

9 ESTUDIO DE RIESGO MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO

A continuación se presenta el Estudio de Riesgo Ambiental (ERA), Modalidad Análisis de Riesgo que es utilizado para Proyectos nuevos que no se encuentren en operación y que acompaña a la Manifestación de Impacto Ambiental Regional (MIA) del Proyecto, esto de acuerdo con el Art. 17 de La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), que señala que los Proyectos que involucren el manejo de sustancias o desarrollo de actividades consideradas como altamente riesgosas en los términos de la Ley, deberán presentar un estudio de riesgo como anexo a la Manifestación de Impacto Ambiental.

El Estudio de Riesgo fue elaborado con base en la Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo publicada por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) y que se encuentra parte del trámite No. ASEA-00-015-B de la Agencia de Seguridad, Energía y Medio Ambiente (ASEA) en su versión más reciente al ingreso de este estudio.

Tal como lo requiere la legislación vigente a través de la LGEEPA, la definición del requerimiento de un ERA está vinculada al primer y segundo listado de actividades altamente riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992. El análisis completo referente a este punto se incluye en la sección 9.2.1 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas.

Para propósito de presentación del ERA el enfoque presentado en las etapas de identificación de peligros y análisis de consecuencias incluyen todas las operaciones en la plataforma de perforación y no únicamente las operaciones con actividades altamente riesgosas.

9.1

BASES DE DISEÑO

El Proyecto, tal como se ha definido en el Capítulo 2 de la MIA, comprenderá las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual 10 (AC10), localizada aproximadamente a una distancia de 50 km de la costa de Tabasco y cuenta con un área aproximada de 533 km².

El proyecto contempla la realización de las siguientes operaciones:

- Diseño de pozo;
- Movilización/Desmovilización de la plataforma de perforación dentro del área contractual;
- Actividades operativas rutinarias (operaciones generales de perforación, cambio de tripulación, transferencia de personal hacia/ desde la plataforma, etc.);
- Actividades operativas no rutinarias (como emergencias, mantenimientos mayores, suspensión temporal de actividades, etc.); y
- Abandono de pozo.

Cómo parte del alcance del presente proyecto no se planea realizar pruebas de producción.

Durante el Periodo Inicial, Eni llevará a cabo la perforación de dos pozos exploratorios (Sáasken-1 y Sáasil-1), con opción de la perforación de un tercer pozo de contingencia (Sína'an-1). La perforación consistirá en atravesar formaciones geológicas submarinas hasta alcanzar los yacimientos de hidrocarburos que hayan sido ubicados por medio de la obtención de imágenes del subsuelo marino.

Actualmente no se ha perforado ningún pozo en AC10; el pozo más cercano al AC10 es Zama-1 (Talos, 2017) que encontró aceite ligero en arenas del Mioceno Superior / Plioceno Inferior.

Las obras asociadas al Proyecto incluirán la movilización de una plataforma semi-sumergible para la perforación de los pozos de exploratorios en aguas someras, la elección de este tipo de Unidad Móvil de Perforación (MODU, por sus siglas en inglés) se realiza considerando la profundidad del pozo, la cual será de aproximadamente 380 metros. La MODU en todos los casos se encuentra prediseñada y está equipada con un paquete de perforación sustentada en estructuras grandes de tipo pontón, sumergidas por debajo de la superficie del mar. Generalmente se anclan con seis a doce anclas amarradas con cadenas y cables, controlados por computadoras para mantener la posición.

Dada la etapa actual del Proyecto aún no se cuenta con la plataforma semi-sumergible definida, el Promoviente ha propuesto que para fines de este estudio

se considere la plataforma semi-sumergible ENSCO 8503, equipo que se tiene contemplado utilizar potencialmente o en su defecto una plataforma semi-sumergible de igual clase o mayor; minimizando los impactos por cambios. Para fines de este estudio se tomará en cuenta dicha plataforma, y se hará a través de una actualización las modificaciones específicas tan pronto sea seleccionada la plataforma definitiva.

La plataforma semi-sumergible contará con servicios sanitarios, cocina, lavandería y planta de tratamiento de aguas residuales, todo requerido por el convenio internacional MARPOL 73/78 al cual México está suscrito.

La plataforma semi-sumergible propuesta ya ha sido construida y cuenta con los siguientes datos de construcción:

- Nombre: ENSCO 8503
- Bandera: Liberia
- Nombre anterior: Ninguno
- Año de construcción: 2010
- Constructor: KFELS - Singapur

Cuenta con la certificación ABS para Unidades Móviles de Perforación (MODU CODE - Resolución IMO A649 (16)) a través de la resolución "ABS Houston Letter Ref T1499572" con fecha del 11 de abril de 2016.

En el Anexo Cartográfico, se muestra un plano de ubicación local y regional del Proyecto y en el Anexo 9.1, se presenta un diagrama de distribución de las instalaciones principales asociadas a la plataforma semi-sumergible.

9.1.1

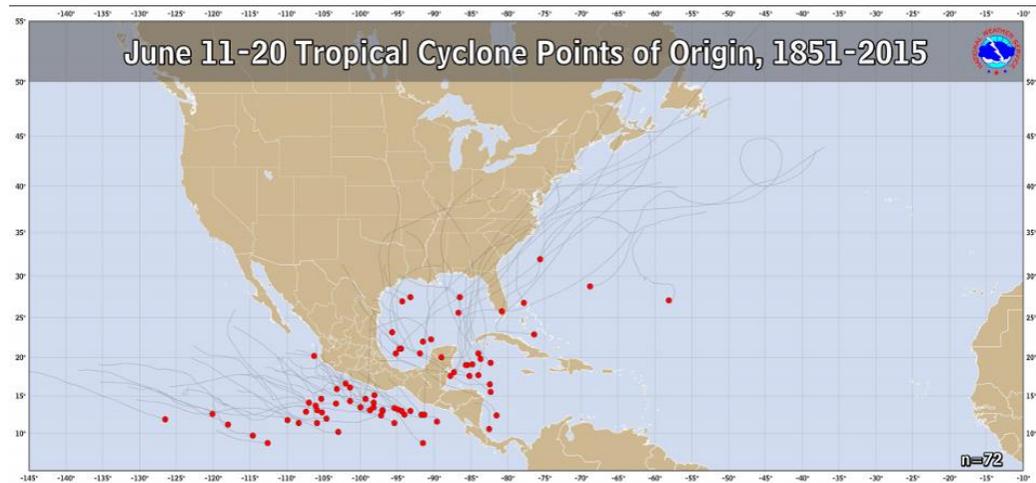
Susceptibilidad a riesgos ambientales

Dado que la zona en la que se llevará a cabo el Proyecto no presenta áreas identificadas como vulnerables por terremotos o sismicidad, corrimientos de tierra, derrumbes o hundimientos, inundaciones, vulcanología, fallas geológicas, fracturas geológicas o deslizamientos; se considera para esta sección como principal riesgo ambiental la presencia de huracanes, fenómeno meteorológico que ha ocurrido en el Golfo de México y que ha generado pérdidas humanas y económicas para las comunidades que se encuentran cerca de las costas.

Los vientos en el Golfo de México tienen una gran variabilidad sobre diferentes escalas de tiempo y espacio, los vientos de mayor intensidad son causados por ciclones tropicales que lo cruzan entre Mayo y noviembre y por frentes fríos llegando principalmente entre septiembre y mayo.¹

¹ Zavala-Hidalgo, J., Romero-Centeno, R., Mateos-Jasso, A., Morey, S. L., & Martínez-López, B. (2014). The response of the Gulf of Mexico to wind and heat flux forcing: What has been learned in recent years?. *Atmósfera*, 27(3), 317-334.

En la Figura 9.1 se muestra la tendencia de formación de ciclones tropicales durante el mes de junio. Un análisis de los puntos de formación del 11 al 20 de junio (de 1851 a 2015) confirma que climatológicamente es donde es potencialmente más probable la formación de fenómenos meteorológicos.



Fuente: Early Hurricane Season May Be Brewing Something In The Gulf of Mexico: 4 Things To Know. Forbes, junio 2017.

Figura 9.1 *Puntos de origen de los Ciclones Tropicales del 11 al 20 de Junio durante el periodo de 1851 a 2015.*

Científicos de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés) reconocieron que, durante una temporada anual promedio, se forman 10 tormentas tropicales y dos o tres se convierten en huracanes con vientos que tienen velocidades superiores a los 177 km/h.

En el periodo del 2005 al 2010 ocurrieron eventos que ocasionaron daños devastadores. Por ejemplo, Dennis, Katrina, Rita y Wilma en el 2005; temporada que ocasionó pérdidas económicas de hasta \$128 mil millones de dólares. Dean y Félix fueron dos huracanes categoría 5 que golpearon América Central en el 2007. Por último, en el 2008 se presentó la segunda temporada de huracanes más destructiva después del 2005 registrada con \$54 mil millones de dólares en daños.

La temporada de huracanes del Atlántico Norte 2010 fue extremadamente activa con 19 tormentas con nombre, 12 huracanes menores y cinco huracanes mayores. Según el Centro Nacional de Huracanes (NHC), el valor promedio de Energía Ciclónica Acumulada" (ACE, en inglés) y el número de tormentas se atribuyeron a las aguas cálidas, los vientos favorables provenientes de África y la débil cizalla del viento. Alex, Hermine, Karl, Nicole, Matthew, Paula y Richard, todos impactaron directamente a México y América Central con lluvias torrenciales y fuertes vientos.

La temporada de huracanes del Atlántico norte de 2012 tuvo 19 tormentas con nombre, diez huracanes menores y un huracán mayor. El número de tormentas con nombre marcó la tercera temporada de huracanes consecutiva con 19

tormentas con nombre para la cuenca y empató con 2011, 2010, 1995 y 1887 como el tercer año más activo para los ciclones tropicales del Atlántico Norte.

La temporada de huracanes del 2013 tuvo 13 tormentas nombradas y 2 huracanes menores. El número de tormentas tropicales fue ligeramente superior al promedio (12.1) de las temporadas de 1981-2010, el número de huracanes estuvo debajo del promedio (6.4) y la falta de huracanes mayores también estuvo por debajo del promedio (2.7). En términos de tormentas con nombre total, esta fue la temporada más lenta desde 2009. La última vez que se observaron dos huracanes fue en 1982 y la última temporada sin grandes huracanes fue en 1994. Los dos huracanes que se formaron durante la temporada, Humberto e Ingrid, fueron de corta vida. Humberto alcanzó la fuerza de los huracanes el 11 de septiembre, vinculando la última fecha para el primer huracán de la temporada. La fecha promedio para el primer huracán es el 4 de agosto. Ningún huracán tocó tierra en los EE. UU. Durante 2013. La tormenta tropical Andrea tocó tierra a lo largo de la costa del Golfo de Florida en junio y fue la única tormenta tropical que impactó directamente a los EE. UU. Contiguos durante la temporada. El huracán Ingrid tocó tierra en México en septiembre, causando inundaciones.

La temporada de huracanes del Atlántico norte de 2014 tuvo ocho tormentas tropicales, cuatro huracanes y dos huracanes importantes. La temporada de huracanes del Atlántico norte de 2016 tuvo 15 tormentas con nombre (las que alcanzaron tormenta tropical o mayor resistencia), siete de las cuales fueron huracanes y tres fueron huracanes importantes. Típicamente, cuando las condiciones de El Niño están presentes en el Pacífico ecuatorial como en 2015 y principios de 2016, la actividad de ciclones tropicales en la cuenca del Atlántico Norte tiende a ser suprimida debido al aumento de la cizalladura del viento, que es una condición desfavorable para el desarrollo de ciclones tropicales.²

Por último, en la temporada de huracanes del Atlántico en el 2017 se registraron siete tormentas tropicales, dos huracanes fuertes (categoría uno y dos) y dos huracanes intensos (categoría tres, cuatro y cinco), además se pronosticó que impactarían de tres a cinco ciclones tropicales.³

A continuación, se presenta la descripción de algunos de los huracanes más relevantes que se han suscitado en el Golfo de México:

- El huracán Emily se volvió el más fuerte en Julio durante el año 2005, debido a que el viento alcanzó velocidades de hasta 260 km/h en su trayectoria por el Golfo de México. A pesar de que la tormenta se debilitó antes de tocar la península de Yucatán provocó la muerte de 17 personas y generó más de 1 billón de dólares en daños.
- Los vientos máximos de Rita alcanzaron eventualmente 290 km/h, pero se debilitó antes de llegar a la costa cerca de la frontera entre Luisiana y Texas. Aun así, mató a 120 personas e infligió 12 billones de dólares en daños.

² <https://www.ncdc.noaa.gov>

³ www.eluniversal.com.mx

- Los vientos máximos del huracán Wilma alcanzaron 298 km/h mientras recorría el Mar Caribe en octubre. La tormenta se debilitó al golpear la península de Yucatán, dio un giro en ángulo recto, recuperó fuerza y golpeó Key West con vientos de 193 km/h y una marejada ciclónica de 2.4 metros.
- En 2007 el huracán Dean llegó a las costas del Golfo de México, con vientos dominantes y tormentas torrenciales que ocasionaron la muerte de dos personas, inundaciones y viviendas destruidas.
- El huracán Hermine en 2010 se formó a partir del remanente de baja presión de la Depresión tropical No. 11-E localizado al Sur de Veracruz, mismo que al ingresar a aguas del Golfo de México y al ir mostrando mayor organización, generó a la Depresión tropical No. 10, localizándose a las 13:00 horas del 5 de septiembre a 190 km al Nor-noreste de Veracruz, Ver., con vientos máximos sostenidos de 45 km/h, rachas de 65 km/h, presión mínima central de 1003 hPa y desplazamiento hacia el Norte a 11 km/h. Hermine fue la 8va tormenta tropical de la temporada, por imágenes de radares, presentó características de ojo y favoreció daños a la altura del Río Grande, así como lluvias torrenciales en Veracruz, Hidalgo y Chiapas. Intensas en Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Oaxaca, Nuevo León, Puebla y San Luis Potosí y fuertes en Morelos, provocando deslaves en zonas montañosas, así como inundaciones en zonas bajas.⁴
- “Ernesto” en Agosto de 2012 fue el quinto ciclón de la temporada y segundo huracán en el Océano Atlántico, tuvo su origen en el Atlántico Central y desde sus inicios los modelos de pronóstico lo presentaron con una trayectoria bien definida hacia el Oeste, por lo que después de cruzar a todo lo largo del Mar Caribe, tocó tierra en la costa de Quintana Roo y atravesó la Península de Yucatán hasta salir al mar en la Sonda de Campeche con rumbo hacia la costa de Veracruz, llegando a tierra por segunda ocasión, esta vez cerca de la población de Coatzacoalcos, Ver. Siguió su trayecto sobre territorio de Veracruz, después sobre el Norte de Oaxaca y finalmente se disipó sobre el Noreste del estado de Guerrero.⁵
- El nacimiento de Harvey, el devastador huracán más reciente, ocurrió el domingo 13 de agosto de 2017 cuando una ola tropical emergió de la costa oeste de África, y finalmente se fusionó con una amplia área de baja presión cerca de las Islas Cabo Verde. Al principio, se pensó que la ola y el área de baja presión tendrían una pista más oeste-noroeste, amenazando a las Antillas Menores. Sin embargo, esta baja se mantuvo más en un curso hacia el oeste a medida que avanzaba sobre el océano Atlántico abierto hacia el Mar Caribe Oriental. Durante unos días en su camino hacia el oeste, "Harvey" permaneció desorganizado, y había cierta incertidumbre sobre si se convertiría en un ciclón tropical. Sin embargo, para el jueves 17 de agosto, el Centro Nacional de Huracanes comenzó a emitir avisos y pronósticos sobre el ciclón tropical “Nine” y la tormenta tropical Harvey. Las advertencias de tormenta tropical se emitieron para Martinica, Santa Lucía, Barbados y San Vicente y las Granadinas. La tormenta tropical Harvey impactó las Islas de Barlovento el viernes 18 de

⁴ <http://smn.cna.gob.mx>

⁵ <http://smn.conagua.gob.mx>

agosto y entró en el Mar Caribe Oriental como una mínima tormenta tropical, y finalmente se debilitó a una ola tropical. Aunque había algo de potencial para que los restos de Harvey se reorganizaran en un ciclón tropical, un ciclón tropical no se formó cuando los restos de Harvey se trasladaron a la Península de Yucatán el martes 22 de agosto por la mañana.⁶ El poderoso huracán dejó 77 muertos y presentó vientos máximos de hasta 215 km/h.

- El huracán Katia en septiembre de 2017, tocó costas de Veracruz y afectó a 53 municipios de la entidad, y ocasionó la muerte de dos personas por deslaves, así como pérdida de electricidad para cerca de 77,000 personas. El huracán sopló vientos sostenidos de hasta 56 km/h y ocasionó fuertes lluvias de entre cinco (5) y 10 centímetros provocando también inundaciones y tres días de emergencia en el estado.⁷
- El huracán Irma que impactó la península de Florida en septiembre de 2017, causó la muerte de al menos 12 personas en ese estado, además de 43 fallecidos en el Caribe, sumando un total de 55 víctimas. Las autoridades informaron que 15 millones de personas en Florida, un millón en el estado de Georgia y 20,000 en Carolina del Sur, padecieron cortes a la electricidad. En el Caribe, hubo daños a edificios, viviendas y hoteles. En Cuba, el huracán llegó a la isla siendo categoría cinco y se registraron al menos 10 muertes y la evacuación de 1.7 millones de personas. Otras islas del Caribe como Barbuda, San Martín y San Bartolomé fueron las más afectadas por el huracán Irma, donde los pobladores perdieron sus casas y los grandes hoteles quedaron devastados.⁸

A continuación en la Figura 9.2 se pueden observar las trayectorias de los huracanes y tormentas tropicales que se presentaron en el Golfo de México en un periodo de 10 años.

⁶ <http://www.weather.gov>

⁷ www.bbc.com/mundo

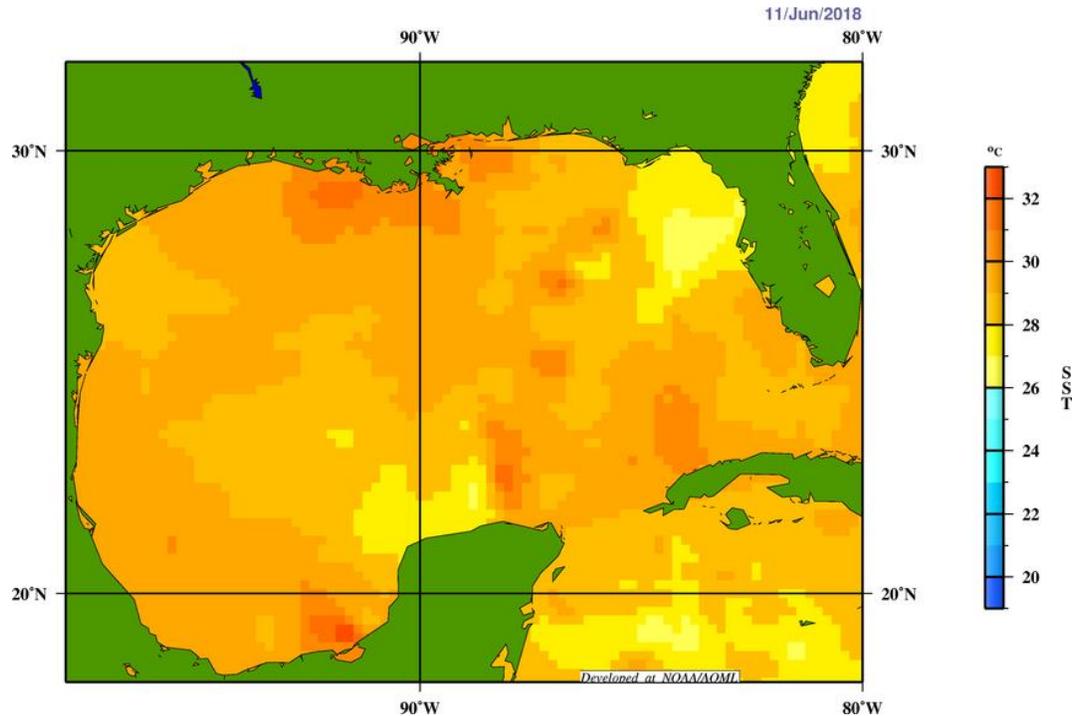
⁸ www.bbc.com/mundo



Fuente: Ten Years of Hurricanes and Tropical Storms in One Graphic. National Geographic, agosto 2005.

Figura 9.2 Seguimiento de temporada de huracanes.

A continuación en la Figura 9.3 se aprecia el cambio del calor oceánico en diferentes zonas del Golfo de México. Cabe destacar que para las zonas cercanas al AC10 se distingue una temperatura cercana a los 30°C, que de acuerdo al Centro de Predicciones Climáticas de los Estados Unidos es superior a la temperatura promedio que es va de 21°C a 24°C (70-75°F).

