA.

Sin embargo, a pesar de los grandes avances en materia de atención a derrames y fugas, es necesario establecer un Programa de Atención a Contingencias Ambientales, además debe contener la atención para cada grupo de fauna y flora impactados por el derrame, desde su rescate en el área del evento hasta su liberación.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Las acciones que se realizan por administración (PEMEX, Mantenimiento a ductos y vías de acceso, Sección Protección ecológica) y/o por terceros, para mitigar el impacto ambiental, se pueden sintetizar de la manera siguiente:

- Lavado de árboles y plantas con producto biodegradable.
- Limpieza del suelo y vegetación manchada con hidrocarburos.
- Traslado de la vegetación y el suelo impregnado con hidrocarburos para su tratamiento mediante técnicas de bioremediación.
- Suministro, aplicación e incorporación al terreno de nutrientes orgánicos e inorgánicos en solución (fertilizantes a base de nitrógeno, fósforo y potasio) y siembra de pastura.
- Reforestación de áreas impactadas con variedades de plantas y/o cultivos endémicos.

Estas acciones, se encuentran plasmadas en partidas de los contratos que existen con las compañías de restauración y son supervisadas estrictamente el que se lleven a cabo.

Asimismo, en casos de afectación a cuerpos de agua con daños a aves por derrames, como el ocurrido el 22 de Diciembre de 2004 por la ruptura del Oleoducto de 30"Ø Nuevo Teapa-Poza Rica, cerca de la Explanada deportiva de la ciudad Nanchital, Veracruz en donde el crudo derramado migró desde la citada Explanada hacia el Río Coatzacoalcos, impactando riberas, flora y fauna, se procedió a la activación de inmediato del plan de contingencias del Comité Local de Ayuda Mutua, y el plan de atención de emergencias de PEMEX. Para la contención del derrame en el Río Coatzacoalcos y posteriormente las acciones para la recuperación del crudo y la limpieza y restauración de los sitios contaminados, de acuerdo a los procedimientos anteriormente señalados, asimismo, las aves impregnadas con hidrocarburos se capturaron y canalizaron para someterlas a un lavado del plumaje, que les evitó una intoxicación por hidrocarburos y que posteriormente les permitió retornar a su hábitat ya restaurado.

III.1.2 MEDIDAS PREVENTIVAS

Siendo la prevención uno de los mecanismos de menor costo para atender contingencias o eventos no deseados, se presentan las siguientes medidas para la prevención de riesgos y disminución de la vulnerabilidad de la actividad petrolera.

De esta manera, se proponen las siguientes medidas obtenidas de la evaluación cualitativa HAZOP:

- EQ D01 Contar con un sistema de monitoreo y control de presión y flujo para el ducto.
- EQ D02 Revisar periódicamente la calibración de la instrumentación.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- EQ D03 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
- EQ D04 Llevar a cabo recorridos de inspección a los largo del ducto con la finalidad de detectar anomalías en el ducto.
- EQ D05 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
- EQ D06 Mantener una estricta vigilancia para evitar que personas extrañas manipulen las instalaciones.
- EQ D07 Llevar a cabo el programa de reemplazos de tramos con espesores menores a la especificación.
- EQ D09 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.

Adicionalmente, se requerirá de contar con un sistema de administración integral, donde los principales procedimientos deberán revisarse de manera continua para la aplicación de las medidas pertinentes, entre las que se encuentran:

SISTEMAS DE POTENCIA

- 1) Dar cumplimiento de los Programas de Inspección y listas de verificación para los componentes de los motores de C.I. (generadores de potencia) como son: Las tolvas en tomas de fuerza y acoplamientos, anclaje (tornillería), charola. Iluminación, cableado eléctrico, sopladores y ductos. botón de paro de seguridad, conexión a tierra física, protecciones de ventiladores y bandas, Indicadores de temperatura, aceite, y agua, guardas de cadenas de transmisión, sistema de matachispas, múltiple de escape, paro de emergencia por sobre velocidad.
- 2) Dar cumplimiento a los Programas de Mantenimiento de acuerdo a recomendaciones del fabricante, (Cambios de aceite, filtros, Mantenimientos mayores), Pruebas de funcionamiento de Válvulas de seguridad, operación, tableros de control, sensores de sobre velocidad.
- 3) Dar difusión del Plan de Respuesta a Emergencias Ambientales y el uso del Kit para derrames.
- 4) Dar cumplimiento a los Programas de mantenimiento de los equipos y componentes como son: Cables Eléctricos, tierras físicas. Botoneras, cajas de conexiones, sopladores, parrillas eléctricas, arrancadores, tableros de control, sistemas de alarmas, sensores del Sistema de Transmisión de Potencia Eléctrica como son: Las áreas de Panel de control (PCR), Cuarto de motores, Motores de AC/DC, Motores eléctricos de Bombas de lodos, Rotaría, Transformadores y malacate Principal.
- 5) Dar cumplimiento a la difusión y entrenamiento a los Planes de Respuesta Ambiental de acuerdo a la contingencia y cuadrilla de Contra incendios.
- 6) Contar con el personal que van a integrar las diferentes cuadrillas (Contra Incendio. Rescate, y Protección Ambiental].



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 7) Dar cumplimiento a los Programas de capacitación y entrenamiento del personal Operativo y de mantenimiento.
- 8) Dar cumplimiento a los Programas de capacitación y entrenamiento del personal Operativo y de mantenimiento.
- 9) Contar con personal capacitado en el curso de Signatario.
- 10) Contar **con** el Programa de auditorías como **lo** indica el manual del SASISOPA.
- 11) Dar la difusión y entrenamiento correspondiente a **los** Planes de Respuesta Ambiental de acuerdo a la contingencia y cuadrilla de Contra incendio.
- 12) Dar cumplimiento a los programas de capacitación y entrenamiento del personal operativo y de mantenimiento.
- 13) Se debe de contar con un Programa de Inspección del equipo de Combustión Interna que cuenten con mata chispas completos
- 14) Verificar que se cuente con el programa de mantenimiento de los motores de Combustión Interna que incluya los mata chispas
- 15) Que todo el equipo eléctrico utilizado sea a prueba de explosión.
- 16) Verificar que todo el equipo eléctrico sea a prueba de explosión mediante un programa de Inspección diaria y mensual.
- 17) Asegurarse que el motogenerador cuenta con su programa de mantenimiento preventivo de acuerdo a recomendación del fabricante.
- 18) Verificar que cuanta con el programa de inspección diaria mensual de acuerdo a recomendación del fabricante.