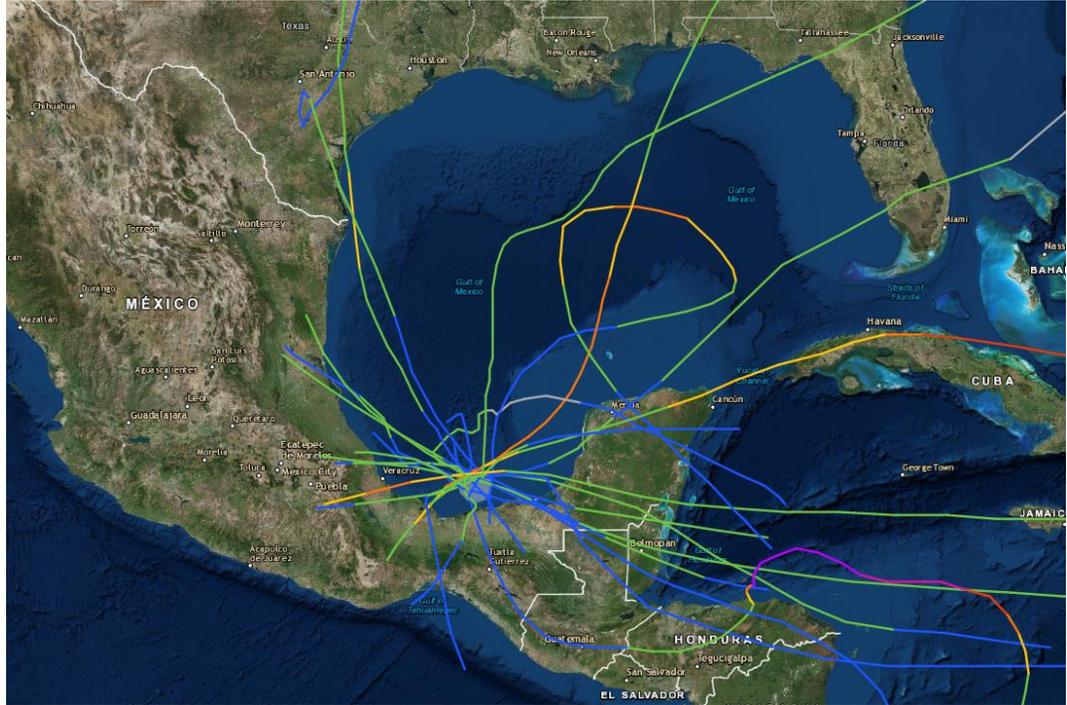


Fuente: Seguimiento de la temperatura superficial del Golfo de México. NOAA/AOML, junio 2018.

Figura 9.3 *Calor oceánico en Junio 2018*

Los datos de 2017 de la NOAA, reportan que para un radio de 50 km alrededor del AC10 se han suscitado 19 fenómenos en los últimos 130 años. Siete de estos fenómenos fueron nombrados: Laurie (1969), Hermine (1980), Mitch (1998), Larry (2003), Marco (2008), Helene (2012) y Barry (2013), mientras que 12 son desconocidos y se llevaron a cabo durante el período de 1888 a 1999. En la Figura 9.4 se muestran estos fenómenos meteorológicos y la trayectoria que siguieron en torno a la zona de interés. Según la simbología de la NOAA, las trayectorias color verdes, azules, amarillas, naranja, rojo, rosa y morado implican tormentas tropicales, depresiones tropicales, huracán nivel 1, huracán nivel 2, huracán nivel, huracán nivel 4 y huracán nivel 5 respectivamente.

Se puede observar que la mayoría de los fenómenos ocurridos cerca del AC10 han sido principalmente tormentas y depresiones tropicales y que el evento de mayor magnitud fue un huracán nivel 2, que no fue nombrado, en el año de 1902.



Fuente: NOAA, 2018

Figura 9.4 Registro histórico de huracanes cerca del AC10

La infraestructura incluida como parte de las instalaciones del Proyecto cumplirá con criterios de diseño apropiados para la exposición a ambientes marinos extremos.

A continuación en la Tabla 9.1 se mencionan los eventos extremos reportados en el Golfo de México que han sucedido desde el año 1978 hasta 2017, en base a la información histórica disponible de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

Tabla 9.1 Eventos extremos reportados para el Golfo de México en el periodo 1978-2017

Nombre del Fenómeno	Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría ***
Sin nombre	Julio 1876	Veracruz, Ver.	93	130	H1
Mitch	Octubre 1998	Cazones-Tuxpan, Ver.	93	130	TT
DT 2	Julio 1999	Tuxpan, Ver.	55	N/A	DT
Larry	Octubre 2003	Oeste de Paraíso, Tabasco.	95	110	TT
Bret	Junio 2005	Tuxpan, Ver.	65	85	TT

Nombre del Fenómeno	Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría ***
Stan	Octubre 2005	Monte Pío, Ver.	130	150	H1
Dean	Agosto 2007	Tecolutla, Ver.	155	195	H2
Marco	Octubre 2008	La Victoria, Tabasco.	56	74	TT
Karl	Septiembre 2010	Veracruz, Ver.	195	240	H3
Harvey	Agosto 2011	Tabasco y Veracruz	55	75	TT
Ernesto	Agosto 2012	Coatzacoalcos, Ver.	140	175	H1
Ingrid	Septiembre 2013	Veracruz	140	165	H1
Earl	Agosto 2016	Antón Lizardo, Ver.	130	150	H1
Franklin	Agosto 2017	No toca tierra	110	140	TT

* *Sostenidos: son los vientos más fuertes de superficie que ocurren durante 1 minuto dentro de la circulación del sistema.*

** *Rachas: es un aumento brusco del viento con respecto a su velocidad media tomada en un cierto intervalo de tiempo.*

*** *Las categorías, de acuerdo con la escala de Saffir-Simpson, se clasifican en: H1, 119-153 (km/h); H2, 154-177 (km/h); H3, 178-209 (km/h); H4, 210-250 (km/h) y H5, mayor de 250 (km/h).*

H Huracán; TT Tormenta Tropical; DT Depresión Tropical

Fuente: CONAGUA, 2017

9.1.2 Marco normativo aplicable

En el capítulo 3 de la MIA se presenta detalladamente la vinculación del Proyecto con leyes, reglamentos, normas y regulaciones aplicables.

En esta sección se relaciona la normatividad principal que regula el Proyecto.

9.1.2.1 Leyes y reglamentos federales

Tabla 9.2 Leyes

Ley	Descripción
Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente	El Proyecto se ajusta a estas disposiciones vinculantes y para ello presenta a la autoridad competente la Manifestación de Impacto Ambiental, así como el Estudio de Riesgo correspondiente.

Ley	Descripción
Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR)	De acuerdo a las actividades que se realizarán durante las diferentes etapas del Proyecto se generarán residuos peligrosos. El Proyecto generará residuos peligrosos (RP) como parte de sus actividades, los cuales incluyen aceite gastado, químicos (solventes, diluyentes), filtros, baterías, lámparas fluorescentes, sobrante de soldadura, latas de spray, cartuchos, recortes de perforación y lodos base aceite. Todos estos residuos serán manejados de acuerdo al plan de manejo de residuos diseñado por el Promoviente en armonía a lo establecido en la presente Ley.
Ley General de Vida Silvestre	Durante la ejecución del Proyecto se velará por la conservación y protección de la vida silvestre que pudiera ser afectada. En ningún momento se realizarán acciones que impliquen su destrucción, daño o perturbación. Las medidas de prevención y mitigación con objeto de preservar el medio biótico y abiótico se describen a detalle en el Capítulo 6 del presente estudio.
Ley General de Cambio Climático	Con el objetivo de minimizar los impactos derivados de las emisiones generadas por el equipo de perforación, se plantean una serie de medidas de mitigación (para más detalle véase Capítulo 6).
Ley de Aguas Nacionales	El Promoviente atenderá las disposiciones establecidas en este artículo. Para ello, se brindará tratamiento a las aguas residuales producidas dentro del equipo de perforación, adoptando las medidas y criterios establecidos por la legislación nacional e internacional, así como cumpliendo con los límites máximos permisibles establecidos dentro de la NOM-001-SEMARNAT-1996. En particular, a las aguas residuales producidas se les hará pasar por un sistema de tratamiento, trituración y desinfección, además de que se contará con instalaciones para su almacenamiento temporal. De igual manera, las aguas residuales se descargarán mínimo a 12 millas náuticas de la costa más cercana, o éstas podrán ser almacenadas de manera temporal para posteriormente ser descargadas en tierra. Asimismo, se contará con un sistema de separación agua/aceite para el agua de sentina previo a su descarga en apego a las normas MARPOL 73/78 (15 partes por millón aceite en agua).
Ley de Hidrocarburos	El Promoviente asegura que el contenido Nacional de actividades de Exploración y Extracción de Hidrocarburos que se realicen en territorio nacional a través de Asignaciones y Contratos sea del 35% en promedio de contenido nacional.
Ley de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y Protección al Medio Ambiente del sector Petróleos	El Promoviente cuenta con un sistema de gestión ambiental y de su Proyecto que le permitirá evaluar y dar seguimiento a las acciones necesarias para ejecutar adecuadamente el Proyecto. La Clave Única de Registro Regulado (CURR) del SASISOPA es ASEA-EIM16004C.
Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de	El Promoviente contará con los seguros necesarios de responsabilidad civil y responsabilidad de daños ambientales como se requiere en estas Disposiciones.

Ley	Descripción
Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos (ASEA).	
Ley de Vertimientos en las Zonas marinas mexicanas	No se incinerarán ni residuos ni materiales a bordo. Todos los residuos se dispondrán en tierra de acuerdo a lo dispuesto en la LGPGIR, su reglamento y las normas internacionales en materia de contaminación al mar.
Ley Federal del Mar	El Proyecto se vincula con esta Ley respecto a la jurisdicción que tiene la Nación dentro de los límites de las respectivas zonas marinas, en donde se contempla la regulación sobre las obras, islas artificiales, instalaciones y estructuras marinas, así como también en el régimen aplicable a los recursos marinos no vivos, inclusive en su utilización y conservación, incluyendo la protección y preservación del medio marino, así como la prevención de su contaminación.
Ley de Navegación y Comercio Marítimos	Todas las embarcaciones que se utilicen en las actividades del Proyecto deberán apegarse a los lineamientos que establece esta ley y de los instrumentos jurídicos que deriven de ella. Asimismo, se vincula con el Código marítimo internacional de mercancías peligrosas" o código IMDG (arts 118 fracc II, 392 último párrafo,677 y 685).
Ley General de Bienes Nacionales	El Promovente comprende qué superficies ubicadas en mar territorial se consideran como zona federal marítimo terrestre.
Ley Federal de Responsabilidad Ambiental	El Proyecto se sujetará a todas las disposiciones previstas en la legislación nacional, además de implementar medidas preventivas y de mitigación con objeto de minimizar el impacto hacia los componentes ambientales con los que interactuará el Proyecto. En la presente MIA-R se declaran los impactos ambientales a generar derivado de las actividades del Proyecto, mismas que no excederán los límites previstos en la normatividad nacional aplicable.
Ley de armas y explosivos	Las actividades relacionadas al manejo y uso de explosivos las realizarán los contratistas del Promovente, el cual verificará que cumplan con lo establecido por esta ley y la NOM-009-SCT2/2009. El Promovente se asegurará que los contratistas cumplan con todas las medidas de seguridad en materia del uso de Explosivos, velando siempre por la seguridad de los que participen en dichas actividades.

Tabla 9.3 Reglamentos

Reglamento	Descripción
Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación de Impacto Ambiental	El Proyecto no incide en áreas naturales protegidas; no obstante, sí se ubica en una región marina prioritaria y se prevé que el Proyecto generará impactos acumulativos, por lo que se está presentando un estudio de impacto ambiental en modalidad regional.

Reglamento	Descripción
Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Prevención y Control de la Contaminación de la Atmósfera.	Las embarcaciones empleadas tendrán un mantenimiento preventivo y correctivo para evitar emitir gases contaminantes por arriba de los límites máximos permisibles (LMP).
Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Ordenamiento Ecológico	El Proyecto se alineará con la UGA Marina No. 187 y sus lineamientos, estrategias y criterios ecológicos, que es en donde incide éste.
Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes	El Promovente presentará la Cédula de Operación Anual (COA), en donde se incluirán las emisiones y transferencias generadas por las embarcaciones del Proyecto, con la finalidad de actualizar el Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes (RETC)
Reglamento de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos	El proyecto pertenece al sector hidrocarburos por lo que las gestiones de los RP serán de competencia de la ASEA. Los RME serán sujetos de competencia de la ASEA.
Reglamento de la Ley General de Cambio Climático en Materia del Registro Nacional de Emisiones	El Promovente pertenece al subsector de explotación, producción, transporte y distribución e petróleos dentro del sector Energía. Se realizará el reporte de gases o compuestos de efecto invernadero y los cálculos pertinentes para obtener la suma anual de emisiones de Bióxido de Carbono Equivalentes emitidas a la atmósfera de acuerdo a las metodologías y procedimientos establecidos. Con base en la información obtenida se presentará la COA ante la ASEA.
Reglamento de la Ley de Aguas Nacionales	El buque de perforación tendrá un procedimiento para el tratamiento de aguas residuales previo a su descarga. No se tirará basura inorgánica ni ningún contaminante al mar. Los RP serán almacenados temporalmente y dispuestos en tierra mediante empresas autorizadas para tal fin.
Reglamento de la Ley de Puertos	El Promovente se ajustará a las prioridades establecidas dentro del puerto en relación al movimiento de entrada y salida de los buques. En todo momento se respetarán las disposiciones establecidas por las Autoridades Portuarias.
Reglamento de la Ley de Petróleos	El Promovente ya llevó a cabo el estudio de impacto social, el cual cuenta con aprobación por parte de la SENER, que contiene la información establecida en las secciones del artículo 78 del Reglamento de la Ley de Petróleos.
Reglamento de la Ley Federal de Armas de Fuego y Explosivos, Reglamento Interior y disposiciones de la Secretaría de la Defensa Nacional	No se vinculan directamente con el Promovente por ser usadas y manejadas por su contratista. Sin embargo, eni verificará previo a iniciar actividades que los contratistas que empleen explosivos cuenten con los permisos correspondientes ante la Ley y reglamentos.

9.1.2.2 *Leyes y reglamentos estatales*

Tabla 9.4 *Leyes Estatales*

Ley	Descripción
Ley de Protección ambiental del estado de Tabasco	El Promoviente será responsable de todo daño ambiental derivado directamente de sus actividades al ejecutar el Proyecto, y estará obligado a implementar las acciones necesarias para reparar y compensar el daño causado.
Ley de Responsabilidad Civil por Daño y Deterioro Ambiental del Estado de Tabasco	Durante el Proyecto se ejecutarán medidas de prevención y de mitigación que tienen por objetivo principal minimizar el impacto generado por el Proyecto hacia los receptores bióticos y abióticos con los que se relaciona. En caso de que se suscite algún evento que implique el deterioro ambiental, el Promoviente directamente o a través de sus contratistas se responsabilizarán por dicho deterioro.
Ley para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos del Estado de Tabasco	El Promoviente separará los RSU orgánicos y los triturará y lanzará al mar de conformidad con el Anexo V de MARPOL 73/78 para prevención de la contaminación del mar. Los RSU inorgánicos serán separados entre los reciclables, que serán entregados en tierra a un manejador de RSU aprobado por el estado de Tabasco mientras que los no reciclables serán llevados a un relleno sanitario autorizado.

9.1.2.3

Normas Oficiales Mexicanas

Tabla 9.5

Vinculación del Proyecto con las Normas Oficiales Mexicanas aplicables

Tema o factor ambiental que considera	Norma Oficial Mexicana (NOM)
Calidad del Agua	NOM-001-SEMARNAT-1996, que establece los límites máximos permisibles de contaminantes en las descargas de aguas residuales en aguas y bienes nacionales.
Residuos sólidos	NOM-052-SEMARNAT-2005, que establece las características de los residuos peligrosos, el listado de los mismos y los límites que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
	NOM-053-SEMARNAT-1993, que establece el procedimiento para llevar a cabo la prueba de extracción para determinar los constituyentes que hacen a un residuo peligroso por su toxicidad al ambiente.
	NOM-054-SEMARNAT-1993, que establece el procedimiento para determinar la incompatibilidad entre dos o más residuos considerados como peligrosos por la Norma Oficial Mexicana NOM-052-SEMARNAT-1993.
	NOM-EM-005-ASEA-2017, Que establece los criterios para clasificar a los Residuos de Manejo Especial del Sector Petróleos y determinar cuáles están sujetos a Plan de Manejo; el listado de los mismos, así como los elementos y procedimientos para la formulación de los Planes de Manejo de Residuos Peligrosos y de Manejo Especial del Sector Petróleos

Tema o factor ambiental que considera	Norma Oficial Mexicana (NOM)
Especies en peligro de extinción	NOM-059-SEMARNAT-2010, Protección ambiental-Especies nativas de México de flora y fauna silvestres-Categorías de riesgo y especificaciones para su inclusión, exclusión o cambio-Lista de especies en riesgo.
Contaminación marina	NOM-036-SCT4-2007, Administración de la seguridad operacional y prevención de la contaminación por las embarcaciones y artefactos navales.
	NOM-149-SEMARNAT-2006 que establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse durante las etapas de la perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros en zonas marinas mexicanas, con objeto de prevenir y mitigar los impactos ambientales que puedan generar estas actividades.
	NOM-138-SEMARNAT/SSA1-2012, Límites máximos permisibles de petróleos en suelos y lineamientos para el muestreo en la caracterización y especificaciones para la remediación.
Puertos	NOM-002-SCT4-2003, terminología marítima-portuaria.
Especificaciones especiales y de compatibilidad para el almacenamiento y transporte de las sustancias, materiales y residuos peligrosos de la clase 1 explosivos.	NOM-009-SCT2/2009, El Promovente verificará previo a iniciar actividades que los contratistas que empleen explosivos cuenten con los permisos correspondientes y que cumplan con lo establecido en materia de manejo y uso de explosivos.

El equipo, operación y mantenimiento del Proyecto, se basará en la aplicación de las prácticas recomendadas del API (*American Petroleum Institute*), para instalaciones costa fuera, las cuales a su vez se basan en códigos de industria de los Estados Unidos de América. No obstante, se atenderá el marco normativo de México para atender regulaciones particulares de salud, seguridad y ambiente.

9.1.3

Proyecto civil

La ejecución de un proyecto civil no forma parte de las actividades de exploración de hidrocarburos, sin embargo, a continuación, se presenta la descripción de lo que se contempla como parte del estudio de mecánica de suelo, así como de las actividades que se ejecutarán para llevar a cabo la perforación de los pozos exploratorios.

Evaluación de estudios geológicos y geofísicos adquiridos

Se llevará a cabo una evaluación del lecho marino en las áreas en donde se pretende perforar los dos pozos de exploración. Para llevar a cabo dicho estudio, eni comprará estudios de sísmica 2D y, estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos elaborados previamente por empresas especializadas. Esta etapa también es llamada “estudio de riesgos someros”. A través de estos estudios se evaluará e identificará la cuenca en donde se definirá la historia tectónica, estructural y sedimentaria de la misma.

Por otra parte, se realizará un diagnóstico geológico regional para definir y jerarquizar áreas con potencial para establecer el programa de perforación de modo que se asegure la viabilidad económica de las actividades de perforación, exploración y evaluación del yacimiento.

Previo a las actividades de perforación y exploración se requerirán actividades de preparación antes de iniciar cualquier actividad costa afuera, siendo éstas principalmente las de movilización y adecuación de las embarcaciones a emplear, así como instalación de la plataforma de perforación.

Perforación exploratoria

Una vez obtenidos los resultados de la evaluación superficial geológica y geofísica, se llevarán a cabo las perforaciones de dos pozos exploratorios principales, Sáasken-1 y Sáasil-1, y en caso de ser requerido, uno de contingencia, Síina’an-1.

Secreto industrial. Información protegida bajo los artículos 13 fracción II de la LFTAIP y 116 cuarto párrafo de la LGTAIP.

Todos los pozos serán verticales y ninguno tendrá desviación direccionada. Para la perforación de cada pozo se usará una plataforma semi-sumergible de columna, tres embarcaciones auxiliares y 140 empleados en total, entre personal técnico, administrativo y de gerencia. La duración del Proyecto se contempla en cuatro años con posibilidad de obtener dos prórrogas de 2 años cada una, dando una duración total potencial de 8 años.

Los pozos se perforarán de acuerdo a los esquemas de pozo presentados en la MD:
Profundidad Medida a lo largo del pozo
BLM: Profundidad desde el fondo marino

⁹ TVD: “True Vertical Depth” Profundidad Vertical Verdadera

TD: profundidad Total

Fuente: eni, 2018

Figura 9.5 y Figura 9.6, Sáasken-1 y para Sáasil-1 respectivamente. En los esquemas se observan las características y dimensiones principales de los pozos a perforar. El tercer pozo, Síina'an-1, será diseñado en un futuro, en caso de ser necesario, de acuerdo a las características y propiedades de la reserva.

Secreto industrial. Información protegida bajo los artículos 13 fracción II de la LFTAIP y 116 cuarto párrafo de la LGTAIP.

Secreto industrial. Información protegida bajo los artículos 13 fracción II de la LFTAIP y 116 cuarto párrafo de la LGTAIP.

Secreto industrial. Información protegida bajo los artículos 13 fracción II de la LFTAIP y 116 cuarto párrafo de la LGTAIP.

Abandono temporal

Para el caso de los pozos exploratorios, la etapa de terminación se considera el fin de las actividades de perforación exploratoria de hidrocarburos, tras las cuales éstos serán suspendidos hasta el nivel del lecho marino para desarrollos en actividades futuras. Los pozos podrán suspenderse de manera temporal o permanente según las reservas calculadas en cada yacimiento y pozo perforado, y la cantidad de acumulaciones de hidrocarburos.

En caso de que sean suspendidos de forma temporal, las zonas productivas con contenido de hidrocarburos serán aisladas con tapones de cemento y se instalará un tapón ciego debajo del fondo marino. En caso de que las reservas no sean suficientes y el pozo deba ser tapado de forma permanente, se le colocarán tapones de cemento y la plataforma abandonará las instalaciones por completo.

Abandono definitivo

Esta etapa se llevará a cabo una vez que los pozos que tengan potencial se hayan explotado y, de ser el caso, para esa etapa de explotación se presentará una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) específica. Asimismo, si hubiera alguna intención por parte de eni de extender el tiempo de sus actividades, éste tendrá que realizar los estudios ambientales y trámites que le apliquen para continuar.

9.1.4

Proyecto mecánico

El Proyecto mecánico consiste en el diseño del proceso, diagramas de tubería e instrumentación, el arreglo de equipos, así como el diseño mecánico de tanques, equipos e instrumentos. En el caso de este proyecto todos los componentes del proyecto mecánico se encontrarán dentro de la plataforma de perforación semi-sumergible, la cual es una estructura prediseñada y preconstruida.

A continuación, se presentan las especificaciones técnicas de los principales equipos con los que cuenta la plataforma semi-sumergible.

Características generales de la plataforma de perforación Tipo semi-sumergible

Las características generales de la plataforma de perforación que será utilizada como parte de las actividades del proyecto, se presentan en la Tabla 9.6.

Tabla 9.6

Características de la plataforma semi-sumergible.

Características generales	
Largo de la plataforma de perforación	102.6 m
Ancho de la plataforma de perforación	80.3 m
Largo de la cubierta	77.7 m
Ancho de la cubierta	73.1 m
Altura de la cubierta	29.6 m
Columnas/ Equipo de Soporte	
Columnas (4)	15.2 m x 13.7 m
Fuente: Ensc 8503,2018	

Las especificaciones generales de los equipos principales que se utilizarán para la perforación, se presentan en la Tabla 9.7.

Tabla 9.7 *Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación (plataforma semi-sumergible)*

Equipo	Características
Grúa tipo Derrick	
Modelo	NOV Dreco/ KFELS
Clasificación por velocidad de viento	API 4F & 4C
Con set back	50 nudos
Sin set back	100 nudos
Altura	201 pies
Dimensiones de la base	40 x 46 pies
Dimensiones de la corona	20 x 20 pies
Capacidad nominal bruta	2,000,000 libras
Número máximo de líneas	14
Temperatura diseño	38°C / -10 °C
Malacate	
Modelo	NOV-Varco ADS-30Q
Tipo motor	NOV-Baylor (v)CM632UUT
Cantidad	4
Potencia continua nominal por motor	1,500 HP
Potencia intermitente nominal por motor	1,970 HP
Capacidad de elevación	1,000 ton = 2000 kips
Tamaño de tambor (diámetroxlongitud)	54 x 98 pulgadas
Tipo de tambor	D0934
Tamaño por línea de perforación	2 pulgadas
Tipo de freno	NOV Ross Hill - Electric Brake Resistors 9x5
Línea máxima de 10	937,000 libras
Línea máxima de 12	1,084,000 libras
Línea máxima de 14	2,145,000 libras
Sistema de rotación (Mesa rotativa)	
Modelo	NOV Varco BJ RST 605
Máxima apertura	60 ½ pulgadas con bujes de 49 ½ y 37 ½ pulgadas
Capacidad	1,000 tons carga estática y rotatoria
Tipo de motor hidráulico	3 motores hidráulicos High Torque 10-950
Torque continuo máximo	45,000 pies/lbs @ 3,000psi
Sistema de perforación Top Drive	
Modelo	NOV Varco- TDS 1000 A
Tipo	Eléctrico C/A

Equipo	Características
Capacidad	1,000 tons
Presión de trabajo/prueba	7,500 psi
Si opera con motor eléctrico	Varco GEB-20 C/A
Potencia	1,150 hp
Torque máximo continuo	62,300 pies/lbs @90 rpm
Velocidad máxima rotacional	270 rpm
Fuerza de frenado del motor	52,288 pies/ lbs @ 90 psi 76,789 pies/ lbs @ 125 psi
Vástago de perforación operado remotamente	Si
Tipo de Sistema de enfriamiento	Aire acondicionado
Compensador de la sarta de perforación	
Modelo / Tipo	NOV- HydraliftCMC- H- 1000-25
Capacidad- compensada	454 MT (1,000,000 lbs)
Capacidad- bloqueada	2,145,000 lbs
Máxima velocidad CMC y velocidad de elevación	1.22 m/seg
Aparejo móvil	
Modelo	NOV - Hydralift 7-72TB-1000
Capacidad	1,000 tons
No. de roldanas	7
Diámetro	72"
Ranura de polea para el tamaño de línea	2"
Peso	12,800 kg
Capacidad de carga al estirar	80 tons cortas*
Equipo para el manejo de tramos de tubería	
Capacidad de suspensión de las uniones	1,000 tons
Capacidad de elevación de las juntas	2,500 lbs
Tasa de inclinación hacia delante	87.7" con uniones de 132"
Tasa de inclinación hacia atrás	106.6" con uniones de 132"
Rotación	360°
Unidad de cementación	
Modelo/ Tipo	Halliburton/ HCS-25
No. De bombas triples	2
Presión máxima de trabajo	15K
Caudal volumétrico	16 bpm
Tipo de motor	Eléctrico GE- 752
Sistema de recirculación de mezcla	RCM

Equipo	Características
Capacidad total	25 bbl
Sistema de aditivos del motor	Bombeo CMS-4
Tanque batch	Mezclador de 150 bbl
Sistema de bombeo de lodos	
Sistema de bombeo de lodos de perforación	
Cantidad	4
Modelo	Lewco W-2215
Tipo	Triple
TR corta disponibles	6 ½" (5" a 9")
Motores de accionamiento de bomba de lodos	2 cada sistema
Tipo de motor	GE 752 DC Hi- Torq series
Potencia por motor	1,150 hp @1,040 rpm
Presión de trabajo máxima	6,750 psi
Presión de prueba	11,250 psi
Contador de Carrera de la bomba	MD TOTCO
Bomba de sobrealimentación	Halco Supreme 250
Potencia del motor	119 hp 1,750 rpm
Línea de succión/ descarga DI	6" x 8"
Amortiguador de pulsaciones	Lewco L-20-7500 (2 por bomba)
Restablece válvula de Alivio	NOV Titan BX Atomic Reset
Caudal volumétrico de trabajo por bomba a 90%	1,239 gal con 9" de TR corta
Tamaño de TR corta	6.5"
Velocidad de bombeo (90% del máx.)	100
Presión de bombeo	4, 773 psi
Caudal volumétrico de trabajo @ 100% de salida volumétrica	646 gal/ min
*Nota: tonelada corta (traducción literal del inglés short ton) es una unidad de masa equivalente a 2.000 libras (unos 907,185 kilogramos).	
Fuente: Standard format equipment list, Ensco 8503. 2018.	

Equipos de control de pozo en plataforma semi-sumergible

En la Tabla 9.8, se presentan las especificaciones técnicas de los principales equipos de control.

Tabla 9.8 *Principales equipos de control de pozo.*

Columna de Preventores de Reventón Primarios (BOP) (de abajo a arriba)	
Columna equipada con:	
Marco guía	Sí

Accesorio de recolección	Sí
Base de transporte	Sí
Diámetro de la perforación	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	15,000 psi
Servicio para H ₂ S	Sí
Conector hidráulico del cabezal de pozo	
Diámetro	18 ¾ pulgadas
Fabricante/Tipo	Dril-Quip 15M DXDW 30 pulgadas Perfil SHDH4 configurado con insertos de 27 pulgadas de perfil H-4
Presión de trabajo	15,000 psi
Sistema Hot-Tap para intervención submarina	Configurado con Inyección de glicol ROV
Conector de repuesto del mismo tipo	Ninguno
Desviador Tipo Ram	
Preventores	
Cantidad	3
Diámetro	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	15,000 psi
Fabricante	Hydril
Modelo	15-1/2 pulgadas MPL en Esclusas de Corte y 22 pulgadas en cizallamiento. Cortes de revestimiento no tienen MPL
Tipo (sencillo/doble)	Doble
Cerrojo tipo ram	Sí (excepto Preventores de cierre total de revestimiento)
Tipo de conexión superior de los Preventores	BX 164 Taponado
Tipo de conexión inferior de los Preventores	BX 164 Brida inferior
Salidas laterales	4
Diámetro de las salidas	3 1/16 pulgadas
Tipo de conexión	BX 154 bridada
Corte de tubería de revestimiento	Sí
Cantidad	1
Obturador de cierre total	Sí
Cantidad	1
Obturador variable	Sí
Cantidad	1
Rango	4 ½ pulgadas - 7 pulgadas
Configuración de la Columna	
(Persiana/Cizalla/Tubería/Variable)	
Cilindro de cizalla de persiana	Cizalla de persiana
Cilindro de cubierta de cizalla	Cubierta de cizalla
Cilindro superior de tubería (VBR)	4-1/2 pulgadas -7 pulgadas VBR
Cilindros medios	6-5/8 pulgadas -6 -15/16 pulgadas Modificado
Cilindros bajos (VBR)	4-1/2 pulgadas -7 pulgadas VBR
Cilindros prueba	4-1/2 pulgadas -7 pulgadas VBR Invertido

Espaciado entre cilindro de cizalla y cilindro superior	
Cilindros de tubería superior	41.77 mm
Cilindros medios	69.89 mm
Cilindros bajos	116.83 mm
Cilindros de prueba	144.95 mm
Posición de las salidas laterales - pieza: Inferior	Cilindros inferiores de la tubería
Posición de las salidas laterales - pieza: Superior	Cilindros superiores de la tubería
Posición de las salidas-cierre laterales: Inferior	Cilindros medios de la tubería
Posición de las salidas-cierre laterales: Superior	Cilindros de cizalla de persiana
Posición de la válvula de purga-cierre	Anular superior
Preventor Anular en la Columna	
Tamaño	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	10,000 psi
Fabricante/modelo	Hydril GX Dual
Válvulas Hidráulicas en caso de Falla (Estrangulamiento y ahogo)	
Cantidad en cada salida lateral	2
Tamaño (ID)	3 1/16 pulgadas
Fabricante/modelo	WOM
Presión de trabajo	15,000 psi
Bloque sólido	Sí
Paquete Primario de Elevador Marino Inferior (de abajo a arriba)	
Conector hidráulico	
Fabricante/modelo	Cameron Collet HC
Tamaño	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	10,000 psi
Grifo caliente para la intervención subacuática	No
Conector de repuesto del mismo tipo	Sí
Preventor Tipo Anular (LMRP)	
Tamaño	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	10,000 psi
Fabricante/modelo	Hydril GX Dual
Fuente: Standard format equipment list, Ensco 8503	

Para el funcionamiento de todo este sistema, es necesario contar con equipos auxiliares para su operación. En la Tabla 9.9 son listados dichos equipos:

Tabla 9.9

Equipos Auxiliares de la plataforma semi-sumergible ENSCO 8503

Equipo	Características
Motores Diésel	<p>5 motores de tipo Electro-Motive ME20-710G7C de 3580KW y 5,000BHP con una velocidad de rotación 900rpm.</p> <p>2 Motores de tipo Electro-Motive L20-710G9C-T2 de 3580KW y 5500 BHP con una velocidad de rotación de 900 rpm</p> <p>1 Motor de emergencia de tipo Caterpillar/3512B de 1476 hp y 1200rpm</p>
Generador AC	<p>7 generadores de tipo NOV Baylor de 5114 KVA y 3850 KW, con una velocidad de rotación de 900 RPM. Voltaje de salida de 4160 V Leroy Somer LSA 52.2 L7S-6P de 1040KW y con una velocidad de rotación de 1200rpm</p>
Preventor de Reventones (BOP, por sus siglas en inglés)	<p>Incluye válvula de ariete Hydril 18-3/4", 15,000 psi - con Preventor de ariete; (3 x TL Dobles), también válvula anular Hydril GX Dual 18-3/4" (2 x elementos), 10,000 psi con Preventor anular</p> <p>Válvulas a prueba de fallo (Kill and Choke) WOM 3-1/16" para presión de 1,5000 psi (x2)</p>
Vehículo de Operación Remota (ROV, por sus siglas en inglés)	<p>2 ROVs modelo Hydra Millenium Plus por Oceaneering. Máxima profundidad de 304.8 m. Camaras, radar sonar.</p>
Bombas de lodo	<p>4 Bombas de tipo LEWCO W-2215 Triplex de 1150 hp. Una presión máxima de arranque de 6750 psi</p>
Bombas de transferencia de lodos	<p>7 bombas Halco 2500 Supreme 5X6X14 con 12-3/4" de impulso. 110 hp</p>
Bombas de mezclado de lodos	<p>3 bombas Halco 2500 Supreme 8X6X14 con 12-3/4" de impulso. 184 hp</p>
Zaranda vibratoria	<p>6 Derrick FLC-514 High G con 2 motores eléctricos. Capacidad para 5400 lbm/gal de solidos</p> <p>2 Derrick FLC-504 High G con 2 motores eléctricos y capacidad para 1800 lbm/gal de sólidos.</p>
Limpiador de lodos	<p>Modelo Derrick FLMC FLC 514. Cono desarenador de 3X10 pulgadas y otro cono removedor de limo de 20X4 pulgadas.</p> <p>2 Motores centrífugos de 146hp para el dearenador y 154hp para el removedor de limo</p> <p>Flujo de 1500 gpm para el desarenador y 1440 gpm para el removedor de limo</p>
Separador de lodos/Gas	<p>Hampco Horizontal</p>

Equipo	Características
Degasificador	Derrick Vacu-flo 1200 con bomba centrífuga de 109 hp con motor eléctrico
Tolva de lodos	2 Vortex VVE-U6-5D-M18 con bomba Halco 2500 Supreme 8X6X14 con motor de 184 hp
Unidad de Cemento	Halliburton/HCS-25 2 Bombas triplex con flujo máximo de 16 barriles por minuto. Presión máxima de trabajo 15000 psi
Fuente: ENSCO 8503 Equipment List Std Format.	

Los planos del arreglo general de la plataforma semi-sumergible Ensco 8503 se encuentran en el Anexo 9.1.

9.1.5 Proyecto del sistema contra incendio

El sistema contra incendio es parte integral de la plataforma semi-sumergible que se utilizará, y estará conformado por una serie de detectores y equipos fijos y portátiles que comprenden extintores e hidrantes ubicados de acuerdo con las fuentes potenciales de fuego en sus distintos niveles, divididos estos entre cuarto de bombas y propulsores, columnas, cubierta intermedia, cubierta principal, almacén de lodos y piso de perforación, nivel 2, nivel 3, nivel 4, helipuerto y azotea sobre la cubierta principal. Este sistema se encuentra preinstalado en la MODU y fue construido siguiendo los estándares de la NFPA (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego).

A continuación, se menciona un listado de la normatividad, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería, nacionales o internacionales, utilizadas y aplicables para la operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto aceptados por eni:

- NOM-002-STPS-2010: "Condiciones de Seguridad-prevención y Protección contra incendios en los centros de trabajo"
- DNV-05-D301: Estándar Costa Afuera – Protección Contra Incendios
- EN 54 Sistemas de detección de incendios y alarma de incendio
- ISO 13702: Industrias de petróleo y gas natural – Control y mitigación de incendios y explosiones en instalaciones costa afuera
- NFPA 10: Extintores Portátiles
- NFPA 11: Estándar para Espuma de Expansión Baja, Media y Alta
- NFPA 12: Estándar sobre Sistemas de Extinción de Dióxido de Carbono
- NFPA 13: Estándar para la Instalación de Sistemas de Rociadores
- NFPA 15: Estándar para Sistema Fijo de Agua Pulverizada para Protección Contra Incendios
- NFPA 14: Estándar para la Instalación de Sistemas de Tubería Vertical y Manguera
- NFPA 17: Estándar para Sistemas de Extinción de Químicos Secos

- NFPA 24: Estándar para la Instalación de Tuberías de Servicio de Bomberos Privados y sus Accesorios
- NFPA 25: Estándar para la Inspección, Prueba y Mantenimiento de Sistemas de Protección Contra Incendios a Base de Agua
- NFPA 72: Código Nacional de Alarma Contra Incendios
- NFPA 101: Código de Seguridad de Vida
- NFPA 850: Prácticas Recomendadas para la Protección Contra Incendios para Plantas Generadoras Eléctricas y Estaciones Convertidoras de Corriente de Alta Tensión
- NFPA 2001: Estándar de Sistemas de Extinción de Incendios de Agentes Limpios

El sistema contra incendios al menos comprenderá de la disponibilidad de los siguientes elementos:

- (10) Planes de control de incendios distribuidos en la plataforma de perforación. En el nivel 2, 3 y 4 se encuentran en los pasillos, en la cubierta principal se encuentran (2) en las zonas de carga y (1) en los pasillos, (4) se encuentran en las columnas de la plataforma de perforación, uno en cada columna
- (6) Áreas protegidas por el sistema extinguidor (4) de CO₂ y (2) de espuma. (4) áreas en la cubierta principal, el armario de pinturas, el cuarto de máquinas, la cocina y el cuarto del generador de emergencia. (1) en el almacén de combustible para helicóptero en el segundo nivel y (1) en el helipuerto
- (2) Hachas distribuidas en la cubierta principal, (3) hachas distribuidas en los pasillos del segundo nivel y (2) en los pasillos del tercer nivel y (1) en el cuarto nivel de la plataforma de perforación
- (61) Mangueras y boquillas contra incendio distribuidas en la plataforma de perforación. (3) en el cuarto de bombas y propulsores, (4) distribuidas en las columnas, (29) distribuidas en la cubierta principal, (8) en el almacenamiento de lodos y piso de perforación, (2) en la cubierta intermedia, (5) en el segundo nivel, (3) en el tercer nivel, (4) en el cuarto nivel y (3) en el helipuerto
- (2) Mangueras y boquillas para espuma ubicadas en el helipuerto
- (2) Estaciones en donde se encuentra el equipo de protección del cuerpo de bomberos. (1) con 4 trajes de bombero en el helipuerto y (1) en la cubierta principal con dos trajes de bombero
- (8) Equipos de respiración autónoma. (4) en el cuarto de bombas y propulsores, (3) en la cubierta principal y (1) en la cubierta intermedia.
- (3) mantas contra incendio. (2) en la cocina en la cubierta principal y (1) en el hospital en el segundo nivel
- (1) extintor fijo a base de espuma en el segundo nivel
- (16) extintor de polvo seco de 6 kg en el cuarto de bombas y propulsores, (20) distribuidos en las columnas, (52) en la cubierta principal, (4) en el almacén de lodos y piso de perforación, (3) en la cubierta intermedia, (6) en el segundo nivel, (3) en el tercer nivel, (2) en el cuarto nivel y (3) en el helipuerto

- (1) extintor de polvo seco de 45kg en el helipuerto
- (18) extintores portátiles de CO₂ de 5kg (1) en la cubierta principal, (12) en la cubierta intermedia, (3) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (18) extintores portátiles de CO₂ de 6.7 kg (4) distribuidos en las columnas y (2) en la cubierta intermedia
- (1) Extintor de CO₂ de 22.7 kg semi-portátil en el helipuerto.
- (2) Extintores semi-portátiles de espuma de 45 kg ubicados en la cubierta principal
- (2) aplicadores de espuma portátil ubicados en la cubierta principal
- (1) Estación de control ubicada en el cuarto nivel y (1) en el almacén de lodos y piso de perforación
- (2) controles remotos para bomba de emergencia. (1) en el cuarto nivel y (1) en el helipuerto
- (2) controles remotos para bomba contraincendios (1) en el cuarto nivel y (1) en el helipuerto
- (1) Botella de CO₂ y estación de liberación en la cubierta principal
- (1) estación de cilindros de almacenamiento de CO₂ en la cubierta intermedia y (1) en el segundo nivel
- (4) estaciones de liberación de CO₂ en la cubierta principal, (1) en la cubierta intermedia y (1) en el segundo nivel
- (1) estación de liberación de espuma en el helipuerto y (1) en el cuarto nivel.
- (24) compuertas cortafuegos en el cuarto de bombas y propulsores, (9) en la cubierta principal, (3) en el segundo nivel, (2) en el tercer nivel, (16) en el cuarto nivel y (4) en el helipuerto
- (45) controles remotos para compuerta cortafuegos (4) en el cuarto de bombas y propulsores, (4) en las columnas, (21) en la cubierta principal, (1) en la cubierta intermedia, (3) en el segundo nivel, (12) en el cuarto nivel
- (18) dispositivos de cerrado de ventilación en la cubierta principal y (2) en el almacén de lodos y piso de perforación
- (8) controles remoto o apagado de ventilación en la cubierta principal, (3) en el almacén de lodos y piso de perforación, (17) en la cubierta intermedia y (1) en el segundo nivel
- (8) controles de apagado remoto de bombas de gasolina: (2) en el cuarto de bombas y propulsores, (4) en la cubierta principal, (1) en el almacén de lodos y piso de perforación y (1) en el cuarto nivel
- (2) paneles de control SMSSM (Sistema mundial de socorro y seguridad marítimos) en el cuarto nivel
- (4) estaciones de llamada manual en el cuarto de bombas y propulsores, (8) en las columnas, (27) en la cubierta principal, (3) en el almacén de lodos, (8) en la cubierta intermedia, (8) en el segundo nivel, (8) en el tercer nivel, (10) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (10) botones de alarma general: (5) en la cubierta principal, (1) en el almacén de lodos y piso de perforación, (1) en la cubierta intermedia, (1) en el segundo nivel y (2) en el cuarto nivel
- (3) Paneles de control contraincendios/detección de gas ubicados en el almacén de lodos, en el segundo nivel y en el cuarto nivel