SISTEMAS DE ROTACIÓN

- 19) Dar cumplimiento a la inspección tanto visual como Operativa de los componentes y accesorios del equipo basado en programas de mantenimiento. Inspección o listas de verificación (seguros y candados de los bujes, cadena, flecha, engranes y toma de fuerza, transmisión, balero principal, cadena y ajuste de la misma, o barra cardan, niveles de aceite).
- 20) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento de los componentes de la mesa rotaria, candados y seguros, del buje maestro, de acuerdo a las recomendaciones y especificaciones del fabricante.
- 21) Dar cumplimiento al programa de capacitación y difusión al personal operativo y mantenimiento.
- 22) Contar con el Programa de Auditorías de la implementación de SASISOPA.
- 23) Mantener limpia y ordenado el Piso de trabajo y utilizar la chaqueta para desconectar tubería y así evitar derrames de fluido de Perforación.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 24) Dar difusión al personal de la Importancia de mantener limpias y ordenadas las áreas de trabajo para evitar incidentes y/o accidentes al personal
- 25) Dar cumplimiento al programa de inspección y certificación de los componentes de la sarta de perforación (TP, tubería HW, cuñas y recalcos, uniones de la tubería de perforación, conexiones).
- 26) Dar cumplimiento a la lista de verificación de los componentes de la sarta de perforación, tales como, condiciones del diámetro externo, roscas, cajas, conexiones, sellos, longitud, cuñas y recalco, de los componentes de la sarta de perforación.
- 27) Corroborar que los equipos de medición y/o calibración se encuentren certificados.
- 28) Contar con el programa de diseño del pozo con las especificaciones de los componentes de la sarta a utilizar.
- 29) Dar seguimiento al programa de capacitación y entrenamiento al personal para el manejo adecuado de los instrumentos y equipos para realizar la inspección tubular.
- 30) Dar cumplimiento al programa de inspección y certificación de las barrenas de perforación.
- 31) Dar cumplimiento al programa de capacitación y entrenamiento al personal para el manejo adecuado de las barrenas de perforación
- 32) Dar cumplimiento a la lista de verificación de los componentes de la barrena de perforación, tales como, condiciones de la estructura de corte, cojinetes, sellos, calibre, toberas
- 33) Dar cumplimiento al programa de capacitación y entrenamiento al personal para el manejo adecuado de las barrenas de perforación
- 34) Se dé cumplimiento al Programa de capacitación del personal de Perforación.
- 35) Que la cantidad de personal que labore en Perforación cuente con la capacitación necesaria para desarrollar sus actividades
- 36) Asegurar que se mantenga baja la velocidad al Introducir la TR como buena práctica Operativa.
- 37) Realizar Inspecciones periódicamente antes del inicio de las actividades.
- 38) Dar seguimiento al Programa de inspección de acuerdo al fabricante.
- 39) Verificar que se cuente con los hules limpiadores jantes del inicio de las operaciones.
- 40) Realizar un corteo del stock; de material con que se cuenta i periódicamente.
- 41) Concientizar al personal por medio de pláticas sobre el plan de acción que abren las llaves manuales para minimizar los incidentes y/o accidentes de consecuencias mayores para el personal.
- 42) Dar cumplimiento al; Programa de Pláticas de seguridad y salud en el trabajo

SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO DE CARGAS

- 43) Dar cumplimiento a los programas de Inspección apoyado en las listas de verificación de los equipos tales como: (Corrosión, alineación, viguetas, viguetas de enlace, pernos y seguros, andamios,



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



soldaduras, escaleras, barandales, condiciones de los orificios de los pernos, desgaste, fisuras, fracturas), Bomper.

- 44) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento y certificación de la Estructura soportante de acuerdo a las recomendaciones.
- 45) -Dar cumplimiento a los programas de capacitación y entrenamiento al personal de mantenimiento y Operativo de los Procedimientos que apliquen.
- 46) Dar cumplimiento al Programa de Inspección y listas de verificación de los componentes y accesorios del equipo (falta de antiderrapante y nivelación del piso, anclaje de llaves y cables, soldaduras, golpes, tapete de estiba de tubería en malas condiciones, escaleras, barandales, pernos y seguros
- 47) Dar cumplimiento al programa y certificación y mantenimiento de los componentes de la subestructura, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y especificaciones del tipo de material.
- 48) Dar cumplimiento al Programa de capacitación y entrenamiento a personal de mantenimiento y operación en los Procedimientos
- 49) Dar cumplimiento a la inspección tanto visual como Operativa de los componentes y accesorios del equipo basado en programas de mantenimiento. Inspección o listas de verificación: (no están instalados o en condiciones los pernos y Tornillos del mástil o tome, no está instalada o en condiciones la escalera de ascenso, no están en condiciones los ángulos y viguetas (corrosión), no están instalados o en condiciones adecuadas los seguros de pernos, no están instalados o en condiciones de operación el brazo de grúa de maniobras, soporte, poleas y cables, no están instalados o en condiciones los soportes y lomillería de escaleras de ascenso (changuera y corona), no está instalado o en condiciones el amortiguador de línea muerta, no está en condiciones adecuadas de limpieza, pintura y grado de corrosión, no están en condiciones adecuadas el sistema de anclaje (cables, anclas), los cables de viento no están instalados adecuadamente (con 3 grapas) [SI APLICA), no están instaladas o en condiciones las anclas y tensores.
- 50) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento y certificación de los componentes del mástil, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante y especificaciones del tipo de material.
- 51) Dar cumplimiento Programa de Capacitación y entrenamiento para el personal de Operación y mantenimiento de los Procedimientos que apliquen.
- 52) Verificar que la luz de posición del mástil se encuentre en condiciones de operación.
- 53) Dar cumplimiento al Programa de mantenimiento del Sistema eléctrico, Bases, focos, micas e Interruptores.
- 54) Dar cumplimiento al Programa de inspección y listas de verificación de los componentes: gato de izaje (si aplica), poleas, bridas y terminales, desgaste del buje de las poleas, graseras, mangueras del sistema hidráulico.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 55) Dar cumplimiento al programa y certificación de mantenimiento de los componentes gato de izaje (si aplica), poleas, bridas y terminales, desgaste del buje de las poleas, graseras, mangueras del sistema hidráulico.
- 56) Dar cumplimiento al Programa de capacitación y entrenamiento al personal de mantenimiento y Operación en los Procedimientos.
- 57) Dar cumplimiento al Programa de inspección y listas de verificación de los componentes: pernos (seguros), pernos (tornillería), chumaceras, barras protectora de poleas, poleas, pisos y barandales.
- 58) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento y certificación del Bloque y Corona de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
- 59) Dar cumplimiento al Programa de inspección y listas de verificación de los componentes: cable o línea de perforación, sistema de frenado auxiliar electromagnético, retornos, cabrestantes, tolvas protectoras de acoplamientos, freno de corona, tolvas protectoras del carrete principal, sistema de freno del tambor principal, sistema de enfriamiento del frenado, caja de estoperos. líneas de aire y filtro, anclaje.
- 60) Asegurarse que cuente con un Programa de Integridad mecánica del malacate.
- 61) Verificar que se dé cumplimiento al Programa de mantenimiento de acuerdo al fabricante.
- 62) Asegurarse que cuente con un Programa inspección del motor del malacate.
- 63) Verificar que se dé cumplimiento al Programa de mantenimiento de acuerdo al fabricante.
- 64) Asegurarse de que cuente con el Programa de Inspección diaria al sistema de embrague del malacate Principal.
- 65) Dar cumplimiento al Programa de mantenimiento del embrague del malacate principal de acuerdo al fabricante.
- 66) Dar cumplimiento a Programa de inspección de los componentes: juego de poleas, diámetro de poleas pernos, seguros (pernos) baleros {desgaste), graseras sistema de amortiguador (resorte), tolvas, seguro de movimiento giratorio.
- 67) Dar cumplimiento a programa y certificación de mantenimiento de los componentes: juego de poleas diámetro de poleas, pernos seguros (pernos), baleros (desgaste), graseras, sistema de amortiguación [resorte) torvas, seguro de inmovilización lenta giratorio.
- 68) Dar cumplimiento a Programa de capacitación entrenamiento al personal de mantenimiento y Operación en los Procedimientos, Contar con personal capacitado.
- 69) Dar cumplimiento al Programa de inspección y listas de verificación de los componentes: de lubricación y grapa del cable en el tambor del malacate, de línea del tambor del malacate, de la guía del cable, de las condiciones de trabajo del cable, ancla de la línea muerta.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 70) Dar cumplimiento al programa mantenimiento y certificación de los componentes: lubricación y cable de perforación, de la grapa del cable en el tambor del malacate, el tambor del malacate, de la guía del cable, de las condiciones de trabajo del cable.
- 71) Asegurarse que se cuente con el Programa de integridad Mecánica del cable
- 72) Dar cumplimiento al Programa de deslizamiento del cable (corte del cable).
- 73) Dar cumplimiento al Programa de Inspecciones del anclaje del cable del malacate principal.
- 74) Dar seguimiento al Programa de mantenimiento Preventivo de acuerdo al fabricante.
- 75) Dar cumplimiento al Programa de inspección y listas de verificación de los componentes: las asas, pernos y seguros, soporte de la unión giratoria, seguro del gancho.
- 76) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento y certificación de los componentes: las asas, pernos y seguros, soporte de la unión giratoria, seguro del gancho. 1. Dar cumplimiento al Programa de inspección y listas de verificación de las componentes: de las asas, pernos y seguros, soporte de la unión giratoria, seguro del gancho
- 77) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento y certificación de los componentes: de las asas, pernos y seguros, soporte de la unión giratoria, seguro del gancho.
- 78) Realizar las inspecciones y aplicación de las listas de verificación a las presas y sus componentes, Agitadores, válvulas, degasificadores, separadores de gas, Equipos para control de sólidos [temblorinas), almacén de químicos, línea de flujo o de retomo, tubo vertical, Manguera de circulación y succión.

SISTEMAS DE CIRCULACIÓN DE FLUIDOS

- 79) Cumplir con el programa de mantenimiento de las presas y sus componentes Agitadores, válvulas, degasificadores. separadores de gas, equipos para control de sólidos, línea de flujo o de retomo, tubo vertical, manguera de circulación y succión, de acuerdo a recomendación del fabricante.
- 80) Dar cumplimiento al Plan de emergencia ambiental y uso del kit para derrames
- 81) Dar cumplimiento al programa de capacitación y entrenamiento del personal operativo y de mantenimiento.
- 82) Cumplir con el SASISOPA debidamente difundido e implementado, para los trabajos de mantenimientos.
- 83) Verificar que se da cumplimiento al Reglamento de Seguridad e Higiene de CARSO, del uso del EPP del personal expuesto a nubes de polvo de cemento.
- 84) Verificar que cuente con un Programa de inspección diaria debidamente revisado y autorizado.
- 85) Dar seguimiento al programa de mantenimiento de acuerdo al fabricante.
- 86) verificar que se cuente con un sistema de arrastre de relevo



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 87) Dar cumplimiento al programas de inspección y listas de verificación de las bombas de lodos y sus componentes: Bombas de lodos, líneas de succión, Líneas de descarga, abrazaderas de las líneas., de succión y descargas, válvulas de seguridad, válvulas de paso o derivación, estrobos de seguridad de las líneas de succión y descarga, cámaras de pulsaciones.
- 88) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento de las bombas, bomba auxiliar, válvulas de seguridad, válvulas de paso o derivación, líneas de succión, Líneas de: descarga, abrazaderas de las líneas, de succión y descargas, cámaras de pulsaciones.
- 89) Dar cumplimiento a la difusión del Plan de emergencias ambientales, y uso del kit para derrames de acuerdo al procedimiento de uso.
- 90) Dar cumplimiento al programa de capacitación y entrenamiento para el personal operativo y de mantenimiento.