- (4) estaciones de apagado total de la plataforma de perforación ubicados en la cubierta principal, el almacén de lodos y piso de perforación, el segundo nivel y el cuarto nivel
- (12) alarmas de CO₂ contraincendios en la cubierta principal y (1) en el cuarto nivel
- (12) Detectores de calor en el cuarto de bombas y propulsores, (23) distribuidos en las columnas, (14) en la cubierta principal y (7) en la cubierta intermedia
- (6) detectores de gas H₂S en el almacén de lodos y piso de perforación y (1) en el cuarto de climatización (HVAC) en el tercer nivel
- (16) detectores de gas combustible en la cubierta principal, (6) almacén de lodos y piso de perforación, (16) en la cubierta intermedia, (2) en el segundo nivel, (1) en el cuarto de climatización en el tercer nivel, (2) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (8) detectores portátiles de gas combustible ubicados en el cuarto del supervisor de barcasas en el cuarto nivel de la plataforma de perforación
- (12) detectores de humo en el cuarto de bombas y propulsores, (8) en las columnas, (28) en la cubierta principal, (11) en el almacén de lodos, (16) en la cubierta intermedia, (48) en el segundo nivel, (50) en el tercer nivel, (29) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (3) detectores de flama en la cubierta principal ubicados en el cuarto del generador de emergencia y en el cuarto de máquinas
- (1) Generador de emergencia en la cubierta principal de la plataforma de perforación
- (24) Altavoces públicos de alarma de fuego en el cuarto de bombas y propulsores, (32) distribuidos en las columnas, (114) en la cubierta principal, (22) en el almacén de lodos, (28) en la cubierta intermedia, (60) en el segundo nivel, (61) en el tercer nivel, (40) en el cuarto nivel y (8) en el helipuerto
- (1) Válvula para espuma ubicada en el segundo nivel
- (4) Válvulas para rociadores ubicadas en la cubierta principal, el segundo, tercer y cuarto nivel
- (11) Válvulas de aislamiento para incendios: (2) en las columnas de la plataforma de perforación, (6) en la cubierta principal, (1) en el segundo nivel, (1) en el tercer nivel y (1) en el cuarto nivel
- (2) Válvulas de impulso de cerrado rápido en las columnas de la plataforma de perforación, (2) en la cubierta principal y (1) en el segundo nivel
- (2) Válvulas de cerrado de aceite manual ubicadas en el cuarto de bombas y propulsores y en el segundo nivel de la plataforma de perforación
- (1) Válvula de cerrado de combustible manual en el cuarto de bombas y propulsores, (2) en la cubierta principal y (1) en el almacén de lodos
- (2) Bombas principales contraincendios ubicadas en el cuarto de bombas y propulsores
- (1) Bomba de espuma en el segundo nivel
- Tipo de pared "A" en el cuarto nivel, en el cuarto de instrumentos, cuarto de control y oficina ENSCO

- Puerta contraincendios de auto-cierre Clase “A” en el cuarto nivel, en el cuarto de instrumentos, cuarto de control y oficina ENSCO
- Tipo de pared “B” en el cuarto nivel
- Puertas contraincendios Clase “B” en todas las oficinas y camarotes del cuarto nivel, tercer nivel y segundo nivel
- Tipo de pared “B” en el tercer nivel
- Tipo de pared “A” en el segundo nivel, en el hospital.
- Puerta contraincendios de auto-cierre Clase “A” en las escaleras del segundo, tercer y cuarto nivel
- Tipo de pared “A” en la cubierta principal
- Puertas contraincendios de auto-cierre Clase “A” en la cubierta principal. Comedor almacén en seco, cuarto de máquinas
- Tipo de pared “A” en el cuarto de control de tablero y el cuarto de resistores en la cubierta intermedia
- Puertas contraincendios de auto-cierre Clase “A” en la cubierta intermedia
- Tipo de pared “A” en el cuarto de bombas y propulsores
- Tipo de pared “A” en las columnas de la plataforma de perforación
- Puertas contraincendios Clase “A” en el cuarto de bombas y propulsores
- Puertas contraincendios Clase “A” en las columnas de la plataforma de perforación

En el Anexo 9.2 se muestran los diagramas de localización de los componentes más relevantes del sistema contra incendio en su versión más reciente.

9.2

DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

Las actividades que eni llevará a cabo en el AC10 para la fase de exploración se consideraron desde el diseño de pozo, el movimiento de equipos, la perforación y el abandono. Estas actividades se dividieron en cinco (5) nodos para su mejor análisis, como se muestra a continuación.

- Diseño. Estas actividades incluyen el diseño del pozo de exploración, que se hace con base en información geológica existente, datos sísmicos de cobertura azimutal, estudios metoceanicos, estudios de riesgos someros, experiencia de ingenieros de perforación, etc. Estos estudios sirven para determinar las zonas con mayores yacimientos potenciales de hidrocarburos y realizar ajustes en el diseño de la perforación exploratoria. Como se mencionó en la sección 9.1.3, estos estudios serán adquiridos por eni y se realizará el diagnóstico para definir las áreas con potencial para establecer el programa de perforación.

En esta etapa se definen las dimensiones y características del pozo, así como las características de los componentes que se van a utilizar en su construcción. Es importante mencionar que la plataforma de perforación es una estructura prediseñada que ha sido construida bajo estándares internacionales y ha sido sujeta a análisis de seguridad como *safety case*,

que es un documento de seguridad producido por el mismo operador que identifica los peligros y los riesgos, y describe cómo es que se controlan los riesgos, también describe el sistema de administración de seguridad que asegura que los controles son efectiva y consistentemente aplicados. Es por esto que el diseño mismo de la plataforma de perforación no forma parte del alcance de este proyecto.

- Construcción/Movilización/Desmovilización. Como se mencionó anteriormente, el proyecto involucra la perforación de dos pozos exploratorios principales y en caso de ser requerido, uno de contingencia.

Para esta actividad no se requiere la construcción de alguna planta o similar, las instalaciones que se utilizan están contenidas en su totalidad en la plataforma de perforación que ha sido prediseñada y construida fuera de los alcances de este proyecto.

Es por esto que, en el nodo de construcción, se abordaron las actividades de movilización de la plataforma de perforación al área de trabajo y al terminar el pozo, la desmovilización fuera del área de trabajo.

- Actividades rutinarias. Una vez que se ha concluido la etapa de diseño del pozo y se ha movilizado la plataforma de perforación al área de trabajo, comienzan las actividades rutinarias que en este caso incluye las actividades mismas de perforación.

Para el AC10, eni tiene contemplado perforar dos pozos exploratorios principales y en caso de ser requerido, uno de contingencia. Todos los pozos serán verticales y ninguno tendrá desviación direccionada.

Es importante mencionar que el procedimiento de perforación que se sigue es el mismo para todos los pozos y en todos los casos se siguen las mejores prácticas de la industria y no son perforados de manera simultánea.

Se espera que la perforación de cada pozo tome 90 días aproximadamente. Para la perforación de cada pozo se usará la plataforma semi-sumergible ENSCO 8503, tres embarcaciones auxiliares y 140 empleados entre personal técnico, administrativo y de gerencia.

Las actividades de perforación utilizan primero una técnica llamada *jetting*, para iniciar la perforación del pozo y posteriormente un tubo de perforación que incluye una broca de perforación. Para la lubricación de la broca se utilizan los lodos de perforación que además al ser recirculados, ayudan a transportar los recortes de perforación al buque de perforación y así evitar la contaminación del lecho marino.

A medida que el pozo se perfora, la tubería de revestimiento se cimienta en su lugar por debajo del fondo marino para estabilizar y aislar el pozo

de las formaciones geológicas circundantes, evitando que las paredes del pozo se colapsen. Estas actividades requieren el uso de cemento; la preparación, mezclado y bombeo del cemento se incluyeron dentro de este nodo. Asimismo, dentro de las actividades rutinarias se incluyen las actividades de monitoreo del perfil estratigráfico que se realizan a medida que se avanza con la perforación. No se planean pruebas de producción como parte de este Proyecto.

- Actividades no rutinarias. Dentro de las actividades no rutinarias se consideraron: amenazas por terrorismo, mantenimiento principal no planificado, operaciones simultáneas, sobrepresión del pozo y falla durante procedimientos de emergencia.
- Abandono. Para el caso de los pozos exploratorios, la etapa de terminación se considera el fin de las actividades de perforación exploratoria de hidrocarburos, tras las cuales éstos serán suspendidos hasta el nivel del lecho marino para desarrollos en actividades futuras. Los pozos podrán suspenderse de manera temporal o permanente según las reservas calculadas en cada yacimiento y pozo perforado, y la cantidad de acumulaciones de hidrocarburos. En caso de que sean suspendidos de forma temporal, las zonas productivas con contenido de hidrocarburos serán aisladas con tapones de cemento y se instalará un tapón ciego debajo del fondo marino. En caso de que las reservas no sean suficientes y el pozo deba ser tapado de forma permanente, se le colocarán tapones de cemento y la plataforma abandonará las instalaciones por completo.

9.2.1 *Análisis de actividades altamente riesgosas*

De acuerdo a la información proporcionada por el Promovente, las sustancias peligrosas almacenadas en el área del Proyecto, se presentan en la Tabla 9.10, en esta tabla se hace una comparación de las sustancias con los listados de actividades altamente riesgosas (LAAR).

Tabla 9.10 *Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.*

Sustancia	Volumen total almacenado (m ³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
Gasóleo marino	2,522.9	No
Lodos de perforación (activos, de reserva y de proceso)	2,641.1	No
Aceite base de lodos de perforación	270.9	No
Aceite lubricante	20.7	No
Cemento	382.2	No

Sustancia	Volumen total almacenado (m ³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
Bentonita / barita	372.8	No
Combustible para helicóptero	5.8	No

Fuente: Enasco 8503 Tank Arrangement and capacity plan

Como se puede observar en la Tabla 9.10 de las sustancias almacenadas ninguna se encuentra listada el Primer/Segundo LAAR. Sin embargo, en el “Segundo listado de actividades altamente riesgosas” publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de mayo de 1992, en el artículo 4 sección VIII se menciona que las sustancias no indicadas, que tengan las características indicadas a continuación y una cantidad a partir de 10,000 kg deben ser consideradas como altamente riesgosas.

- Temperatura de inflamación menor de 37.8 °C
- Temperatura de ebullición menor a 21.1 °C
- Presión de vapor de 760 mm Hg

Sin embargo, cabe mencionar que independientemente del resultado de la comparación citada anteriormente es requerimiento de ASEA que todos los proyectos del sector hidrocarburos presenten estudios de riesgo ambiental ante esta dependencia. Por lo tanto, se incluye el presente análisis al ser el requerimiento regulatorio vigente al momento de la presentación de este estudio.

Las hojas de datos de seguridad (HDS) de los principales materiales utilizados (turbosina, diésel marino, sosa cáustica e hidróxido de potasio) en el proyecto se incluyen en el Anexo 9.3.

9.2.2 Hojas de seguridad

A continuación, en la Tabla 9.11 se presentan las propiedades del hidrocarburo y en la Tabla 9.12 las características de composición de la mezcla del hidrocarburo, que se esperan encontrar en el área del Proyecto, de acuerdo con la información proporcionada por eni.

Tabla 9.11 Propiedades del Hidrocarburo

Nombre	Gravedad API	Densidad (kg/m ³)	Densidad relativa	Viscosidad (cP)	Proporción gas a hidrocarburo (GOR)
Hidrocarburo	35 - 40	876.3	1.101	1.5	75.25

Fuente: Información de almacenamiento proporcionada por eni, 2018

Tabla 9.12 Características de la mezcla de hidrocarburo

Componente	% en masa
Nitrógeno	0.000
CO ₂	0.000
H ₂ S	0.000
Metano	0.000
Etano	0.007
Propano	0.100
i-Butano	0.073
n-Butano	0.318
Neo-pentano	0.000
i-pentano	0.362
n-pentano	0.579
Hexano	1.752
M-C-Hexano	0.176
Tolueno	0.213
Octano	2.410
E-Benceno	0.115
M/P-Xileno	0.172
O-Xileno	0.151
Nonano	2.685
1,2,4-TMB	0.215
C10	3.025
C11	2.817
C12	2.599
C13	2.607
C14	2.402
C15	2.507
C16	2.305
C17	2.550
C18	2.203
C19	1.690
C20	1.859
C21	1.787
C22	1.698
C23	1.558
C24	1.486
C25	1.335
C26	1.294
C27	1.266
C28	1.207
C29	1.177
C30	1.061
C31	1.072
C32	0.991
C33	0.895
C34	0.873
C35	0.780
C36+	42.707

Fuente: Información de almacenamiento proporcionada por eni, 2018

Las hojas de datos de seguridad (HDS) de los principales materiales utilizados (turbosina, gasóleo marino, sosa cáustica e hidróxido de potasio) en el proyecto se incluyen en el Anexo 9.3.

La totalidad de las hojas de datos de seguridad de los materiales utilizados en el buque de perforación e instalaciones relativas al Proyecto, se mantendrán disponibles en Sitio, en idioma español, y siguiendo los lineamientos que se especifican en la Norma Oficial Mexicana, NOM-018-STPS-2015, Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

9.2.3

Almacenamiento

Debido a que esta etapa del proyecto contempla únicamente la exploración, no se tendrá almacenamiento de hidrocarburo. Los combustibles y demás sustancias almacenadas para el proyecto se encontrarán dentro de la plataforma y serán únicamente suministros para la perforación y combustibles para el funcionamiento de la MODU. Para mayor información sobre el sistema de almacenamiento, el arreglo general de tanques dentro de la plataforma de perforación Ensco 8503 se encuentra disponible en el Anexo 9.4.

A continuación, una lista de estándares de tanques de almacenamiento utilizados frecuentemente:

- API Spec 12D: especificaciones para tanques soldados en campo para almacenamiento de líquidos de producción
- API Std 620: diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión
- Tanques de acero soldados API Std 650: para almacenamiento de aceite (se reemplazaron varias especificaciones de la serie API 12)
- API Std 2000: ventilación tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión
- ISO 28300/ estándar API 2000: venteo a la atmósfera
- API 12B: atornillado de tanques de almacenamiento de fluidos de producción: especificación
- API 12F: tanques de almacenamiento construidos en taller para fluidos de producción
- API 650: almacenamiento de gasóleo marino
- ANSI/ API 2350-2012: protección de sobrellenado de tanques de almacenamiento
- NFPA 59^a: Norma para la producción, almacenamiento y manejo del gas natural licuado

En la Tabla 9.13, se indican las sustancias que serán almacenadas en la plataforma semi-sumergible (estructura prediseñada y armada). Los sistemas de seguridad que se incluyen en dicha tabla serán iguales o equivalentes a los que se consideran para las instalaciones del Proyecto.

Tabla 9.13 Almacenamiento de materiales en plataforma Semi-sumergible.

Tanque	Sustancia	Volumen	Peso (ST)	LCG	TCG	VCG	Sistemas de Seguridad
Tanque PF06	Gasóleo marino	722.09 m ³	726.72	30.22	71.00	11.71	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido
Tanque PF08		539.39 m ³	542.85	5.22	70.95	11.69	
Tanque SF06		722.09 m ³	726.72	30.22	71.00	11.71	
Tanque SF08		539.39 m ³	542.85	5.22	70.95	11.69	
Total	Gasóleo marino	2,522.96 m³	2539.14	ND	ND	ND	
	Combustible helicóptero	5.8 m ³	ND	ND	ND	ND	
Tanque (Cuarto de motores)	Aceite lubricante	18.38 m ³	18.72	87.08	57.25	104.67	Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, interruptor de seguridad para alto nivel, alarma de alto nivel, medidor de presión y de flujo
Tanque (Cuarto de bombeo de lodo):		1.65 m ³	1.68	61.96	39.58	106.00	
Tanque (Cuarto de generador de emergencia):		0.74 m ³	0.76	90.833	71.41	112.50	
Total	Aceite Lubricante	20.77 m³	21.16	ND	ND	ND	
Tanque PBO15	Aceite base	270.93 m ³	268.76	110.00	97.42	13.94	Válvulas de control manual, indicador y transmisor de nivel. En el tanque de servicio: interruptores de seguridad para alto nivel, válvulas de cierre y apertura, válvulas de alivio, medidores de nivel y reguladores de flujo.
Pileta 1	Lodo Activo	104.73 m ³	237.14	24.02	26.03	103.94	Válvula de control manual para el regulador de temperatura, manguera flexible para , sistema de venteo para
Pileta 2		95.45 m ³	216.14	24.03	8.24	103.92	
Pileta 3		92.73 m ³	209.97	24.06	8.50	103.92	

Tanque	Sustancia	Volumen	Peso (ST)	LCG	TCG	VCG	Sistemas de Seguridad
Pileta 4		113.36 m ³	256.69	24.00	26.72	103.96	la operación de mezclado, interruptor de seguridad para alto nivel, interruptor de enclavamiento para eliminar el diferencial de presión en el mezclador
Pileta 5		102.37 m ³	225.45	9.68	26.06	103.92	
Pileta 6	Lodo de Reserva	87.22 m ³	197.49	9.72	8.31	103.66	
Pileta 7		86 m ³	194.72	9.71	8.50	103.73	
Pileta 8		107.87 m ³	244.25	9.70	26.76	103.95	
Pileta Intermitente 1		12.33 m ³	27.92	34.00	5.27	109.00	
Pileta Intermitente 2	Lodo de Proceso	12.35 m ³	27.97	34.00	15.27	109.00	
Total	Piletas de Lodos	775.90 m³	4225.41	ND	ND	ND	
Tanque PLM2		276.46 m ³	625.99	110.00	97.42	14.14	
Tanque PLM3		345.57 m ³	782.48	87.500	97.42	14.14	
Tanque SLM2	Lodo Reserva en	276.46 m ³	625.99	110.00	97.42	14.14	
Tanque SLM3	Pontón	345.57 m ³	782.48	87.50	97.42	14.14	
Tanque SLM 14		345.57 m ³	782.48	87.50	97.42	14.14	
Tanque SLM15		276.46 m ³	625.99	110.00a	97.42	14.14	
Total	Lodo Reserva en Pontón	1,866.1 m³	4225.41	ND	ND	ND	
	Tanque de almacenamiento de lodos de cementación	5,105 Barriles	ND	ND	ND	ND	
Tanque PLIV2	Reserva Líquida de	276.46 m ³	ND	ND	ND	ND	
Tanque PLIV3	Lodos de cementación	345.57 m ³	ND	ND	ND	ND	
Tanque SLIV2		276.46 m ³	ND	ND	ND	ND	

Tanque	Sustancia	Volumen	Peso (ST)	LCG	TCG	VCG	Sistemas de Seguridad
Tanque SLIV3		345.57 m ³	ND	ND	ND	ND	
Tanque SLVI14		345.57 m ³	ND	ND	ND	ND	
Tanque SLVI15		345.57 m ³					
Total	Reserva Líquida de Lodos de cementación	1,935.72 m³	ND	ND	ND	ND	
Tanque PBR14	Salmuera	338.66 m ³	634.63	87.50	97.42	13.94	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido
N.D.	Bentonita/barita	372.79 m ³	ND	ND	ND	ND	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido
N.D.	Cemento	382.28 m ³	ND	ND	ND	ND	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido

Fuente: Tank arrangement and capacity plan, Ensco 8503.
ST: Toneladas Estándar
LCG: Centro de Gravedad Longitudinal
VCG: Centro de Gravedad Vertical
TCG: Centro de Gravedad Transversal

9.2.4

Equipos de proceso y auxiliares

La plataforma semi-sumergible para la perforación del pozo tendrá los equipos principales indicados a continuación:

Torre de Perforación.

Se contará con una torre o mástil del tipo NOV Dreco/KFELS siguiendo las especificaciones del API 4F & 4C, con una altura de 201 pies, una base de 40 x 46 pies, y una corona de 20 x 20 pies. Esta torre contará con una capacidad nominal de 2,000,000 libras. Estará equipada con un máximo de 14 líneas, así como escaleras, jaulas de seguridad, unidad para acceso a la polea de corona, contrabalance, sistema para pinzas de perforación y pinzas para giro de tubería, y sistema de iluminación a prueba de explosión. La torre también contendrá piso, mástil y fosas de proceso resistentes a las inclemencias del tiempo.

Maquinaria en piso de perforación

La maquinaria en el piso de perforación incluye los siguientes equipos:

- Unidad de poder hidráulico para el compensador de movimiento de corona
- Motor del ventilador para malacate
- Separador lodo/ gas
- Mini tanque de viaje
- Malacate para levantador de personal
- Ancla de cable muerto
- Malacate para la línea de perforación
- Unidad de tensado de la tubería ascendente de perforación
- Polea
- Sub base de cordón umbilical
- Panel de control del área de almacenamiento de tuberías
- Orificio de maniobra rotatorio
- Intensificador/ receptor de aire
- Panel de mesa rotatoria de apoyo
- Unidad de control de válvula del brazo manipulador de tubería
- Tanque de aceite de malacate
- Tanque de almacenamiento de aceite hidráulico
- Bomba remota de estranguladores
- Ensamblaje múltiple de 6,7,8 y 9 puertos
- Botellas de recipientes a presión de fluidos de perforación (CMC)
- Llaves de desenrosque
- Panel de control remoto del conector de tubería de perforación
- Cabina de aumento y reducción de CMC
- Panel de control de la cesta de entubación a presión

- Panel de interconexión del cabrestante de maniobras
- Ventilador de circulación
- Malacate para reacomodar secciones de tubería
- Panel de control y plataforma de herramientas para correr y recuperar la tubería ascendente de perforación (araña de tubería ascendente y gimbal)
- Panel de control para el Diseño para Fabricación y Ensamblaje
- Panel de control y cabina hidráulica del foxhole
- Kit autoengrasante de ensamblado
- Panel de control del recipiente para prueba hidrostática
- Cadena de arrastre de la unidad de mando superior

Sistema de elevación de la Torre.

La plataforma contará con un sistema de elevación principal para la corona del tipo NOV-Hydralift CMC-H-1000-25, compuesto por ocho poleas con un diámetro de 72 pulgadas cada una. Este sistema tendrá una capacidad nominal de 972.76 ton (2,145,000 libras) bloqueada o 453.59 ton (1,000,000 libras) compensada.

Adicionalmente, la plataforma contará con un sistema de elevación de viaje del tipo NOV-Hydralift 72TB-1000, con una capacidad de carga de 1,000 ton, utilizando siete poleas con un diámetro de 72 pulgadas cada una.

Sistema de Purificación de Agua.

La plataforma contará con dos sistemas de purificación de agua del tipo SE150ROas-1. Cada uno de estos sistemas tendrá una capacidad de 56,780 l/día e incluirá los siguientes tratamientos: neutralización, desmineralización, adición de CO₂ y desinfección por UV.

Motores.

Proveen potencia al equipo de izaje y al equipo de perforación. La fuente de energía eléctrica es proporcionada por generadores accionados por motores diésel. Se contará con cinco motores Electro-Motive ME20-710G7C con una potencia máxima de 5,000 HP y dos motores Electro-Motive L20-710G9C-T2 con una potencia máxima de 5,500 HP, que operarán con diésel. Estos motores estarán equipados con arrestadores de chispas y silenciadores. Los motores tendrán un consumo total de diésel de aproximadamente 200 a 250 barriles/día.

Cuarto de generador de emergencia

El arreglo de maquinaria de la sala del generador de emergencia contempla los siguientes equipos:

- Un generador de emergencia Caterpillar modelo 3512 BDITA con las especificaciones eléctricas de 1250 kVA, 480V, 3PH, 60Hz y cuenta con un peso seco/ húmedo de 14,398 / 16, 671 lbs

- Un Centro de Control de Motores de 480V, 3PH, 60Hz
- Un tablero de distribución de emergencia (480V)
- Un transformador HPS de 300 KVA
- Un tablero de distribución de 208/ 120 VAC
- Tanque de combustible (generador de emergencia) KFELS de dimensiones de 8'-10" de largo x 3'-0" de ancho x 6'-7" de altura y una capacidad de 1,300 galones
- Baterías de 24V Caterpillar 3T5760 (4 por set)
- Cargador de baterías marca Noris
- Receptor de aire con capacidad de 140 m³
- Tanque de aceite lubricante KFELS con dimensiones de 3'-0" de largo x 3'-0" de ancho x 3'-0" de alto con capacidad de 200 galones
- Panel de iluminación principal y de emergencia ELP5 marca Nautronix con dimensiones de 800 mm de largo x 200 mm de profundidad x 1,000 mm de altura
- Caja de conexión a tierra (puerto) marca Houston Electric de 800 mm de largo x 400 mm de profundidad x 1,400 mm de altura
- Panel de interruptor de cambio marca TSL Power Systems
- Transformador de 200 KVA marca Hammond Power

Planta de energía y sala de máquinas

Como parte del arreglo general de la sala de maquina/ planta de energía se incluye al menos un generador diésel, una bomba de servicio de combustible, una bomba manual de emergencia, un separador centrífugo de diésel, un tanque de asentamiento, una bomba de transferencia de aceite lubricante, un tanque de aceite lubricante, un compresor de arranque en frío, un receptor de aire de arranque de motor, un transformador de 2,000 KVA, patines "Trolley", tanque y bomba de aceite usado, tanque de expansión de refrigerante, un panel de control de motor local, un limpiador de partes con ruedas y dispositivo de bloqueo, un gabinete de liberación de CO₂, un ventilador de circulación MSC-01, un generadores de motor base diésel, un motor local, un panel de control de generador, intercambiadores de calor con refrigerante, separadores centrífugos de diésel e intercambiadores de calor del generador de motor base diésel.

Cuarto de propulsores y bombas en pontón

A continuación, se añade una lista de equipos que forman parte del arreglo de maquinaria en el cuarto de pontón y propulsor:

- Bombas de balasto (4)
- Bombas de sentina (4 en cuarto de propulsores)
- Bomba de sentina (1 en cuarto de bombas)
- Bombas contra incendios (2)
- Bombas de servicio de agua salada (4)
- Bombas de transferencia de lodos (4)
- Bombas de agua de enfriamiento de propulsor (4)

- Filtro CJC/ Separador (4)
- HPU Sistema de control azimutal (4)
- Tanque de 630 litros y set de bombas
- Sistema de compensación de presión (4)
- Propulsores (4)
- Panel Nutronix (4)
- Caretila "Trolley"

Sistema de Izaje.

El sistema de izaje estará compuesto por:

Tabla 9.14 *Sistema de izaje.*

Grúas	Dos (2) en la cubierta principal
Especificaciones:	API2C
Marca:	Seatrax Model S9032
Tipo:	Pedestal
Ubicación:	Estribor y babor
Largo de la pluma	48.8 m
Alcance del gancho por debajo de la cubierta principal	82.3 m
Capacidad de carga	97 Mega toneladas (Mt)
Fuente: ENSCO 8503 Equipment List Std Format.	

El sistema de izaje contará con alarmas sonoras y visuales, freno automático, compuerta de seguridad en los ganchos, sistemas anticolidión (Crown saver) e iluminación en la pluma.

Mesa Rotatoria.

La mesa rotatoria será del tipo NOV Varco BJ RST 605 y contará con una apertura máxima de 60 ½ pulgadas. Su capacidad estática será de 1,000 toneladas de carga estática. Esta mesa contará con tres motores hidráulicos de alto torque cada uno. Adicionalmente, la mesa rotatoria contará con sistema de recolección de lodos/goteo.

Top Drive.

El Top Drive es uno de los tres elementos mayores del sistema rotatorio, el cual es utilizado para hacer rotar la sarta de perforación y la broca/barrena en el fondo del pozo. El Top Drive será del tipo NOV Varco TDS 1000A, estará accionado de manera eléctrica. La capacidad nominal de esta unidad será de 1,000 toneladas, con una presión de trabajo de 7,500 psi y una potencia de salida de 1,150 HP.

El Top Drive contará con un sistema de aire acondicionado integral para toda la unidad. Se cuenta con un sistema de fuga tipo Varco PH-100 con un torque máximo de 100,000 pies/libras.

Diverter (desviador de flujo).

El desviador de flujo o diverter es uno de los equipos de control que conforman el sistema de control de pozo. Como su nombre lo indica, su función es desviar el flujo. El desviador de flujo será del tipo DrilQuip FDS, fijo, con un diámetro máximo de 60 pulgadas y tendrá una presión de trabajo de 500 psi.

El desviador contará con dos salidas, de 12 pulgadas cada una, las cuales estarán equipadas con válvulas de bola con actuadores hidráulicos. Cuenta con válvulas para regular el flujo, reductores, juntas telescópicas, indicadores de presión y anillos de soporte para la tubería ascendente de perforación.

Cuarto de bombeo de lodos

Los equipos dentro del cuarto de bombeo de lodos incluyen tres bombas de lodo y cuatro bombas de carga. También contará con bomba de aceite residual, tanque de aceite de engranaje, dos carros de anclaje para elevación, consola de control de bomba de lodos, dos tanques de aceite residual y un panel de control de cinco estaciones.

Sistema de Lodos de Cementación.

El Sistema de Lodos estará conformado por tres sistemas: Sistema de lodos de alta presión, sistema de lodos de baja presión y sistema de almacenamiento a granel.

Sistema de lodos de alta presión.

El sistema de lodos de alta presión tendrá una presión de trabajo de 7,500 psi, con una presión máxima de prueba de 11,250 psi.

El sistema estará conformado por cuatro bombas de lodos manufacturadas por LEWCO, las cuales serán de tipo Triplex, con un diámetro por carrera de 5 x 9 pulgadas. Cada bomba contará con dos motores de 1,150 HP cada uno, los cuales operarán con corriente directa. Cada bomba contará con una válvula de relevo del tipo NOV Titan BX. La capacidad nominal de cada bomba al 90% será 4,690 litros por minuto (1,239 galones por minuto). La velocidad de operación de las bombas será de 100 carreras por minuto (spm por sus siglas en inglés, strokes per minute), correspondiente al 90% de su velocidad nominal.

El sistema también contará con siete bombas de mezclado del tipo Halco 5 x 4 x 14 con un poder de salida de 480 rpm.

Adicionalmente, el sistema contará con tres bombas de carga o refuerzo del tipo LEWCO W-2215 con capacidad de 1,239 galones por minuto cada una.

El sistema se completará con dos distribuidores verticales, una manguera rotatoria principal y una auxiliar, y una manguera de cementación.

Sistema de lodos de baja presión

El sistema de lodos de baja presión comprenderá los siguientes equipos:

Un tanque de procesamiento de lodos, compuesto por un tanque degasificador, un tanque limpiador de lodos y un tanque centrifugador.

Ocho tanques de lodos con capacidades individuales entre 493 y 623 bbl, dando un total de capacidad de 4,750 bbl. Todos estos tanques contarán con agitadores y fungirán como reserva.

Dos tanques de almacenamiento de mezclas líquidas con distintas composiciones y para distintos fines (pueden ser sólidos en suspensión y en este caso corresponde a lodos (mud). Los tanques tendrán una capacidad de 66 y 70 bbl, respectivamente.

Dos tanques de viaje de 50 bbl y un tanque de rectificación de 10 bbl. Estos tanques estarán equipados con bombas Halco Supreme 2500 3 x 2 x 13. Seis zarandas vibratorias controladas por dos motores eléctricos. Estas zarandas contarán con un flujo nominal de 900 GPM.

Un limpiador de lodo Derrick FLMC con tres conos de 10 pulgadas y 20 conos de cuatro pulgadas, alimentado por una bomba Halco 2500 Supreme. Un separador lodo/gas Hampco Horizontal con diámetro de descarga de 12 pulgadas. El flujo estimado de gas será de 40 pies cúbicos por minuto.

Un degasificador Derrick Vacu-flo 1200, alimentado por una bomba Halco 2500 Supreme 8 x 6 x 14. Adicionalmente se contará con 42 agitadores de lodo.

Preventores de Reventón (BOP por sus siglas en inglés, Blow-Out Preventors)

Tres preventores de doble ariete del tipo Hydril 15-1/2 pulgadas MPL, que operarán a una presión de 15,000 psi. Estos preventores contarán con cuatro salidas laterales.

Se contará con diferentes tipos de preventores de ariete disponibles, los cuales se enlistan a continuación:

- Un preventor de ariete ciego
- Dos preventores variables de 4 ½ pulgadas – 7 pulgadas

Además, la torre de perforación contará con un preventor anular Hydril GX Dual de 18 ¾ pulgadas, el cual trabajará a una presión de 10,000 psi.

La torre de perforación también contará con dos válvulas WOM de 3 1/16 pulgadas en la línea de ahogo, las cuales trabajarán a una presión de 15,000 psi.

Área de zaranda vibratoria y fosa de lodos

El dispositivo principal, y quizás más importante, del equipo de perforación para remover los sólidos perforados del lodo es la zaranda vibratoria. un cedazo (filtro) de tela mecánica vibra mientras el fluido de perforación fluye sobre éste. La fase líquida del lodo y los sólidos más pequeños que la tela metálica pasan a través del cedazo, en tanto que los sólidos más grandes son retenidos en éste y finalmente caen por la parte posterior del dispositivo y son descartados. Obviamente, las aberturas más pequeñas del cedazo eliminan más sólidos de todo el lodo, pero se observa una reducción correspondiente en la tasa de flujo por unidad de área de la tela metálica.

Los servicios de equipamiento debajo de la cubierta del agitador a una elevación de 111'0" y capacidad de 1 ST que corresponden al sistema de la zaranda vibratoria son:

- 2 bombas degasificadoras
- Bomba destiladora
- Bomba desarenadora

Un tanque de acero abierto o con bordes protectores lleno de lodo de perforación que no se agita ni se hacer circular. Si se hace pasar el lodo lentamente a través de este tipo de contenedor, la mayoría de los sólidos de perforación grandes se depositan en el fondo, limpiando de alguna manera el lodo. Si la fosa de decantación es pequeña, como en el caso de los tanques de lodo de acero, debe limpiarse con frecuencia a medida que los recortes se acumulan en el fondo del tanque.

Algunos de los equipos más importantes que forman parte del arreglo de maquinaria para la zaranda vibratoria y la fosa de lodos se mencionan a continuación:

- Agitador de esquisto
- Acondicionador de lodo
- Degasificador al vacío
- Bomba mezcladora de lodo
- Bomba de tanque de viaje
- Agitador de lodo
- Divisor de flujo
- Tanques de compensación
- Colector de polvo
- Cortadora/ Mezcladora doble succión
- Taladro
- Tanque de decapado
- Secador VSM- 04

- Tanque de agitación
- Caja de colección de corte
- Ventilador de circulación MSC- 2A y 2B
- Separador de sólidos
- Tanque de efluente (portátil)
- Bomba de aire
- Panel de control de lodos
- Cargador de batería 3 fases de 3.5 a 10 kW

Sistema de ahogo y estrangulamiento

El peso aproximado del sistema de ahogo y estrangulamiento (choke & kill) es de 41, 750 libras. Está conformado por diversos instrumentos, entre los cuales se encuentran colectores múltiples para válvulas, bridas con soldadura de cuello, hidro estrangulador, bloques de aparejo móvil de 3 y 7 vías, tanque buffer, junta giratoria de barrido largo, conexiones de bridas, cojín de fluido de brida, medidores de presión, regulador de presión, bridas transversales y anillos de juntas.

Asimismo, se contempla una tubería de alta presión para este sistema, el cual se compone de válvulas reguladoras de flujo, reductores, bridas ciegas, uniones martillo, accesorios como codos y Ts, juntas de expansión, transductores de presión, indicadores de presión, sensores de flujo, bombas centrífugas y transmisores de presión. Dentro de este sistema, se cuenta con un separador de gases horizontal, el cual tiene una presión de operación de 125 psi, mientras que la presión de diseño es de 150 psi. También, el diseño considera dos tanques de viaje, tienen generalmente una capacidad de 20 a 50 barriles. Este sistema tiene la capacidad de llenar el pozo continuamente, tomando los retornos en el tanque. Con esto se tiene la ventaja que se puede mantener el pozo lleno todo el tiempo y el volumen, tanto si decrece como se incrementa puede dar una idea de la condición del pozo.

Sistema de almacenamiento y transferencia de combustible

El sistema de almacenamiento y transferencia de combustible contará con medidas de seguridad pre instalados, tales como: válvulas (compuerta, aguja, bola, cierre rápido operada remotamente, bola cerrada, compuerta cerrada, bola operada por aire, anti retorno, retención y de cierre automático), mangueras flexibles, acoplamientos de camlock, tubos de escape de succión, línea de desbordamiento, control remoto, reductor, tubería de control, indicador visual, boquilla con dispositivo de hombre muerto, filtros, controles de ventilación con filtro de flama, indicadores de nivel operados con flotador magnético, medidores de nivel de contenido, colador simple y doble.

En la Tabla 9.15, se resumen los principales equipos auxiliares que estarán incluidos en la plataforma semi-sumergible ENSCO 8503 (estructura prediseñada y armada).

Tabla 9.15 Principales equipos de auxiliares en plataforma Semi-Sumergible.

Equipo	Tipo	Cantidad	Capacidad	Condiciones de operación	Especificaciones adicionales
Mangueras de carga	Marinas	2 (150 pies)	Diámetro de 3 pulgadas	No Disponible	• Usadas para el manejo de agua potable.
		1 (10 pies)	Diámetro de 4 pulgadas	No Disponible	• Usadas para el manejo de combustible.
		3 (150 pies)	Diámetro de 4 pulgadas	No Disponible	• Usadas para el manejo de agua de perforación y combustible.
		2 (10 pies)	Diámetro de 6 pulgadas	No Disponible	• Usadas para el manejo de lodos y petróleo base.
		8 (150 pies)	Diámetro de 6 pulgadas	No Disponible	• Usadas para el manejo de lodos, cemento, salmuera y petróleo base.
Grúas	Pedestal S9032	Una (1) grúa	Capacidad y radio: • 97 Ton y 60 pies • 32 Ton y 60 pies • 15 Ton	No Disponible	• API2C. • Indicador de carga del gancho de forma automática corregida para ángulo de la pluma.
		Una (1) grúa	Capacidad y radio: • 97 Ton y 60 pies • 32 Ton y 167 pies 15 Ton	No Disponible	• Alarma audible y visible. • Freno automático. • Cerrojo de seguridad en los ganchos. • Protector de corona. • Iluminación de la pluma.
Montacargas	Yale/ERC065VG	1	6,500 lbs	No Disponible	No Disponible
Cabrestantes	FA5iMR24MK1G	7	• 5 Ton	No Disponible	• Diámetro del cableado 5/8 de pulgada. • Frenos automáticos.
	AW2.9K6-12AX1	4	• 10 Ton	No Disponible	• Diámetro del cableado 1 pulgada. • Frenos automáticos.
	FA2B-7MK	2	• 4,400 libras	No Disponible	• Diámetro del cableado 7/16 de pulgada. • Frenos automáticos.
	FA150KGiMR-I-E	2	• 330 libras	No Disponible	• Diámetro del cableado 10 mm. • Frenos automáticos.

Equipo	Tipo	Cantidad	Capacidad	Condiciones de operación	Especificaciones adicionales
					•Protección de sobre carga.
Unidad para el aterrizaje de helicópteros	Diseñada para helicópteros tipo S-61 y S-92	1	• Carga de 26,500 libras	No Disponible	•Dimensiones de 73 pies. •Malla de seguridad en el perímetro.
Planta de potabilización	SE150ROas-1	2	15,000 galones /día	No Disponible	No Disponible
Aire acondicionado	Sistema tipo split	10	•26 - 58 Ton	No Disponible	No Disponible
	Sistema de tratamiento de aire	10	•50 - 156 kW	No Disponible	No Disponible
	Sistema de refrigeración	6	•3 - 25 Ton	No Disponible	No Disponible
Juego de soldadura eléctrica	SCR	2	•500 amperes	No Disponible	No Disponible
Limpiador de alta presión	OCS XP8035	2	•Presión máxima de entrega 3,500 psi	No Disponible	Eléctrico
Aparejo de perforación	NOV-Varco ADS-30Q	4	•Energía de salida 1,500 hp en cada motor •Máximo esfuerzo de la línea: 2,145,000 libras	No Disponible	Tamaño del tambor (diámetro-longitud): 54 inX98in

Fuente: Standard format equipment list, Ensko 8503.

En el Anexo 9.5 se encuentran disponibles Diagramas de Tubería e Instrumentación y arreglos generales de los equipos de proceso y auxiliares principales, tales como: cuarto de propulsores y bombas pontón, planta de energía y sala de máquinas, cuarto de bombas del sistema de lodos, área de zaranda vibratoria y fosa de lodos, cuarto de generador de emergencia, piso de perforación, control de pozo (BOP), desviador de flujo, sistema de ahogo y estrangulamiento, sistema de almacenamiento y transferencia de combustible y tubería de alta presión para el sistema de ahogo.

9.2.5 Pruebas de verificación

Las pruebas de verificación forman parte de los criterios definidos para la plataforma de perforación a utilizarse como parte del Proyecto, ya que al ser estructura prediseñada y previamente construida, ya ha sido sujeta a ciertas pruebas, tales como pruebas de presión hidrostática, medidas y verificación de espesor, así como pruebas de radiografía. Mientras que las pruebas del preventor de reventones y tuberías de revestimiento contará con una inspección regular de

por lo menos cada 21 días, cabe aclarar que debido a la etapa en la que se encuentra el proyecto aún no se conocen las condiciones (presión, temperatura, etc.) en la que se llevará a cabo dicha prueba. La descripción de dichas pruebas y procedimientos de mantenimiento se presentan a continuación.

Pruebas de presión hidrostática

Las pruebas hidrostáticas validan la estabilidad y confiabilidad de los componentes que contienen presión desde el cabezal del pozo hasta la plataforma, como válvulas de aguas profundas, válvulas de retención, amarres submarinos y ensamblajes, etc. El objetivo de las pruebas es validar el diseño y encontrar su posible punto de falla. Para hacer esto, los fabricantes prueban equipos costa afuera en entornos controlados a presiones que exceden lo que experimentarán en el entorno desplegado. Varios tipos de pruebas están disponibles, incluidas pruebas de presión, pruebas de fugas, prueba de ráfagas y pruebas de fatiga. Una vez que el equipo que se va a poner a prueba se configura en el laboratorio, las bombas se utilizan para aumentar la presión y mantenerla durante el período de tiempo requerido. Numerosas etapas de incremento y disminución de presión se llevan a cabo en estados abiertos y cerrados para poner a prueba los componentes.

Medidas y verificación de espesor

La medición del grosor es un componente vital para el mantenimiento e inspección de las tuberías y estructuras de todos los buques y plataformas comerciales. Usando ultrasonido para pulsar dentro de los límites de un material, se miden el tiempo y la distancia que instantáneamente dan el espesor real. Esto se compara con el espesor de construcción original y se realiza un cálculo de disminución. Un medidor de espesor ultrasónico es una pieza de equipo industrial que se utiliza para obtener una medición de espesor precisa de una variedad de metales, ignorando cualquier recubrimiento. Los medidores de espesor permiten tomar medidas precisas y confiables de manera no destructiva y sin requerir el acceso a ambos lados del material. Por ejemplo, se pueden usar para medir el grosor de una tubería sin necesidad de acceder al interior de la misma.