SISTEMAS DE PREVENCIÓN DE BROTES

- 91) Dar cumplimiento al programa de Inspección y listas de verificación de los equipos para el acondicionamiento del fluido de perforación, como son: embudo de mezcla con chorro de lodo, líneas de descarga, válvulas de paso, agitadores de la presa de preparación, tanques de almacenamiento de barita y diésel, líneas de descarga, anclaje del embudo y líneas.
- 92) Contar con programas de mantenimiento de los equipos para el acondicionamiento del lodo como son; Embudos de mezcla con chorro de lodo, líneas de descarga, válvulas de paso, agitadores de la Presa de preparación, tanques de almacenamiento de barita y diésel.
- 93) Dar cumplimiento al Programa de capacitación y entrenamiento para el personal operativo de Mantenimiento.
- 94) Dar cumplimiento al programa de inspecciones para los equipos: Preventor Anular, Preventor de arietes, arreglo de Preventores, consola de control remoto y válvulas hidráulicas para operar preventores.
- 95) Dar cumplimiento a las listas de verificación para cada uno de los equipos y accesorios del Preventor Anular, Preventor de arietes {Ariete para tubería. Ariete variable (tubería y flecha), Arietes de corte), arreglo de Preventores (de acuerdo a la API-53 para operar con 2,000, 3,000, 5,000, o más de 5,000 PSI de presión de trabajo,
- 96) Consola de control remoto y válvulas hidráulicas para operar preventores.
- 97) Dar cumplimiento al programa de mantenimiento de los Preventor Anular. Preventor de arriete, arreglo de Preventores. consola de control remoto y válvula para operar preventores, de acuerdo a las recomendaciones del fabricante.
- 98) Verificar que la válvula hidráulica sea probada en cada etapa de perforación y su efectividad en cada viaje de tubería.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 99) Dar cumplimiento a la Capacitación y adiestramiento de las cuadrillas de C.I., Primeros auxilios y Protección ambiental.
- 100) Verificar que se utilicen andamios durante las operaciones sobre los Preventores y contra pozo, arnés contra caídas, soportes adecuados para la instalación del arnés.
- 101) Realizar inspecciones diarias para corroborar que se encuentren instaladas las articulaciones y volantes en los Preventores.
- 102) Dar cumplimiento al Programas de capacitación y adiestramiento para el personal operativo en los procedimientos para control de pozos y planes de emergencias.
- 103) Dar cumplimiento a la capacitación del personal para el uso de EPPE.
- 104) Dar cumplimiento a la realización de las Auditorias de los permisos de acuerdo al Manual del SISASOPA.
- 105) Asegurarse que se cumpla con la norma RP-53 y RP-53 -API y "Procedimiento para prueba Hidráulica de cabezal y conjunto de Preventores"
- 106) Dar cumplimiento al programa de inspecciones de las líneas del estrangulador corno son: Estado mecánico de las líneas, bridas, tomillos y anclajes.
- 107) Dar cumplimiento al programa de Pruebas Hidrostáticas y na destructivas (ultrasonido, partículas magnéticas, líquidos penetrantes, luz negra, etc.), para determinar su estado mecánico.
- 108) Dar cumplimiento al Programas de capacitación y adiestramiento para el personal que integra las cuadrillas de rescate y Protección ambiental.
- 109) Dar cumplimiento a la formación de las cuadrillas, de C.I., Primeros Auxilios, y Protección ambiental.
- 110) Dar cumplimiento a las programas de inspección de los conjuntos de válvulas, crucetas y T's para control de flujos, línea de matar.
- 111) Dar cumplimiento y uso de las listas de verificación del conjunto de válvulas, crucetas y T's para control de flujos, línea de matar antes del Inicio de las operaciones.
- 112) Dar cumplimiento a los programas de Pruebas Hidrostáticas y Pruebas no destructivas (Ultrasonido, luz negra, partículas magnéticas, líquidos penetrantes) de los equipos y accesorios para determinar su estado mecánico.
- 113) Dar cumplimiento a los programas de certificación de los equipos y accesorios para cumplir con las normas nacionales e Internacionales según aplique.
- 114) Dar cumplimiento a los Programas de capacitación y adiestramiento para el personal que integra las cuadrillas de rescate, C.I., y Protección ambiental
- 115) Dar cumplimiento a los Programas de Inspección y pruebas de loe equipos: Bombas, acumuladores, tanque de almacenamiento de fluido hidráulico, Múltiples y conexiones, control remoto. Flujo hidráulico, de acuerdo al procedimiento y fabricante.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 116) Dar cumplimiento a la realización de las listas de verificación de los equipos para control de Brotes (Bombas, acumuladores, tanque de almacenamiento de fluido, Múltiples y conexiones, control remoto, Ruido hidráulico) de acuerdo al procedimiento correspondiente antes del inicio de las operaciones.
- 117) Dar cumplimiento al programa de Mantenimiento de los equipo Bombas, acumuladores, tanque de almacenamiento de fluido hidráulico, Múltiples y conexiones, control remoto. Fluido hidráulico de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
- 118) Dar seguimiento al Programas de capacitación y adiestramiento para el personal que integra las cuadrillas de rescate, C.I., y Protección ambiental.
- 119) Dar seguimiento a la formación de las cuadrillas de rescate, C.I., y Protección ambiental formadas de acuerdo a lo requerido en el SASISOPA y Reglamento de Seguridad e Higiene aplicables.