Una vez que se han llevado a cabo las mediciones, los datos recopilados se transfieren a un dispositivo externo para permitir un análisis de los resultados. Los resultados de la medición se utilizan para analizar el daño y evaluar el trabajo de reconstrucción que pueda requerirse.

Pruebas de porosidad en tuberías y estructuras costa afuera

Las estructuras de alta mar, como barcos, plataformas petrolíferas, grúas, contenedores y tuberías (incluidos accesorios, válvulas, etc.), están recubiertas de superficie para protegerlas de las duras condiciones ambientales que se encuentran en el mar. Debido a que una pequeño poro o defecto alfiler puede dañar la función de protección, es necesario inspeccionar rigurosamente el revestimiento para verificar su integridad. La prueba de porosidad de alto voltaje permite inspeccionar los recubrimientos de protección contra la corrosión en todo tipo de estructuras costa afuera; el dispositivo comúnmente utilizado para esto a menudo se denomina "detector de defectos". El método de prueba se basa en el hecho de que todos los materiales de revestimiento eléctricamente aislantes tienen una resistencia disruptiva mucho más alta que el aire. Se aplica alta voltaje utilizando un electrodo similar a un cepillo que se mueve a través de la superficie de la muestra. En el caso de un defecto (poro, rayadura, etc.), se produce una descarga eléctrica, que el sistema indica acústica y ópticamente.

Prueba de radiografía

La prueba radiográfica es una técnica de examen no destructivo que implica el uso de rayos X o rayos gamma para ver la estructura interna de un componente. En la industria petroquímica, la RT se usa a menudo para inspeccionar maquinaria, como recipientes a presión y válvulas, para detectar fallas. La prueba de radiografía también se usa para inspeccionar las reparaciones de soldadura y la integridad de las cementaciones.

Pruebas al equipo preventor de reventones y tuberías de revestimiento

Debido a que los equipos preventor de reventones (BOP por sus siglas en inglés) son de importancia crítica para la seguridad de la tripulación, la plataforma y el pozo en sí, los BOP se inspeccionan, prueban y restauran a intervalos regulares determinados por una combinación de evaluación de riesgos, práctica local, tipo de pozo y requisitos legales. Las pruebas de BOP varían desde pruebas de función diaria en pozos críticos hasta pruebas mensuales o menos frecuentes en pozos que se cree que tienen baja probabilidad de problemas de control de pozos. Las pruebas y los intervalos de tiempo que se realizará:

- El BOP será sometido a pruebas de presión cada 21 días y en los siguientes eventos:
 - Prueba de presión en la superficie (Stump Test)
 - Después de la instalación de cada tubería de revestimiento
- BOP será sometido a pruebas de funcionamiento en el séptimo día después de las pruebas de presión.
- Después de la instalación del BOP, se pondrá a prueba el Preventor de cierre total a las presiones de las tuberías de revestimiento.
- Las pruebas de presión para las tuberías de revestimiento serán ajustadas al peso del lodo real del pozo.

- Las tuberías de revestimiento serán puestas a prueba a una presión equivalente al 70% de la presión de estallido teórica de la tubería
- Se realizarán pruebas de baja presión (250psi)

Al mismo tiempo, se aplicarán programas de mantenimiento a los otros equipos que forman parte de la plataforma de perforación, con el propósito de verificar que la instrumentación se encuentra en condiciones óptimas de operación, tal como se indica en la sección 9.6.4.

9.3 *CONDICIONES DE OPERACIÓN*

Todos los equipos tanto de proceso como auxiliares operarán bajo las condiciones indicadas por el fabricante, las cuales se presentan en la sección 9.1.4, Tabla 9.7, Tabla 9.8 y Tabla 9.9, sin embargo, considerando que el Proyecto no considera la extracción y consiguiente flujo de petróleo a la superficie, las condiciones de operación más críticas son las de los lodos de perforación que son recirculados durante el proceso de perforación, las condiciones en que opera este sistema de lodos dependiendo de la etapa de perforación se presentan en la Tabla 9.16.

Tabla 9.16 *Condiciones de Operación de lodos durante la perforación*

Tipo de tubería de revestimiento	Sección de pozo (Diámetro externo)	Tipo de fluido de perforación	Gradiente de fractura	Gravedad Especifica
Conductor	36"	SW	-	-
Superficie	26"	SW / WBM	1.5	1.02-1.1 sg
Intermedia	20"	WBM	1.3	1.1-1.12 sg
Corta (<i>liner</i>)	13 5/8"	SBM	1.6	1.28-1.45 sg
Agujero Descubierto	12 1/4 "	SBM	1.72	1.45-1.65 sg

SW: Agua de Mar, por sus siglas en inglés
WBM: Lodos base agua, por sus siglas en ingles
SBM: lodos de base sintética, por sus siglas en inglés
Fuente: Eni 2018

9.3.1 *Especificaciones de la sala de control*

La Tabla 9.17 muestra los equipos que conforman el cuarto de control dentro de la plataforma de perforación semi- sumergible de acuerdo a la lista de equipos hecha de la ENSCO 8503 por la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación.

Tabla 9.17 *Características de los equipos del cuarto de control.*

Equipo	Características
Sistema de intercomunicador con el área de perforación	Localizado en instalaciones de bajo voltaje
Unidad Vertical de Referencia (UVR)	Modelo Watson Ind. / ADS-C232-1A/106. Localizado en el cuarto de control de la barcaza. Registro de datos VMS.
Giroscopio	Grupo VT TSS Modelo Surveyor Meridian. Localizado en el cuarto de control de la barcaza.
Indicador de corriente	Fugro ADCP (Alquiler provisto por el operador). Localizado en la parte trasera de la cubierta principal. El registro se realiza en el cuarto de control de la barcaza.
Radar	2 radares Foruno/ FAR-21x7 de 40 MHz de banda ancha. Localizados en el cuarto de control de la barcaza.
Sistema de monitoreo de H ₂ S	Tecnología Marshall MX T2000. Protocolo digital direccionable de 4 bucles. Panel de control de protección contra incendios. Disponible en el puente y en el cuarto de control.
Detectores de humo / fuego en a bordo	Tecnología Marshall MX T2000. Protocolo digital direccionable de 4 bucles. Panel de control de protección contra incendios. Disponible en el puente y en el cuarto de control.
Señales de auxilio	60 unidades marca Datrex Flare de tipo lanzamiento manual, 44 unidades marca Pains Wessex, 22 dispositivos de humo naranja disponibles en el cuarto de control y en los botes salvavidas.
Unidad refrigerada por aire acondicionado	Aire acondicionado #1-A y #1-B Modelo Carrier 50TFF012-M13611CA Unidad de 8.3 Toneladas. Aire acondicionado #1B
Apagado de emergencia	Interruptores de apagado de emergencia completo del sistema eléctrico (CA y CD) disponibles en la cabina de perforación y en el cuarto de control FWD, así como en el bote salva vidas AFT

Fuente: ENSCO 8503 Equipment List 2018

Para una mayor comprensión de la distribución del cuarto de control, se incluye un plano del arreglo general del mismo en el Anexo 9.6 referente al preventor de reventones (BOP).

9.3.2 *Sistemas de aislamiento*

La plataforma tendrá un sistema de drenaje cerrado en el que será contenido cualquier derrame que pueda producirse en las instalaciones. Estará conectado a través de líneas de drenaje en los diferentes niveles, tal como indica la normatividad SOLAS Capítulo II parte B regla 21 “Medios de bombeo de aguas

de sentina”. El volumen de contención del sistema estará distribuido en 8 fosas de con una capacidad total de 4750 bbl/ 755 m³ dirigido a un tanque de almacenamiento, cuyo producto es dispuesto posteriormente bajo la regulación pertinente en tierra.

La plataforma cuenta con un sistema de drenaje a lo largo de la cubierta de la misma. Se verificará que todos los elementos cuenten con sello adecuado para evitar que el líquido salga por la borda, así mismo cualquier derrame producido en cualquier área de la cubierta de la plataforma entrará en el sistema de drenaje, el cual se acumulará en un tanque localizado en el casco de la plataforma (tanque de recolección). El tanque funciona como un separador, en caso de que el agua de lluvia entre en contacto con cualquier líquido derramado. El agua será filtrada y los residuos restantes serán gestionados como residuos peligrosos. Por otro lado, en la Tabla 9.18 se describen los equipos de prevención de contaminación dentro de la plataforma EnSCO 8503.

Tabla 9.18 Equipos de prevención de contaminación.

Equipo	Características
Tratamiento de aguas residuales	Cantidad:1 Modelo: Hamworthy Tipo de sistema: ST8 Super Trident Estándares: Marpol Anexo IV Capacidad: 3,128 Galones americanos
Tratamiento de aguas residuales	Cantidad:1 Modelo: Omni Prime Tipo de sistema:12 MXMP Estándares: No especificado Capacidad: 6,750 Galones americanos
Compactador de basura	Modelo: Red Fox/ Cajun TC 40- EN Tipo de sistema: Aire/ hidráulico Estándares: Marpol Anexo IV
Disposición de basura/ Molino	Modelo: Dolphin Tuff Gut Tipo de sistema: Eléctrico Estándares: Marpol Anexo IV
Separador agua- aceite	Cantidad: 4 Modelo: RWO/ Skits Deb 5.0 Estándares: Marpol Anexo IV Capacidad: 22 ppm
Fuente: ENSCO 8503 Equipment List Std Format.	

9.4

ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

El objetivo de un análisis de riesgo es identificar las causas y condiciones que podrían provocar desviaciones, incidentes y accidentes durante las diferentes operaciones del proyecto, y a partir de ello establecer medidas para eliminarlos, minimizarlos o al menos atenuar los efectos que éstos pueden tener en los seres vivos, medio ambiente y las instalaciones o equipos. El presente análisis constará de las siguientes etapas:

- **Antecedentes de accidentes e incidentes en instalaciones similares.**

En esta sección se realizó una búsqueda de accidentes e incidentes históricos relacionados con instalaciones u operaciones similares a las contempladas por el Proyecto. Esto con la finalidad de evaluar la frecuencia de los incidentes y datos estadísticos relacionados con los mismos (i.e. tipo de falla, sustancias empleadas, causas del accidente, etc.).

- **Análisis cualitativo.**

Para esta etapa se efectuó un Estudio de Identificación de Peligros (tipo HAZID, por sus siglas en inglés) con el propósito de analizar los diferentes peligros, causas y consecuencias que pueden suscitarse en las operaciones asociadas con el Proyecto.

- **Jerarquización de riesgos.**

Se realizó una jerarquización de los riesgos a través de una matriz de determinación de riesgos, con el propósito de definir si el riesgo es aceptable o se necesitan controles o medidas adicionales para mitigar el riesgo.

- **Evaluación de consecuencias.**

Se analizó el impacto del proyecto cuando se presenta el escenario considerado para modelación derivado del análisis de riesgo cualitativo, en este caso se planteó como peor caso posible un derrame de hidrocarburos y se evaluaron las consecuencias que afectarían a los diferentes receptores, así como la probabilidad de que suceda, el tiempo que tardaría la primera partícula de hidrocarburo en llegar a las costas mexicanas, el espesor de la mancha y el grado de contaminación que generaría el evento.

9.4.1 Antecedentes de accidentes e incidentes

De acuerdo con la base de datos de la World Offshore Accident Database, WOAD, por sus siglas en inglés, la cual es una recopilación de información sobre 6,451 accidentes que han ocurrido en la industria de los hidrocarburos y gas en alta mar, desde 1970 hasta 2012. Se menciona que contiene información principalmente del Mar del Norte (57%) y el Golfo de México (26%) y en menor proporción de otras partes del mundo (17%).

De acuerdo con la información de dicha base, se tienen los siguientes accidentes reportados desde 1970 al 2012 por tipo de unidad, la Tabla 9.19 muestra los accidentes que involucran perforación y exploración de campos petroleros, y por lo tanto está más relacionado al proyecto. La Tabla 9.20 muestra accidentes en general ocurridos en la industria de los hidrocarburos y no necesariamente involucran actividades de perforación y exploración.

Tabla 9.19 *Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).*

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi incidente	Evento insignificante	Total
Barcaza de perforación	66	22	0	2	90
Barco de perforación	95	75	3	4	177
Equipo asistente de perforación	10	4	0	1	15
Instalación submarina	4	8	0	2	14

Fuente: World Offshore Accident Database

Tabla 9.20 *Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).*

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi Accidente	Evento insignificante	Total
Isla artificial	2	1	0	0	3
Barcaza (no de perforación)	63	34	2	1	100
Estructura de concreto	83	432	78	138	731
Quemador	1	0	0	1	2
Unidad flotante de producción, almacenamiento y transferencia de hidrocarburo construida a partir de un buque (FPSO, por sus siglas en inglés)	25	102	9	32	168
Helicóptero	243	19	13	3	278
Plataforma tipo Jacket	746	916	128	259	2,049
Auto elevable	577	219	13	35	844
Boya de carga	13	19	2	5	39
Unidad móvil (no equipo de perforación)	18	3	0	0	21
Otros	0	2	0	1	3
Otras estructuras fijas	4	6	0	2	12
Tubería	145	115	1	4	265
Semi-sumergibles	306	663	151	123	1,243
Sumergibles	19	5	0	1	25
Plataforma de tipo TLP	14	137	24	30	205
Estructura de soporte de pozo	127	36	2	2	167

Fuente: World Offshore Accident Database

Por otro lado, la Conferencia de Asesoría de Seguridad de Helicópteros (HSAC, por sus siglas en inglés Helicopter Safety Advisory Conference), en su reporte de seguridad del 2017 de operaciones con helicóptero costa afuera en el Golfo de México reporta que desde 1999 ha habido 29 accidentes de los cuales 7 fueron mortales (24%), resultando en 15 fatalidades y 18 lesiones.¹⁰

¹⁰ "2017 HELICOPTER SAFETY ADVISORY CONFERENCE (HSAC) GULF OF MEXICO OFFSHORE HELICOPTER OPERATIONS AND SAFETY REVIEW", <http://www.hsac.org/library>

El Centro para la investigación de lesiones y política de lesiones Johns Hopkins, parte de la Escuela de Salud Pública de John Hopkins Bloomberg (JHSPH, por sus siglas en inglés John Hopkins Bloomberg School of Public Health) reporta que los helicópteros que trabajan con las plataformas de perforación y los buques en el Golfo de México colapsan en promedio más de seis veces al año, lo que resulta en un promedio de 5 muertes por año de 1983 a 2009. Durante el mismo periodo ocurrieron 178 accidentes que resultaron en 139 muertes, incluyendo 41 pilotos y 3 copilotos. Los análisis determinaron que el resultado más común de las fallas mecánicas en accidentes mortales y no mortales fue la pérdida de potencia del motor, que ocurrió en casi un tercio de los accidentes fatales. La mayoría de los aterrizajes forzosos posteriores a fallas mecánicas ocurrieron en el agua, con un 20 por ciento que resultó en el hundimiento del helicóptero a pesar del hecho de que la mayoría de los helicópteros están equipados con dispositivos de flotación activados por piloto.¹¹

A continuación en la Tabla 9.21 se presentan algunos de los últimos accidentes de helicóptero relacionados con la industria petrolera costa afuera en el golfo de México y en el mundo.

Tabla 9.21 *Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo.*

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
19/Ene/1996	Eurocopter AS332	Aberdeen	El helicóptero volaba a las plataformas petroleras cuando el helicóptero fue golpeado por un rayo causando severos daños al rotor de la cola del helicóptero. El piloto se vio forzado a realizar un aterrizaje de emergencia en el mar. Todos sobrevivieron	Externo
18/Nov/1998	Helicópteros Asepa y Pegaso	Golfo de México, Campeche	Colisión entre dos helicópteros cuando trasladaban a directivos de PEMEX entre plataformas marinas de la sonda de Campeche. 20 muertos	Operacional-Error humano
2001	Aerosátiale AS332L1	Mar de norte	Movimiento de la plataforma petrolera causó que el helicóptero se volteara mientras los rotores seguían corriendo. 1 herido	Externa
16/Jul/2002	Sikorsky S-76A	Mar del Norte	Durante un vuelo a la plataforma petrolera Clipper las cuchillas del rotor principal se desprendieron, lo que causó un impacto a alta velocidad	Técnica

¹¹ "Oil and Gas Operations in the Gulf of Mexico Claim 139 Lives in Helicopter Crashes over 26-year Period", <https://www.jhsph.edu>

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
			al mar. 11 personas murieron	
19/Jun/2003	BO-105	Golfo de México, Campeche	Helicóptero se precipito en el mar por causas desconocidas después de despegar de la plataforma Júpiter para recargar gasolina. 1 muerto	No se sabe
13/Abr/2006	XA-TNE	Golfo de México, Campeche	Pocos minutos después de que el helicóptero despegara rumbo a la zona de plataformas petroleras este sufrió falla mecánica del aparato, los tripulantes lograron acuatizar el helicóptero y fueron rescatados	Técnica
27/Dic/2006	Eurocopter AS365	Bahía de Morecambe, Inglaterra	Durante la transferencia de personal de noche, el piloto se desorientó debido a las condiciones climatológicas adversas y perdieron altitud estrellándose contra el mar. Los dos pilotos y 5 pasajeros murieron	Operacional
1/Abr/2009	Eurocopter AS332 L2 Super Puma	Escocia, UK	De regreso de la plataforma petrolera Miller el piloto perdió control del helicóptero cuando ocurrió una falla repentina en la caja de engranajes del rotor principal lo cual causo que se dependa del helicóptero. El helicóptero se estrelló contra el mar a alta velocidad. El impacto destruyo el helicóptero y los 16 pasajeros murieron.	Técnica
2012	Eurocopter EC225	Mar del Norte	El piloto reporto problemas con la caja de engranajes y la intención del descenso de emergencia en el mar. No hubo fatalidades ni lesiones	Técnica
15/Feb/2015	AgustaWestland AW119 MK II	Golfo de México	EL helicóptero sufrió una abrupta y fuerte guiñada a la izquierda, lograron hacer aterrizaje de emergencia. No hubo muertes ni heridos. El helicóptero sufrió daño mecánico.	Externa
18/Jun/2015	Bell 407	Golfo de México	Fuertes vientos empujaron al helicóptero fuera del helipuerto y de la plataforma de perforación durante el arranque del	Externa

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
			motor. El piloto sufrió lesiones	
6/Feb/2015	Bell 206B	Golfo de México	Helicóptero se estrelló contra el agua cerca de Galveston mientras regresaba de una plataforma de noche. 1 persona desaparecida de 3. La causa fue error del piloto	Operacional
12/Ago/2015	Sikorsky S-76C	Lagos, Nigeria	El helicóptero estaba regresando de una plataforma cuando el helicóptero se estrelló en el lago. No se conocen las razones. 6 muertos	Desconocido
3/Nov/2015	Desconocido	Mumbai High Oil Field, India	El helicóptero estaba realizado pruebas de aterrizaje de noche y se estrelló contra el mar por razones desconocidas. Dos muertos	Desconocido
29/Abr/2016	Airbus H225	Bergen, Noruega	De regreso de una plataforma de perforación el rotor principal del helicóptero se desprendió y consecuentemente se estrelló en una pequeña isla y se incendió. Los 13 pasajeros murieron	Técnica
27/Feb/2017	Bell 407	Golfo de México	El piloto no fue capaz de mantener la altitud que resulto en una colisión en el mar mientras regresaba para una reparación del motor. 1 fatalidad (piloto)	Operacional
2/May/2017	Bell 407	Golfo de México	Pérdida del rotor de cola del helicóptero lo que causó un aterrizaje de emergencia. No hubo muertos ni lesionados	Técnica
26/Sep/2017	Desconocido	Cabinda, Angola	EL helicóptero estaba en ruta hacia la plataforma Tombua-Landana y nunca llegó a su destino. El helicóptero se estrelló contra el mar. 6 muertos	Desconocido

Fuente: HSAC (Helicopter safety advisory conference); National Transportation Safety Board y Aero assurance

Operacional: evento relacionado con la operación del helicóptero

Externa: evento relacionado con condiciones climatológicas

Técnica: Evento relacionado con falla mecánica o de equipo

Fuentes: HSAC, National Transportation Safety Board, Aeroassurance, oilandgasuk.co.uk

9.4.1.1

Mayores incidentes de derrame en el mar de Estados Unidos

De acuerdo con el Buró de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés Bureau Ocean Energy Management) se tiene un registro de 47 derrames mayores de 1,000 barriles de hidrocarburos cada uno de 1964 al 2011, en aguas de jurisdicción federal de los Estados Unidos. En la Tabla 9.22 se muestran los accidentes que fueron causados por reventones.

Tabla 9.22 *Mayores derrames de hidrocarburos en aguas de Estados Unidos.*

Notas	Fecha	Compañía	Nombre de la Instalación	Clasificación USCG*	Total derramado (barriles)	Hidrocarburos y refinado (barriles)	Fluidos sintéticos (barriles)	Otros químicos (barriles)	Producto derramado	Causa
1, 3	1964-10-03	Signal Oil y Gas Company	Plataforma B	Mayor	5,100	5,100	0	0	Hidrocarburo	Clima, Fuerza externa, Huracán Hilda
1, 3	1964-10-03	Midwest Oil Corp. y/or Continental Oil Co.	Plataformas A, C, y D	Mayor	5,180	5,180	0	0	Hidrocarburo	Clima, Fuerza externa, Huracán Hilda
1	1965-07-19	Pan American Petroleum Corp.	Caisson No. 7	Mediana	1,688	1,688	0	0	Condensados	Falla del equipo
1, 2	1969-01-28	Union Oil Company of California	Plataforma A Pozo No. A-21	Mayor	80,000	80,000	0	0	Hidrocarburo	Falla del equipo, Error humano
1, 6	1969-03-16	Mobil Producing Texas y New Mexico	Pozo No. 3,	Mayor	2,500	2,500	0	0	Hidrocarburo	Clima, Colisión, Fuerza externa, Falla del equipo, Error humano
1, 2, 5	1970-02-10	Chevron Oil Company	Plataforma C	Mayor	65,000	65,000	0	0	Hidrocarburo	Fuerza externa, Falla del equipo, Error humano, Fuego,
1, 2, 7, 8	1970-12-01	Shell Offshore, Inc.	Plataforma B Pozo No. B-21.	Mayor	53,000	53,000	0	0	Hidrocarburo	Falla del equipo, Explosión/Fuego, 36 lesiones, 4 fatalidades

Notas	Fecha	Compañía	Nombre de la Instalación	Clasificación USCG*	Total derramado (barriles)	Hidrocarburos y refinado (barriles)	Fluidos sintéticos (barriles)	Otros químicos (barriles)	Producto derramado	Causa
1	2007-10-21	Anadarko Petroleum Corporation	Pozo No. 1	Mediana	1,061	0	1,061	0	Hidrocarburo base aceite sintético	Falla del equipo, Pérdida de control del pozo
1,2,5,7,8	2010-04-20	BP Exploration y Production Inc.	-	Mayor	Por determinar	Por determinar	Por determinar	Por determinar	Hidrocarburo	En investigación

Fuente: Buró de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés Bureau Ocean Energy Management).

Notas

- 1 Fugas menores causadas por reventones : Menos de 10,000 galones (menor a 238 barriles)
- 2 Fugas medianas que tocaron tierra: 10,000 a 99,999 galones (238 to 2,380 barriles)
- 3 Fugas mayores causadas por huracanes: 100,000 galones y mayor (2,381 barriles and mayores)
- 4 Daños por huracanes: Basado únicamente en el tamaño del derrame, sin contabilizar impactos
- 5 Explosión/fuego
- 6 Colisión
- 7 Lesión 8 Fatalidad

9.4.1.2

Incidentes de derrame de hidrocarburos en PEMEX.

Con la intención de buscar incidentes relacionados en un sentido más local se revisaron las estadísticas de PEMEX. De acuerdo con la paraestatal mexicana Petróleos Mexicanos (PEMEX), derrames reportados en la Tabla 9.23 han tenido lugar en aguas de jurisdicción federal. Es de especial importancia el derrame del Ixtoc I, pues se trata de un incidente ocurrido durante la perforación de un pozo.

Tabla 9.23 *Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex.*

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
1979	Ixtoc I, pozo exploratorio	Localizado en el Golfo de México, a 965 kilómetros al sur de Texas y 94 kilómetros de Ciudad del Carmen	La empresa Pemex estaba perforando a una profundidad 3.63 kilómetros un pozo de Hidrocarburo, cuando se perdió la barrena y la circulación de lodo de perforación. Debido a esto, se perdió la estabilidad y hubo una explosión de alta presión la cual provocó la pérdida de contención. El Hidrocarburo entró en ignición debido a una chispa y la unidad de perforación colapsó.	3.3 millones de barriles de Hidrocarburo El Hidrocarburo alcanzo zonas costeras.
1999	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 1999 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar.	No disponible
2000	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 7% de los derrames registrado durante las actividades de 2000 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar	No disponible
2001	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 2001 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar	No disponible
2002	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 1% (200 toneladas) de los	No disponible

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
			derrames registrado durante las actividades de 2002 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar.	
2003	No disponible	No disponible	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, para el año 2003 se registraron 72 derrames de hidrocarburos en el mar, dos resultantes de las actividades de PEMEX Refinación (PR) y 70 de Pemex Exploración y Producción.	1,022 barriles de hidrocarburos, relacionados con los 72 derrames
2006	No disponible	No disponible	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, para el año 2006 se registraron 51 derrames de hidrocarburos en el mar	No disponible
2007	Pozo KAB-121	Ubicado a 32 kilómetros (20 millas) de la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), en el Municipio de Paraíso	El mal tiempo provocó que la unidad de perforación auto elevable Usumacinta chocara contra la Kab-121 que perforaba el pozo Kab 103, ocasionando que se rompiera el árbol de válvulas provocando un derrame de Hidrocarburo y gas natural.	No disponible
2011	No disponible	No disponible	De acuerdo con al Informe de Responsabilidad Social de PEMEX, para el año 2011 se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar.	Un total de 40 barriles por los 12 eventos
2012	Monoboya número 3	Costa del Pacifico (Oaxaca)	El hundimiento de la monoboya número 3, inhabilitada desde 2008, derramó Hidrocarburo al mar en Salina Cruz.	Mil litros de Hidrocarburo
2015	Akal-H	Bahía de Campeche, Mexico	Fuga de gas y aceite sin fatalidades o heridos. El accidente afectó la producción diferida de hidrocarburos, en un total de 15,000 barriles. La compañía petrolera reprimió el incendio utilizando cuatro buques de respuesta a emergencias.	No disponible
Fuente: La información fue tomada de los reportes anuales de la paraestatal (PEMEX) en materia de seguridad, salud y medio ambiente.				

9.4.1.3

Incidentes reportados por eni

Las estadísticas de derrames de eni diferencian entre los derrames que son producto de las operaciones y aquellos producto de sabotajes, es decir, actividades que son ajenas a las operaciones de eni pero que impactan a equipo de transporte por robos o saqueos clandestinos en las inmediaciones de sus instalaciones, en la Tabla 9.24 se presenta las estadísticas de derrame de 2015 a 2017.

Tabla 9.24 *Estadística de derrames de eni*

Año	Volumen derramado (actividades operativas) barriles	Volumen derramado (sabotaje) barriles
2015	1,634	14,847
2016	1,231	4,682
2017	3,228	3,236

Fuente: https://www.eni.com/docs/en_IT/enicom/sustainability/EniFor-2017-Performance-eng.pdf

Todos los derrames de hidrocarburos de 2016 pueden atribuirse exclusivamente a los sectores de refinación, comercialización, exploración, producción y productos químicos. Los volúmenes derramados cayeron más del 65% en comparación con 2015, una tendencia que abarcó tanto sabotaje como terrorismo (menos 10,165 barriles en comparación con 2015) y derrames resultantes de accidentes operacionales (menos 403 barriles en comparación con 2015), y afectó a ambos sectores. El 88% de los volúmenes resultantes de los derrames de hidrocarburos en 2016 se atribuyeron al sector de exploración y producción (E&P), de los cuales el 75% se localizaron en Nigeria, Egipto y Argelia. En todo el sector, a pesar de un aumento en el número de eventos en comparación con 2015 (73 vs. 59), los volúmenes cayeron alrededor de 13%, principalmente debido a una reducción del fenómeno en Nigeria (-199 barriles en comparación con 2015) gracias a actividades de renovación en algunas de las líneas. También hubo una reducción en el índice de derrames de hidrocarburo de producción (-10.5%), que cayó a 1.15 barriles / Mbarriles (1.28 barriles / Mbarriles en 2015).

En los sectores de refinación y comercialización y Química, los derrames operacionales cayeron en más de 290 barriles en comparación con 2015. En 2016, los derrames por sabotaje y actos terroristas se registraron en solo dos países: Nigeria (exploración & producción) e Italia (red de oleoductos).

En el sector de exploración y producción, que representa el 84% de los volúmenes de derrames, el fenómeno disminuyó tanto en términos de número de eventos (-10.8% en comparación con 2015) como en volúmenes relacionados (-64.3%). Estos resultados se deben a las medidas tomadas en estrecha coordinación con los organismos gubernamentales, tanto para la prevención como en respuesta, con un aumento significativo en el número de equipos presentes en el territorio para la vigilancia aérea y terrestre y la acción para garantizar la contención temprana de eventuales derrames. En comparación con 2015, también hubo una mejora en los derrames químicos, con una reducción en el número de eventos (43 a 24) y volúmenes relativos (-98.5%). Todos los derrames de 2016 pueden ser atribuidos al sector de exploración & producción, con la excepción de un evento limitado

(0.15 barriles), que ocurrió en el sector de refinación & comercialización y Químicos en la planta de Versalis en Szazhalombatta, en Hungría. El evento exploración y producción más significativo (alrededor de 17.6 barriles) fue registrado por la filial eni Norge.

En 2017, la cantidad de barriles derramados en derrames de petróleo operacionales (más del 90% referido al sector E & P) ha aumentado en comparación con 2016, principalmente debido a las pérdidas de un tanque de almacenamiento de hidrocarburos en el Centro Olio Val d'Agri identificado a principios de febrero. A fines de 2017, se habían recuperado más de 2,400 barriles de hidrocarburo, casi el volumen total del derrame del tanque. Como una consecuencia de este evento, la tasa de E & P aumentó significativamente a 3.04 barriles / millón bar. En 2017, hubo una reducción en el número de incidentes por sabotaje (-35% comparado con 2016) y volumen derramado (-31% comparado con 2016); los derrames sobre un barril están relacionados exclusivamente con actividades preliminares en Nigeria, donde, gracias al compromiso desplegado para hacer frente a estos eventos, se registró una disminución del 18% en barriles derramados y una disminución del 29% en eventos.

Uso de información de antecedentes de accidentes e incidentes durante la identificación de peligros

El uso de la información que se indica en la presente sección fue utilizado para la evaluación de la frecuencia durante la ejecución de identificación de peligros y jerarquización de riesgos descrita en la siguiente sección.

Las estadísticas públicas en cuanto a eventos con mayores derrames al mar no registraron alguno relacionado con operaciones de eni en alguna otra instalación, y en cuanto a estadísticas internas del Promoviente, las tendencias apuntan a la presencia de potenciales derrames debido a la presencia de eventos de sabotaje en las instalaciones correspondientes a sectores de refinación y comercialización, así como exploración y producción.

9.4.2 Metodología de identificación y jerarquización

Proceso de Evaluación y Gestión de Riesgos

El proceso de identificación de peligros y administración de riesgos desarrollado por eni México, sigue los lineamientos del Procedimiento ENI-MEX-HSE 004-INT.PL "Gestión de Riesgos HSE".

En dicho procedimiento se indica el proceso de identificación y evaluación de riesgos, por área de peligros, el cual comprende las siguientes etapas:

- Etapa 1. Establecer el contexto (normativa, estándares, entorno, etc.)
- Etapa 2. Identificación del peligro (componentes / aspectos sociales, medioambientales, seguridad industrial y salud)
- Etapa 3. Evaluación del riesgo

- Etapa 4. Tratamiento del riesgo
- Etapa 5. Seguimiento y revisión

A continuación, se presenta un resumen de cada una de las etapas:

Etapa 1 - Establecer el contexto.

En esta etapa son analizados los problemas internos y externos relevantes para eni, incluyendo recursos, procesos, normas, partes interesadas, legislación, medio ambiente, etc.

Etapa 2 - Identificación del peligro/ componentes /aspectos sociales, medioambientales, seguridad industrial y salud.

Consiste en el análisis y el desglose del macro proceso en procesos primarios e identificación de las actividades, productos y servicios llevados a cabo de manera directa o en representación de eni, para identificar los posibles peligros/aspectos sociales, medioambientales, seguridad industrial y salud; todo esto durante condiciones de operación normales, condiciones anormales y de emergencia.

Generalmente, se consideran las siguientes fuentes de generación de riesgos y diferentes efectos/impactos medioambientales:

- Actividades de trabajo diarias (por ejemplo, contratistas y subcontratistas que llevan a cabo actividades de exploración y de supervisión)
- Observación espontánea de cualquier empleado
- Capacidades físicas y otros factores humanos que puedan generar peligros potenciales
- Conocimientos internos, tales como la experiencia, los fracasos de la industria y la base de datos
- Normas nacionales e internacionales pertinentes y normas y código de prácticas de eni México
- Uso de las auditorías y estadísticas de accidentes
- Riesgos transmitidos de procesos externos
- Talleres dedicados al intercambio de ideas (por ejemplo, Identificación de Peligros (HAZID))
- Estudios técnicos (por ejemplo, Evaluación Cuantitativa del Riesgo (QRA), Incendio y Explosión (FERA)); y
- Análisis de Riesgo de todas las situaciones de emergencia que se puedan generar, tales como, Derrames, Incendio y Explosión.

Para cada actividad, se identifican los peligros más significativos y luego se evalúan los efectos más probables para determinar si cada peligro es significativo o no en lo que respecta a las personas, el equipo crítico para la protección del personal, medio ambiente, activos y operaciones, reputación y contexto social.

Ahora, para determinar las categorías de riesgo, son consideradas las siguientes categorías:

- Aspectos sociales
- Aspectos medio ambientales
- Aspectos de seguridad operacional
- Aspectos de salud

Todas las áreas anteriormente mencionadas son evaluadas como parte de la identificación de peligros. Cuando dentro de las actividades existan áreas y/o categorías de riesgo no identificadas previamente se considerarán las necesarias adicionales incluyéndolas como componentes sociales-medioambientales, de seguridad, y de salud, respectivamente que son evaluadas como parte de la identificación de peligros. En la Tabla 9.25, Tabla 9.26 y Tabla 9.27 están desglosadas las consideraciones para los aspectos antes mencionados y son usadas cuando sean apropiadas a las operaciones del Proyecto.

Asimismo, en la Tabla 9.28 observan las categorías de peligros y palabras guía utilizados para la elaboración del análisis de identificación de riesgos (HAZID) en la presente etapa de desarrollo del presente documento.

Tabla 9.25 *Áreas de riesgo y categorías- aspectos sociales y medioambientales.*

	Áreas de Riesgo	Categoría del riesgo
Aspectos sociales	1.1 Comunidades y seguridad	1.1.1 Comunidades/medios de comunicación hostiles
		1.1.2 Daños al patrimonio cultural
		1.1.3 Actividad Terrorista/ sabotaje/ trasvase de combustible
		1.1.4 Amenazas de seguridad internas y externas
	1.2 Fuerza de trabajo/Ética	1.2.1 Riesgo inducido por el estrés/turno de trabajo
		1.2.2. Riesgo vinculado con la rotación del personal
1.2.3. Nivel insuficiente de capacitación de la población autóctona (mano de obra/contratistas locales)		
1.2.4. Barreras de comunicación		
Medio ambiente	2.1. Emisiones	2.1.1 Emisiones continuas a la atmósfera (requisitos de calidad del aire)
		2.1.2 Emisiones de emergencia/por alteración (requisitos de emisiones de gases de efecto invernadero)
	2.2. Derrames	2.2.1 Contaminación subterránea
		2.2.2 Contaminación de superficie
		2.2.3 Transporte por mar/tierra/aguas interiores (incluidas las actividades de carga y descarga)
	2.3. Residuos	2.3.1 Contaminación por residuos de operación
		2.3.2 Contaminación por residuos domésticos
		2.3.3 Contaminación por residuos sanitarios
		2.3.4 Contaminación por residuos radiactivos (TENORM o fuentes radiactivas)
	2.4. Agua para producción	2.4.1 Emisión continua al agua (requisitos de la legislación, sistemas de drenaje, separación de hidrocarburo/agua)
		2.4.2 Emisión continua al suelo
	2.5. Impacto sobre instalaciones	2.5.1 Área impactada (huella)
		2.5.2 Impacto por trazado de ductos
2.5.3 Uso anterior del terreno		
2.5.4 Fauna y flora vulnerables		
2.5.5 Impacto visual		
2.6. Biodiversidad	2.6.1 Reducción de la biodiversidad autóctona	
2.7. Hundimiento	2.6.1 Reducción de la biodiversidad autóctona	

Áreas de Riesgo	Categoría del riesgo
	2.7.1 Estructura del suelo
	2.7.2 Cimientos
	2.7.3 Agotamiento del yacimiento

Fuente: ENI-MEX-HSE 004- INT.PL "Gestión de Riesgos HSE".

Tabla 9.26 *Áreas de riesgo y categorías- aspectos de seguridad operacional.*

Áreas de Riesgo	Categoría del riesgo	
Equipos	3.1 Seguridad del proceso	3.1.1 Pérdida de contención primaria (falta de control en el proceso, erosión, corrosión, tensión del proceso)
		3.1.2 Manejo inconsistente con la filosofía del diseño y operaciones
		3.1.3 Riesgo por almacenamiento de inflamables
		3.1.4 Riesgo de ignición (incendio, explosión, fuego espontáneo)
		3.1.5 Riesgo por distribución (falta de contención, proximidad del módulo, vientos desfavorables, rutas de escape y puntos de reunión incorrectos)
		3.1.6 Riesgo de Reventón
		3.1.7 Riesgo de inhibición/anulación de elementos críticos de seguridad
		3.1.8 Riesgo de inhibición/anulación de elementos críticos de seguridad
	3.2 Seguridad de las operaciones	3.2.1 Riesgo por transporte y comunicación aérea
		3.2.2 Riesgo por transporte y comunicación terrestre
		3.2.3 Riesgo en transporte y comunicación en el mar/ aguas interiores (p. eje., actividades de manejo de anclaje + remolque)
		3.2.4 Levantamiento de objetos pesados
		3.2.5 Peligros de mantenimiento (acceso, anulación, desviación, etc.)
		3.2.6 Riesgo de Contratistas / Subcontratistas de calidad inferior (cláusulas y condiciones contractuales, capacitación y competencia)
		3.2.7 Operaciones Simultáneas/Concurrentes
		3.2.8 Riesgos por construcción, comisionamiento, arranque y paros.
	3.2.9 Riesgos en las operaciones de perforación	
3.3 Respuesta a emergencias	3.3.1 Falta de preparación para emergencias (combate de incendios, limpieza de derrames, apoyo de seguridad, evacuación)	
	3.3.2 Falta de comunicación para la planeación de emergencias	
3.4 Seguridad en la oficina	3.4.1 Riesgos relacionados con la oficina	

Fuente: ENI-MEX-HSE 004- INT.PL "Gestión de Riesgos HSE".

Tabla 9.27 *Áreas de riesgo y categorías - aspectos de salud.*

Áreas de Riesgo	Categoría del riesgo	
Salud	4.1. Ambiente laboral	4.1.1 Agente químico (incluidos los agentes cancerígenos, tóxicos, sustancias peligrosas y los que causan asfixia)
		4.1.2 Agente físico (ruido, vibración, barométrico, térmico, eléctrico, campo electromagnético, radiación óptica, radiación ionizante, TENORM)
		4.1.3 Riesgo ergonómico (carga física estática, carga física dinámica, lugar de trabajo), comodidad de oficina (ventilación, iluminación, temperatura, etc.)

Áreas de Riesgo	Categoría del riesgo
4.2. Emergencia médica	4.1.4 Riesgo psicosocial (contenido de la tarea, organización del tiempo, carga de trabajo, etc.)
	4.2.1 Instalaciones médicas del sitio
	4.2.2 Capacidades de respuesta a emergencias médicas (por ejemplo: incidentes significativos)
	4.2.3 Soporte médico por país y región
	4.2.4 Competencia del personal médico
4.3. Riesgo de enfermedad	4.2.5 Comunicación y respuesta (por ejemplo, planificación, preparación, respuesta, retraso, etc.)
	4.3.1 Enfermedades endémicas y enfermedades transmitidas por vectores
	4.3.2 Contacto con animales
	4.3.3 Riesgo social (VIH, ETS, etc.)
	4.3.4 Enfermedades de transmisión en el lugar de trabajo - bioseguridad.
	4.3.5 Riesgos en la alimentación (almacenamiento, manejo, eliminación de los alimentos; contaminación contacto térmico, gestión de la cadena alimentaria)
	4.3.6 Riesgos del agua (gestión del agua para consumo humano y para desecho)
4.4 Ubicaciones remotas	4.3.7 Enfermedad pandémica
	4.4.1 Clima y geografía
	4.4.2 Aptitud laboral
	4.4.3 Exacerbación de condiciones previamente existentes.
	4.4.4 Accidentes de tránsito en carretera, conductores.
	4.4.5 Consideraciones para sitio remoto (trabajo de alto riesgo, instalaciones limitadas, seguridad, trabajo por turnos rotativos, cambios culturales)
	4.4.6 Ubicación y logística

Fuente: ENI-MEX-HSE 004- INT.PL "Gestión de Riesgos HSE".

Tabla 9.28

Categoría de peligro y palabras clave utilizados en el HAZID.