- 120) Dar cumplimiento al Programa de Inspecciones de las condiciones de la Válvula de Seguridad para la T.P. verificar que sea del diámetro de acuerdo a la tubería, y se encuentre en su sitio al momento de ser usada, verificar que se encuentre en condiciones, para su uso (No se encuentre dañada).
- 121) Realizar la aplicación de la lista de verificación para la válvula, que cumpla con lo marcado en el Procedimiento operativo en caso de una emergencia.
- 122) Dar cumplimiento al Programa y realizar el mantenimiento de la válvula de la T.P. de acuerdo a recomendaciones del fabricante.
- 123) Verificar que cuente con el Programa de mantenimiento preventivo y su aplicación.
- 124) Dar pláticas al personal para que utilicen los barandales en las escaleras de acceso al piso de trabajo.
- 125) -Verificar que se realice a la localización la Prueba de Proctor (65 - 95 grados Proctor) para evitar encharcamientos en las zonas donde se realizan maniobras.
- 126) Asegurarse de que todo el personal que labora en las instalaciones de Perforación cuente con el entrenamiento y capacitación de acuerdo a un Programa debidamente revisado y autorizado por el personal competente.
- 127) Verificar que se utilice el tapón de levante para la tubería.
- 128) Realizar inspecciones regulares para verificar que las unidades circulen a 20 Km/h dentro de las instalaciones, Instalar letreros alusivos.
- 129) Asegurar que cuente con programas de mantenimiento preventivo de acuerdo a recomendaciones del fabricante hidráulico y mecánico de los gatos de las grúas.
- 130) Verificar que se realice el cambio del operador de la grúa y su ayudante per jomada.
- 131) Verificar que se cuente con un programa de inspección para Ice collarines de arrastre.
- 132) Asegurar que los pozos de producción cuenten con las protecciones tubulares.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 133) Incrementar la supervisión y seguridad cuando se realicen maniobras con equipo cerca de un pozo en producción.
- 134) Contar con el Procedimiento y/o Lineamiento para que se considere el diseño de las macroperas el número de pozos para definir el área de operaciones y maniobras.
- 135) Verificar listas de verificación requeridas para la recepción de la localización
- 136) Verificar que la tubería se inspeccione y existan los registros correspondientes.
- 137) Verificar que la tubería sea transportada y recibida con protectores de roscas.
- 138) Verificar que el uso de los instrumentos de apriete y torque sean los recomendados.
- 139) Verificar que el personal que trabaja en altura de 1.60 m mayor utilice equipo contra caídas.
- 140) Verificar que se marquen las zonas obligatorias de uso de protección auditiva
- 141) Verificar que el personal que realice estas actividades utilice el equipo contra caídas y línea de vida
- 142) Realizar inspecciones para que dé cumplimiento del uso de alumbrado auxiliaren áreas donde se requiera.
- 143) Asegurarse que las grúas de maniobras cuenten con el indicador de peso.
- 144) Verificar que el personal cuente con la capacitación y entrenamiento de los Procedimientos Operativos incluyendo los de desmantelamiento del equipo periférico/Presas de trabajo, equipo auxiliar de sólidos, separador gas-lodo, etc.)
- 145) Verificar que se utilice el elevador upo araña y definir el peso en donde se debe cambiar el tipo de elevador en el Procedimiento.
- 146) Realizar inspecciones cuando se requiera tránsito vehicular,
- 147) Verificar que la rotación del personal en las cuadrillas de Operación no sea considerable y se documente esta solicitud para evitar la incidencia de accidentes al personal.
- 148) Verificar que se cuente con sistema de comunicación en el changuero.
- 149) Corroborar mediante inspecciones que cuente con la guía el cable de Operación.
- 150) Verificar que se encuentre en buenas condiciones el Tapete antiderrapante del Piso Rotaría.
- 151) Inspeccionar que en el Piso de Perforación cuente con ventilador disipador de gases, y/o Instalarlo.
- 152) Realizar mantenimientos y pruebas a los sistemas de detección de gases y alarmas de acuerdo a un programa de mantenimiento debidamente revisado y autorizado de acuerdo a recomendación del fabricante.
- 153) Realizar el Atlas de Riesgo y dar la difusión al Personal que labora en el equipo e instalación.
- 154) Se debe de contar con el personal debidamente capacitado y enfrenado que dando cumplimiento al anexo
- 155) Capacitar al personal responsable de la elaboración del AST en Operaciones de Perforación.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- 156) Se debe de contar en las instalaciones con los procedimientos Operativos debidamente autorizados, de las actividades a realizar.
- 157) Verificar que se cuente con los certificados de los recipientes sujetos a presión.
- 158) Asegurarse de que se instalen los pernos y seguros en la parrilla del chango.
- 159) Verificar que las unidades de transporte cuenten con el Programa de mantenimiento de acuerdo al fabricante.
- 160) Verificar que el personal que labora dentro de las instalaciones porte el EPP de acuerdo al Reglamento de Seguridad e Higiene de CARSO.
- 161) Realizar difusión al personal del uso de los pasamanos en escaleras y pasillos así como el no correr dentro de las instalaciones.

Estos resultados, considerando el compromiso adquirido por Carso Energy, perfeccionará su sistema de administración SASISOPA, incrementando la seguridad en sus procesos con estas recomendaciones.

Especialmente, empleando el procedimiento de **CONTROL DE CAMBIOS**, donde la organización cuenta con una metodología en el cual su propósito en la adición de procesos para una eficiente *Administración de Cambios*, donde describe las etapas para una gestión conjunta con los registros y soportes.

El proceso de administración de cambios básicamente de ocho pasos, que se mencionan a continuación:

1. Identificación del cambio y proceso de administración de cambio
2. Elaborar una solicitud formal del cambio
3. Revisar / evaluar el cambio propuesto
4. Obtener la aprobación para proceder con el cambio
5. Diseñar el cambio
6. Planificar el cambio (Fijar marco de tiempo para el cierre)
7. Implementar el cambio
8. Cerrar el cambio

Tipos de cambios se identifican y caracterizan los procesos de acuerdo al siguiente diagrama:



Diagrama 2. Tipos de Cambios identificados en la Organización.

Estos lineamientos para administrar los cambios en la organización, se encuentra documentado en el procedimiento **GC-SPG-CAL-P015 Administración de Cambios**.

Atendiendo la seguridad en el trabajo que se realiza dentro de Carso Energy, cuenta también con un procedimiento para realizar **CONTROL DE ACTIVIDADES**, que permite el desarrollo de *Controles Operacionales* que se reflejan en manuales, procedimientos, instructivos de trabajos, normas y programas, los cuales de manera implícita o explícitamente, controlan el desempeño de las actividades de cada uno de los procesos que conforman el Sistema de Administración asociados con la identificación de peligros y análisis de riesgo.

Los controles operacionales apropiados para la Seguridad Industrial, la Seguridad Operativa y la Protección Ambiental son documentados e identificados dentro del sistema de administración de la Empresa.

Los controles en materia de Seguridad, Salud y Medio Ambiente son identificados en las matrices de peligros y aspectos de SSMA, en las recomendaciones de los Análisis de Riesgos por Procesos derivado de los resultados de la jerarquización de riesgos e impactos del SSMA (como se ha manifestado en el presente documento, donde se ha realizado la Identificación de peligros y análisis de riesgo).

Los controles para la seguridad operativa se realizan con la Identificación y descripción de procesos).

Carso Energy, ha establecido los siguientes controles operacionales en el Sistema de Administración:

1. Se ha desarrollado herramientas para la identificación de metodologías conforme al análisis y evaluación del estado actual del sistema de administración con el objetivo de establecer controles operativos que ayuden a mitigar los riesgos en los procesos:

Para la identificación de controles operativos en materia de Seguridad Industrial y Protección Ambiental se establece e identifican conforme al elemento de Identificación de peligros y análisis de riesgos.

La seguridad operativa se establece la identificación de controles conforme el procedimiento GC-SPG-HSE-P007 Control Operacional.

La Respuesta a emergencias, es identificado como Plan de Respuesta a Emergencias (PRE).

Operación y mantenimiento son y serán identificados en base a los mapeos de procesos nivel II conforme a la secuencia de las actividades críticas, rutinarias y no rutinarias de los procesos de la organización.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Inspecciones y pruebas por medio de los procedimientos GC-SPG-HSE-P005 Auditorias SSMA y el procedimiento GC-SPG-CAL-P003 Auditorías Internas al Sistema de Gestión.

En este rubro, se consideran los requisitos legales y otros, los impactos ambientales y los riesgos derivados de la operación e instalaciones.

2. Se determinan criterios y métodos para el aseguramiento de la actividades (fase operativa, desmantelamiento, abandono, arranque inicial, operaciones temporales, operaciones y paros de emergencia, paro normal, arranque por cambios y activación de sistemas de seguridad) por medio de metodologías descriptivas que establezcan límites de operación, consecuencia de desviaciones y acciones necesarias para corregirla y evitarlas, al igual que el control y administración de los procesos.
3. Dentro de este sistema se ha establecido mecanismo para establecer controles durante la ejecución de actividades de alto riesgo conforme al análisis de riesgos y requerimiento de las actividades y procesos, tales como:

Procedimientos críticos:

GC-SPG-HSE-P016	Seguridad para el manejo de cargas.
GC-SPG-HSE-P017	Seguridad para trabajos calientes.
GC-SPG-HSE-P021	Trabajos en espacios confinados.
GC-SPG-HSE-P023	Uso, cuidado y disposición final del EPP.
GC-SPG-HSE-P024	Trabajo en alturas.
GC-SPG-HSE-P025	Apertura y cierre de Líneas.
GC-SPG-HSE-P026	Bloqueo y etiquetado (Lock Out / Tag Out).
GC-SPG-HSE-P028	Delimitación y señalamiento de áreas de riesgo.
GC-SPG-HSE-P029	Seguridad en trabajos eléctricos.

Procedimiento de emergencias:

GC-SPG-HSE-P018	Realización de simulacros.
GC-SPG-HSE-P022	Protección contra incendios y explosión.
GC-SPG-HSE-P039	Preparación y respuesta ante emergencias.
GC-SPG-HSE-P040	Abandono de instalaciones por suspensión de suministros y servicios.
GC-SPG-HSE-P041	Amenazas de seguridad a las instalaciones.
GC-SPG-HSE-P042	Fenómenos naturales (Sismos, huracanes e inundaciones).
GC-SPG-HSE-P103	Respuesta a emergencias ambientales.

Procedimiento de control operativo en materia de Salud y Seguridad:



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



GC-SPG-HSE-P013	Lineamientos y responsabilidades para contratistas y proveedores.
GC-SPG-HSE-P014	Verificación a unidades de transporte.
GC-SPG-HSE-P019	Operaciones simultáneas (SIMOPS).
GC-SPG-HSE-P027	Manejo de materiales peligrosos.
GC-SPG-HSE-P020	Trabajos en áreas con presencia de Gas Sulhídrico (H2S).
GC-SPG-HSE-P030	Trabajos con materiales químicos.
GC-SPG-HSE-P031	Gerenciamiento de viajes.
GC-SPG-HSE-P032	Pre arranque operativo.
GC-SPG-HSE-P035	Administración de riesgos de trabajos en operaciones nocturnas.

Procedimiento para el control ambiental:

GC-SPG-HSE-P101	Manejo, transporte, tratamiento y disposición de residuos peligrosos (servicio contratado).
GC-SPG-HSE-P102	Manejo, transporte, tratamiento y disposición de residuos de manejo especial (servicio contratado).
GC-SPG-HSE-P104	Procedimiento para inspección ambiental en sitio.
GC-SPG-HSE-P105	Recepción, entrega y abandono del sitio (Protección Ambiente).

- Se ha desarrollado dentro de Carso Energy un modelo metodológico para la evaluación y análisis de riesgo en SSMA donde se identifican los mecanismos establecidos para analizar los riesgos de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección del medio ambiente de los trabajos realizados por cada uno de los procesos de la cadena de valor del proyecto, esto incluye la participación tanto del personal propio, así como de los contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores, siempre que su actividad implique riesgos para la población, las instalaciones, o impactos al medio ambiente, así como de los responsables de supervisar y autorizar los trabajos.
- En el desarrollo de Carso Energy, se estableció un mecanismo para planear y autorizar la ejecución de trabajos de alto riesgo que establezca el análisis y verificación de condiciones de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio ambiente en trabajos o actividades del proyecto en los bloques por medio del Sistema de Trabajos con Riesgo (ver Manual del sistema de **PERMISO PARA TRABAJO CON RIESGO GC-SPG-HSE-M002**).
- Complementado con el Sistema de Permiso para los Trabajos con Riesgos establece controles para el análisis de los riesgos de seguridad industrial, seguridad operativa y protección del medio ambiente enfocado a las actividades de desarrollo de todo el proyecto conforme la cadena productiva, cuando la actividad de éstos



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



implique riesgos para la población o las instalaciones, o impactos al medio ambiente y la participación de los responsables de supervisar y autorizar los trabajos.

7. Se establece un mecanismo para administrar y comunicar los cambios temporales o definitivos para el Sistema de Administración (**GC-SPG-CAL-P015 Administración de cambios**).
8. El sistema implementado por Carso Energy, ha establecido un mecanismo para la verificación de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección Ambiental, que se mencionan a continuación:
 - Metodología de pre-arranque de instalaciones nuevas, instalaciones con reparaciones o modificaciones mayores, verificando el cumplimiento de las especificaciones de diseño, la actualización (**GC-SPG-HSE-P032 Procedimiento de pre arranque operativo**).
 - Metodología para la comunicación de los procedimientos de seguridad, operación, mantenimiento y emergencia.
 - Metodologías para la capacitación necesaria del personal.
 - Metodologías para el cierre de recomendaciones de Análisis de Riesgos de Proceso (**GC-SPG-HSE-P015 Análisis de Riesgo de Procesos ARP**).
 - Metodología para donde se identifique el cierre de la administración del cambio (**GC-SPG-CAL-P015 Administración de cambio**).
9. El procedimiento de control de documentos establece la periodicidad con la que se requiere revisar los procedimientos para su actualización y correspondencia con la ejecución de las actividades, tecnología, equipos, instrumentación, herramientas, riesgos y controles.
10. Se han implementado un mecanismo para que todo el personal, incluyendo contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores, cuando su actividad implique riesgos para la población, las instalaciones, o impactos al medio ambiente, puedan reportar actos y condiciones inseguras es conforme lo indica el procedimiento **GC-SPG-HSE-P005 Auditoría en SSMA** esto con el objetivo de detener trabajos u operaciones cuando sean testigos de riesgos inminentes.
11. Se cuenta con un mecanismo de registro, atención y cierre de recomendaciones por trabajos u operaciones que se detengan, debido a riesgos inminentes, actos y condiciones inseguras con el formato **GC-SPG-HSE-F003 “Tarjetas ROS”**. De acuerdo con los siguientes documentos de Referencia:

Política de suspensión de actividades por seguridad.

GC-SPG-HSE-M002 Manual del sistema de permiso para trabajo con riesgo.

GC-SPG-CAL-P003 Auditorías Internas

GC-SPG-CAL-P015 Administración de cambios.

GC-SPG-HSE-P005 Auditorías en SSMA.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



GC-SPG-HSE-P007 Control Operacional.

GC-SPG-HSE-P015 Análisis de Riesgo de Proceso.

GC-SPG-HSE-P032 Procedimiento pre arranque operativo.

En relación con la evaluación de la integridad física y operativa de las instalaciones mediante el procedimiento **GC-SPG-CAL-P016 Integridad mecánica y aseguramiento de calidad**, buscando los lineamientos y requisitos para garantizar la confiabilidad operacional de las instalaciones, equipos, componentes y/o sistemas, manteniendo sus características originales, a través de asegurar que éstos sean diseñados, fabricados, instalados, probados, inspeccionados, monitoreados y mantenidos, basándose en el nivel de riesgo, requerimientos del servicio y recomendaciones del fabricante, en cumplimiento de los estándares nacionales e internacionales reconocidas de la industria de hidrocarburos.

Los procesos de realización que tienen bajo su responsabilidad de asegurar la integridad mecánica y el aseguramiento de la calidad a través de la implementación del elemento establecido en el documento.

Toda la información sobre la documentación de integridad mecánica y el Aseguramiento de Calidad, debe ser mantenida al día y accesible. Esta documentación debe incluir al menos:

- Lista de equipos críticos.
- Especificaciones y hoja de datos técnicos o ficha técnica
- Planos de equipos o distribución (Lay out).
- Registros de calibración si aplica.
- Informes de pruebas de materiales y certificaciones.
- Informes de cualquier prueba, inspección, mantenimiento o reemplazo de equipos críticos y/o refacciones.
- Informes de estadísticas de fallas en equipos críticos.
- Informes de análisis de fallas, desviaciones detectadas en inspecciones y verificaciones del sistema y registros de acciones correctivas.
- Información requerida para establecer la integridad de los equipos.
- Manuales de servicios y reparaciones, procedimientos, instrucciones de trabajo, guías u otros documentos de soporte técnico.
- Dicha información para la integridad mecánica son enunciativas, más no limitativas.

En relación a la mejora para la confiabilidad operacional de las instalaciones, equipos, componentes y sistemas se sugiere la aplicación las siguientes Metodologías que permitan contar con procesos más confiables y seguros:

- ACR Análisis Causa Raíz.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



- Análisis de indicadores de desempeño del proceso.

La organización administra la continuidad operativa de los equipos de un proceso desde su instalación, hasta el desmantelamiento y abandono a lo largo de la vida útil de las instalaciones, el cual se atiende aspectos como:

- Equipo crítico.
- Procedimientos de mantenimiento.
- Capacitación y desempeño del personal de mantenimiento.
- Inspecciones y pruebas de los equipos.
- Reparaciones y modificaciones.

Con estas acciones, se asegura que los equipos y refacciones sean diseñados, construidos, transportados, almacenados e instalados, de acuerdo al servicio para el cual serán usados.

De acuerdo a la secuencia de las actividades y el desarrollo del proyecto se definen los controles a implementar o metodologías para cada una de la disciplina para la integridad mecánica y el aseguramiento de calidad de los procesos del Sistema de Administración.

IV. RESUMEN

Con base en el análisis realizado a través de este documento, se observa que la actividad petrolera presenta un amplio grado de seguridad. Sin embargo, se debe invertir recursos en los sistemas de administración y capacitación para contar con técnicos especializados en el desarrollo del proceso de exploración y producción de hidrocarburos.

Si bien los radios de afectación, así como eventos no deseados simulados con el software PHAST 7.11, la mayoría de ellos se localizan dentro de los DDV de la plataforma de perforación o de los corredores de ductos y sus efectos no exceden significativamente de esta área, debe contar con un procedimiento para la atención de emergencias ambientales.

Esto deberá complementarse con un sistema de administración para la reducción de los impactos potenciales que genere un evento no deseado. Así de sus respectivos procedimientos para la atención de eventualidades.

V.1 SEÑALAR LAS CONCLUSIONES DEL ESTUDIO DE RIESGO AMBIENTAL

Las actividades de explotación de hidrocarburos han sido apoyo fundamental para que México se convirtiera de importador con mayores reservas a nivel mundial y participar destacadamente en el mercado petrolero internacional.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



La necesidad de cubrir las exigencias energéticas de la sociedad demandante de este tipo de benefactores, así como la generación de divisas económicas para mantener un desarrollo mercantil sostenido, tanto nacional como internacional, se hace menester retomar las Reservas Probables de hidrocarburos localizadas en diferentes partes del territorio nacional.

Si se considera la magnitud de los recursos petroleros del país y la fase actual del desarrollo de los mismos, existe un amplio potencial para aumentar tanto las reservas como el nivel de producción.

En el sureste de México, es donde se concentra la mayor cantidad de yacimientos que ofrecen fuertes oportunidades de desarrollo, capaz de cubrir las demandas de energéticos.

Sobre todo en nuestro país, donde el total de su energía generada en 1993, casi 64% tuvo su origen en los hidrocarburos. Además de mantenerlo dentro de los principales aportes a la economía nacional en renglones tales como el producto interno bruto, la balanza comercial, las finanzas públicas, la producción de energía y la generación de empleos en forma directa e indirecta.

Por otro lado, el análisis de los sistemas de producción de la empresa, así como su cumplimiento en materia ambiental y un sistema de gestión ambiental, adquirió el compromiso de reformar las formas de conducta de sus integrantes.

En este sentido, la propuesta para el desarrollo del proyecto, es desde su concepción dentro de una filosofía de producir con el respeto a los ecosistemas naturales, de tal forma que se planteo un Ordenamiento Funcional para evaluar el potencial de los diferentes ecosistemas albergados dentro de área de estudio, y de esta forma programar la perforación en zonas con vocación para el desarrollo de la actividad petrolera.

Al mismo tiempo se contempla en todo momento la utilización en su mayoría de infraestructura existente y el empleo de tecnología de vanguardia, con el cumplimiento de la legislación actual, para evitar en gran medida el deterioro del sistema ambiental y en su momento, revertir esta tendencia.

De esta manera, la selección de sitios, el trazo y ubicación de las obras, se sitúan en áreas donde ya se desarrollan actividades de extracción de hidrocarburos estarán retiradas de asentamientos humanos, respetando en todo momento, los parches de vegetación natural existentes, con el objeto de evitar una fragmentación mayor en los ecosistemas presentes en la zona.

Adicionalmente a las acciones de protección ecológica que se orientan a evaluar las condiciones ambientales en las instalaciones y su entorno; realizar campañas de difusión sobre protección ecológica y cumplir los requerimientos legales en materia de protección ambiental.

En este sentido, se prevé que por la magnitud de las obras, los impactos potenciales no sean significativos, evitando en todo momento modificaciones a los ecosistemas circundantes.

Como ejemplo de conservación dentro de la fase operativa, la aplicación en los tiempos programados de los mantenimientos preventivos y correctivos de la infraestructura, además de prolongar la vida útil del equipo, evita la probabilidad de contingencias que perturbarían a los ecosistemas que los contienen.



**INFORMACIÓN ADICIONAL A LA
MANIFESTACIÓN DE IMPACTO AMBIENTAL –
REGIONAL
OPERADORA BLOQUE 13 S.A. DE C.V.
“Exploración y Extracción de Hidrocarburos
en yacimientos convencionales terrestres
bajo la modalidad de licencia en el Bloque
13 (Área contractual CS-05)”**



Con el compromiso de mantener el área limpia se retirarán los residuos sólidos y residuos generados, así como los equipos y materiales utilizados durante la realización de sus actividades, y se depositarán en lugares establecidos por las autoridades competentes, con base en la normativa aplicable y existente.

V.2 HACER UN RESUMEN DE LA SITUACIÓN GENERAL QUE PRESENTA EL PROYECTO EN MATERIA DE RIESGO AMBIENTAL

De acuerdo con los tiempos de desarrollo de actividades petroleras en el área contractual CS 05 Bloque 13, por el momento no se ha realizado ninguna intervención en la zona.

En este sentido, en el presente documento se está realizando la propuesta de desarrollo de un sistema de ordenamiento del territorio para ayudar en la selección de sitios con mejores características para el impulso de la actividad dentro del área, por lo que se busca un crecimiento integral entre los componentes ambientales y sociales con la producción petrolera.

Por lo que se considera que la vulnerabilidad de la zona, por las formas de producción, representa una fuerte hemerobia, lo que permitirá y impulso equilibrado.

Adicionalmente, integrando como medida de prevención de impactos potenciales realizar inspección y vigilancia ambiental continua, refiere un compromiso de la empresa involucrada.

V.3 PRESENTAR EL INFORME TÉCNICO DEBIDAMENTE LLENADO

Se anexan las tablas del Informe Técnico al final de este documento