Categoría de Peligro	Palabra Clave
Condición del pozo	Presión de formación
	Dimensión del equipo
	Litología
Natural (Diseño)	Manejo de residuos durante la perforación
Equipo submarino	Falla de la prueba BOP submarina
Plataforma de perforación	Tránsito de la plataforma de perforación
Natural (Operaciones rutinarias)	Clima extremo
	Fuente externa de ignición (relámpago)
Perforación	Inventario
	Peligro superficial
	Broca
	Perforación
	Revestimiento
	Cementación
Riesgos de incendio y explosión	Combustible almacenado durante la perforación
	Inflamables almacenados
	Protección y respuesta contra incendios
Emisiones y descargas al medio ambiente	Opciones de disposición de residuos
	Descargas continuas de la planta al aire
Riesgos de los procesos	Pérdida de contención durante almacenaje/ transferencia

Categoría de Peligro	Palabra Clave
Riesgos para la salud	Transporte Peligros laborales
Condición del pozo	Equipo
Logística	Cambios/ transferencia de tripulación
Perforación	Plataforma de perforación Plataforma de perforación: almacenaje/ transferencia Medición de las propiedades de formación durante la excavación del pozos, fuentes radiactivas.
Infraestructura	Producir Plan de Respuesta a Emergencias durante la fase de operación
Condición del pozo	Control del pozo
Intervención humana	Riesgos de seguridad
Filosofía de métodos de control	Filosofía de mantenimiento Respuesta a emergencias
Abandono de pozo	P&A (Desmantelamiento & abandono), Operaciones de cementación
Fuente: HAZID eni, 2018	

En esta fase, es importante también tener en cuenta la identificación de los posibles efectos adversos (riesgos) y los efectos beneficiosos potenciales (oportunidades de mejora), especificando los riesgos con posibles consecuencias.

Etapa 3 - Evaluación del Riesgo.

Consiste en la evaluación de la frecuencia, la consecuencia y de la tolerabilidad del riesgo para las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación, mediante la comparación del nivel de riesgo con criterios de tolerabilidad, mediante una matriz de enfoque cualitativo completo para la detección de riesgos.

Ahora, para comprender y utilizar cada uno de los términos antes mencionados, en las siguientes líneas se detalla los criterios para realizar la evaluación de los riesgos. Para empezar, Cada riesgo se evalúa mediante la consideración de los siguientes factores:

- ¿Con qué frecuencia es probable que se produzca el peligro?
- La gravedad de las consecuencias

Evaluación de Frecuencia.

Para poder evaluar este rubro, la información sobre la frecuencia puede obtenerse a partir de:

- Experiencia
- Datos de la empresa y origen, incluidos los datos de accidentes e incidentes

- Fuentes de datos publicados, tales como WOAD (Base de Datos Mundial de Accidentes Marítimos) y OREDA (Datos de confiabilidad para equipos marítimos y terrestres)

Cuando no se cuenta con datos, los mismos pueden obtenerse de los datos esenciales, con los siguientes métodos:

- Análisis de Árbol de fallas (FTA)
- Análisis modo de fallas y efectos (AMFE)

La frecuencia generalmente se expresa en ocurrencias por año. En la Tabla 9.29 se presentan las consideraciones para la evaluación de la frecuencia:

Tabla 9.29 *Definiciones de riesgo para frecuencia.*

Riesgo	Frecuencia 0	Frecuencia A	Frecuencia B	Frecuencia C	Frecuencia D	Frecuencia E
Riesgo de Personal (de Tarea)	No aplica	No aplica	Podría ocurrir, cuando se Presentan factores adicionales; de lo contrario es improbable	No hay certidumbre de que ocurra, pero con un factor adicional puede dar como resultado un accidente/exposición	Casi inevitable que ocurra accidente/exposición	Casi inevitable que ocurra más de un accidente/exposición
Personas (Riesgo Operativo)	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
Riesgo social	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	No aplica	No aplica	No aplica
Riesgo ambiental	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
Riesgo de activos	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
Riesgo de Reputación	Ocurrencia no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Ocurrencia creíble	Suceso probable	Ocurrencia posible/frecuente

Fuente: ENI-MEX-HSE 004- INT.PL "Gestión de Riesgos HSE".

Gravedad de las consecuencias.

Se analizan los resultados que tendría la supuesta materialización del riesgo estudiado, siempre dentro de límites razonables y realistas. Para ello, se tienen en cuenta los riesgos del personal, personas (riesgo operativo), riesgo social, riesgo ambiental, riesgo de activos y riesgo de reputación. En la Tabla 9.30 se presentan estos criterios:

Tabla 9.30 *Definiciones de nivel de gravedad de la consecuencia.*

Riesgo	Efecto/daño/impacto leve	Efecto/daño/impacto menor	Efecto/daño/impacto local	Efecto/daño/impacto mayor	Efecto/daño/impacto extensivo
Riesgo de Personal (de Tarea)	No aplica	tratamiento médico o LTA fuera de las instalaciones; hasta 10 días de descanso. Los agentes tienen efectos reversibles para la salud	Más de 1 LTA hasta 30 días de descanso. Los agentes tienen efectos irreversibles en la salud: ruido, manipulación manual, sustancias tóxicas, etc.	Los agentes son capaces de causar discapacidad grave o la muerte	Un accidente o enfermedad por riesgo de trabajo (por ejemplo, asfixia química o cáncer o enfermedades epidémicas)
Personas (Riesgo Operativo)	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto/lesión mayor para la salud	Invalidez total permanente o 1 muerte (pequeña población expuesta)	Múltiples víctimas mortales (grupos expuestos)
Riesgo social	Radiación (kW/m ²): < 3 Deflagración: No aplica Sobrepresión (mbar): < 30 Toxicidad (ppm): Hasta TLV	Radiación (kW/m ²): 3 Deflagración: Sobrepresión (mbar): 30 Toxicidad (ppm): TLV	Radiación (kW/m ²): 5 Deflagración: Sobrepresión (mbar): 70 Toxicidad (ppm): IDLH	Radiación (kW/m ²): 7 Deflagración: ½ LFL Sobrepresión (mbar): 140 Toxicidad (ppm): LC 1% hmn	Radiación (kW/m ²): 12.5 Deflagración: LFL Sobrepresión (mbar): 300 Toxicidad (ppm): LC 50% hmn
Riesgo ambiental	Sin impacto en los interesados o impacto temporal en la zona. zona afectada <0.1 milla cuadrada Derrame (1)<1 m ³ - Ningún impacto	Cierta preocupación de los interesados a nivel local o 1 año para la recuperación natural o impacto en un pequeño no. de especies no comprometidas. zona afectada <1 milla cuadrada	Preocupación de los interesados a nivel regional o 1-2 años para la recuperación natural o 1 semana para limpieza o amenaza para algunas especies o impacto en áreas naturales protegidas. zona afectada <10 millas cuadradas - Derrame (1)<100 m ³ .	Preocupación de los interesados a nivel nacional o impacto en las licencias o 2-5 años para la recuperación natural o hasta 5 meses para limpieza o amenaza a la biodiversidad o impacto en áreas de interés para la ciencia. zona afectada <100 millas cuadradas - Derrame (1)<1000 m ³ .	Preocupación de los interesados a nivel internacional o impacto en las licencias/adquisiciones o > 5 años para la recuperación natural o > 5 meses para limpieza o reducción de la biodiversidad o impacto en la conservación de zonas especiales áreas. zona afectada > 100 millas

Riesgo	Efecto/daño/impacto leve	Efecto/daño/impacto menor	Efecto/daño/impacto local	Efecto/daño/impacto mayor	Efecto/daño/impacto extensivo
Riesgo de activos	Sin interrupción de las operaciones/actividad comercial	Posible interrupción breve de las operaciones/actividad comercial: costo de la reparación <200,000 USD; inactividad en la producción <1 día.	La unidad ha sido reparada/ reemplazada para reanudar las operaciones: costo de la reparación <2,500,000 USD; inactividad en la producción <1 semana	Periodo largo/Cambios sustanciales para reanudar las operaciones/actividad comercial: costo de la reparación <2,500,000 USD; inactividad en la producción <3 meses. Investigación a gran escala para el costo de los daños.	Pérdida total de operaciones/actividad comercial. Renovación necesaria para reanudar el proceso: costo de la reparación > 2,500,000 USD; inactividad en la producción >3 meses. Investigación exhaustiva para el costo de los daños.
Riesgo de reputación	Impacto menor y de corta duración en la localidad	Algo de pérdida de reputación en la zona, que debería recuperarse	Daño potencial significativo para la reputación a nivel regional	Daño grave/permanente a la capacidad de la Empresa para sostener una posición de negocios en la localidad, algunas implicaciones más amplias para la Empresa	Pérdida potencial de posición de negocios en el futuro en la localidad/región y/o daño significativo perdurable a la imagen general de eni

Fuente: ENI-MEX-HSE 004- INT.PL "Gestión de Riesgos HSE".

Jerarquización del riesgo.

Una vez que se conoce la frecuencia y la gravedad de los diferentes casos, se utiliza una matriz de riesgos para determinar el nivel de riesgo para cada escenario considerado. En la Tabla 9.31 se presenta la matriz general de evaluación de riesgos donde se evalúan las consecuencias de acuerdo al receptor pudiendo ser personas, medio ambiente, activos o reputación de acuerdo a las áreas y categorías de riesgo definidas en la Tabla 9.25, Tabla 9.26 y Tabla 9.27.

Tabla 9.31 Matriz general de evaluación de riesgos.

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Severidad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos ¹²	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve						
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor						
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto local	Daño local	Impacto local						
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional						
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional						

¹² Activos se refiere a los bienes, derechos y otros recursos controlados económicamente por la empresa.

Cuando los riesgos están jerarquizados, es usada una serie de consideraciones para poder atender el riesgo, de acuerdo a la categoría en la que se encuentre. En la Tabla 9.32 podemos ver dichos niveles:

Tabla 9.32 *Definición de niveles de riesgo.*

<i>Color</i>	<i>Nivel de Riesgo</i>	<i>Definición</i>
	Riesgo bajo	Riesgos ampliamente admisibles, siguiendo los procedimientos básicos.
	Riesgo medio	El nivel de riesgo requiere un seguimiento continuo para evitar el deterioro.
	Riesgo medio/alto	El nivel de riesgo residual puede ser tolerable sólo cuando se ha realizado una revisión estructurada de las medidas de reducción de riesgos. En caso de que no pueda implementarse la medida de mitigación (ya que no puede ser controlada por eni México) o su costo ha demostrado ser desproporcionado con respecto a los beneficios (en términos de reducción del riesgo), el proceso de mitigación puede detenerse en este punto (tan bajo como sea razonablemente posible).
	Riesgo alto/intolerable	El nivel de riesgo residual no es aceptable y se requieren otras medidas de control de riesgos para mover el riesgo a las regiones anteriores.

Etapa 4 - Tratamiento del Riesgo.

Identificación de medidas eficaces de reducción de riesgos con el fin de reducir y/o controlar o mitigar el riesgo mediante la reducción de la posibilidad / probabilidad / frecuencia y gravedad de las consecuencias. Para cualquier riesgo dado, existen cuatro enfoques básicos de gestión:

- Tomar/aceptar: el riesgo se tolera sin aplicación de controles activos
- Evitar: se eliminan los factores que pueden crear un riesgo (por ejemplo, la sustitución de productos químicos peligrosos)
- Tratar/Gestionar: aplicar controles en forma de hardware, software, procedimientos, planes de contingencia, con la finalidad de reducir la frecuencia o las consecuencias del evento; y
- Transferir/compartir: Asegurar (sólo en caso de riesgo para los activos).

Se define un plan de acción de mitigación de riesgos y el mismo contiene el conjunto de tareas necesarias para reducir el nivel de riesgo a su objetivo. Cada tarea tiene una persona responsable, una descripción del estatus y una fecha de vencimiento.

Etapa 5 - Seguimiento y Revisión.

Seguimiento y la revisión de todo el proceso para garantizar que siga siendo eficaz y para verificar si las barreras siguen siendo eficaces.

Informe de Riesgos.

Una vez que se ha determinado el nivel de riesgo y los respectivos controles para el mismo, toda la información es vertida en una tabla resumen de identificación

de peligros (HAZID). La tabla incluye de manera general la siguiente información:

- Categoría de peligro
- Palabra guía
- Evento peligroso (descripción)
- Consecuencia
- Receptor
- Salvaguardas existentes
- Evaluación (probabilidad, severidad y clasificación de riesgo)
- Medidas de reducción del riesgo/ Medidas adicionales de mitigación
- Restablecimiento operacional
- Comentarios
- KPI (columna de seguimiento)

Desarrollo de la sesión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos.

El proceso de detección y evaluación de riesgos se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario de expertos de eni, incluidas las áreas de perforación e higiene, seguridad y medio ambiente (HSE). La sesión se realizó mediante coordinación del Gerente de HSE de eni México el 8 de junio de 2018. El alcance del análisis incluyó las actividades de perforación del AC10 del Golfo de México. Las personas involucradas en la sesión de identificación fueron:

- Luca Fioacchini - Ingeniero de proyecto
- Francisco Vacas - Gerente de HSE
- Nitin Sharman - Gerente de pozos en eni

En el Anexo 9.7, se incluye la lista de participantes de la sesión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos.

El análisis incluyó una tormenta de ideas para identificar los peligros y jerarquizar los riesgos de acuerdo a los lineamientos establecidos en el procedimiento pro ENI-MEX-HSE-004 - int.pl rev 1 "Gestión de Riesgos e informe de riesgos HSE":

- Peligros y/o eventos peligrosos asociados con las actividades de perforación y pruebas de producción
- Jerarquización de los riesgos asociados con la matriz general de riesgos de eni
- Controles/salvaguardas de ingeniería y/o administrativos planeados aplicables al alcance del análisis; y
- Recomendaciones propuestas

Se identificaron receptores de impacto sobre la salud e integridad de las personas, el medio ambiente, daños en los activos y/o problemas de operatividad, y en la reputación de la empresa de acuerdo a la Tabla 9.25, Tabla 9.26 y Tabla 9.27.

Para este estudio se incluyeron cinco (5) nodos para el análisis de las actividades del proyecto, de acuerdo a la metodología interna de eni y cubriendo las expectativas de la autoridad. Estos nodos son: Diseño; construcción (movilización y desmovilización); operaciones rutinarias; operaciones no rutinarias y abandono de pozo.

La descripción de los nodos incluidos dentro del análisis HAZID, así como las actividades asociadas se presentan en la *Tabla 9.33*.

Tabla 9.33 *Nodos y actividades asociadas.*

No. Nodo	Nombre del nodo	Descripción
1	Diseño	Consideraciones del diseño de pozo.
2	Construcción (movilización y desmovilización)	Actividades de movilización y desmovilización de la plataforma al sitio de perforación.
3	Operaciones rutinarias	Operaciones desarrolladas durante la perforación del pozo.
4	Operaciones no rutinarias	Operaciones que no están contempladas durante una operación normal, como: mantenimiento, emergencias, etc.
5	Abandono de pozo	Acciones a tomar una vez terminada las actividades de perforación.

Fuente: ERM 2018

9.4.2.1 *Resultados y recomendaciones.*

Para poder identificar las diferentes actividades en cada nodo se le asignó a cada actividad un ID, el cual fue asignado de forma consecutiva dentro del desarrollo del análisis de riesgos.

El análisis de cada una de las actividades de los nodos arriba mencionados, resultó en un total de 49 posibles consecuencias de acuerdo a las palabras guías evaluadas. La distribución de cada una de estas actividades por nodo se muestra en la *Tabla 9.34*.

Tabla 9.34 *Resumen de resultados para cada nodo.*

Nombre del nodo	Categoría del peligro	Palabra guía	Evento peligroso	Consecuencia	Salvaguardas existentes	Medidas de reducción del riesgo / Medidas adicionales de mitigación
Diseño	3	5	6	6	6	6
Construcción (movilización y desmovilización)	1	1	4	4	4	1
Operaciones rutinarias	9	21	32	29	32	27
Operaciones no rutinarias	4	5	6	5	6	6
Abandono de pozo	1	1	1	1	1	1

Nota: En caso de que un aspecto se repita más de una ocasión sólo fue contabilizado de manera unitaria
Fuente: ERM, 2018

A continuación, de la Tabla 9.35 a la Tabla 9.40 se encuentran los IDs de los eventos jerarquizados según los peligros externos y ambientales, peligros operacionales y peligros para la salud, para antes de la aplicación de salvaguardas y después.

Tabla 9.35 Jerarquización de riesgo identificando número de consecuencias por PELIGROS EXTERNOS Y AMBIENTALES (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Medio ambiente	0	A	B	C	D	E
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
1	Efecto leve			3.9.2.1.1			
2	Efecto menor		3.4.1.1.1	3.4.2.1.1, 3.5.1.1.1	1.2.1.1.1		
3	Efecto local						
4	Efecto mayor						
5	Efecto extensivo		4.4.2.1.1, 5.1.1.1.1	3.7.1.1.1, 4.2.1.1.1			

Tabla 9.36 Jerarquización de riesgo identificando número de consecuencias por PELIGROS OPERACIONALES (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia			Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo operativo)	Activos	0	A	B	C	D	E
			<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
1	Efecto/ lesión leve para la salud	Daño leve		1.1.3.1.1				
2	Efecto/ lesión menor para la salud	Daño menor		2.1.2.1.1, 2.1.4.1.1, 3.2.1.1.1, 3.2.2.1.1, 3.2.6.1.1, 3.2.8.1.1	1.1.1.1.1, 1.1.2.1.1, 3.2.7.1.1, 3.2.9.1.1, 3.2.11.1.1, 3.2.12.1.1	1.3.1.1.1, 3.1.2.1.1, 3.2.3.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Daño local		2.1.1.1.1, 3.2.10.1.1	3.4.2.1.1			
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Daño mayor		2.1.3.1.1, 3.8.3.1.1	3.2.5.1.1			
5	Múltiples víctimas mortales	Daño extensivo		1.1.4.1.1, 3.8.1.1.1, 3.8.2.1.1, 3.8.4.1.1	3.1.1.1.1			

Tabla 9.37 Jerarquización de riesgo identificando número de consecuencias por PELIGROS PARA LA SALUD (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento					
		0	A	B	C	D	E
Gravedad	Personas (Riesgo operativo)	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
1	Efecto/ lesión leve para la salud						
2	Efecto/ lesión menor para la salud		3.6.2.1.1		3.6.1.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud		3.3.2.1.1, 4.3.1.1.1	3.3.1.1.1, 3.3.3.1.1, 4.1.2.1.1	3.3.4.1.1		
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento		4.4.1.1.1	3.9.3.1.1, 3.9.4.1.1, 4.1.1.1.1	3.9.1.1.1		
5	Múltiples víctimas mortales						

Tabla 9.38 Jerarquización de riesgo identificando número de consecuencias por PELIGROS EXTERNOS Y AMBIENTALES (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Medio ambiente	0	A	B	C	D	E
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
1	Efecto leve		1.2.1.1.1	3.9.2.1.1			
2	Efecto menor		3.4.1.1.1	3.4.2.1.1, 3.5.1.1.1			
3	Efecto local						
4	Efecto mayor						
5	Efecto extensivo	4.4.2.1.1, 5.1.1.1.1	3.7.1.1.1, 4.2.1.1.1				

Tabla 9.39 Jerarquización de riesgo identificando número de consecuencias por PELIGROS OPERACIONALES (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia			Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo operativo)	Activos	0	A	B	C	D	E
			<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
1	Efecto/ lesión leve para la salud	Daño leve	1.1.4.1.1	1.1.1.1.1, 1.1.2.1.1, 1.1.3.1.1, 1.3.1.1.1, 3.2.1.1.1, 3.2.2.1.1, 3.4.2.1.1, 3.2.5.1.1, 3.2.6.1.1, 3.2.7.1.1, 3.2.8.1.1, 3.2.9.1.1, 3.2.10.1.1, 3.2.11.1.1	3.2.3.1.1			
2	Efecto/ lesión menor para la salud	Daño menor		2.1.2.1.1, 2.1.4.1.1, 3.2.12.1.1	3.1.1.1.1	3.1.2.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Daño local		2.1.1.1.1				
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Daño mayor	2.1.3.1.1, 3.8.3.1.1					
5	Múltiples víctimas mortales	Daño extensivo	3.8.1.1.1, 3.8.2.1.1, 3.8.4.1.1					

Tabla 9.40 Jerarquización de riesgo identificando número de consecuencias por PELIGROS PARA LA SALUD (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo operativo)	0	A	B	C	D	E
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
1	Efecto/ lesión leve para la salud						
2	Efecto/ lesión menor para la salud		3.3.1.1.1, 3.6.2.1.1, 4.1.1.1.1	4.1.2.1.1	3.6.1.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud	4.3.1.1.1	3.3.2.1.1, 3.3.3.1.1, 3.3.4.1.1				
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	4.4.1.1.1	3.9.3.1.1, 3.9.4.1.1	3.9.1.1.1			
5	Múltiples víctimas mortales						

La Tabla 9.38, Tabla 9.39 y Tabla 9.40 fueron utilizadas para identificar las actividades con nivel de riesgo más alto y de esta forma realizar la correspondiente modelación. De acuerdo a la información mostrada, existen treinta y siete (37) consecuencias con categoría de riesgo bajo, nueve (9) consecuencias en categoría de riesgo medio y tres (3) consecuencias en categoría de riesgo medio-alto. Ninguna desviación quedo definida con un nivel de riesgo residual alto.

De las consecuencias identificadas, aquellas categorizadas con riesgo medio fueron seleccionadas las de mayor severidad (nivel 5) y el total de las categorizadas con riesgo medio-alto, dichas consecuencias se resumen en la Tabla 9.41.

Tabla 9.41 *Resumen de eventos con nivel medio y medio-alto después de salvaguardas.*

No. De evento	Nombre del nodo	Descripción del evento peligroso	Consecuencias	Riesgo residual			
				ID en HAZID	Severidad	Frecuencia	Categoría de riesgo
1	Operaciones rutinarias	Pérdida de la integridad del pozo	Reventón (blow-out)	3.7.1.1.1	5	A	MHR
2	Operaciones rutinarias	Falla mecánica / eléctrica de la aeronave	Choque de aeronave	3.8.1.1.1	5	0	MR
3	Operaciones rutinarias	Agotamiento de combustible	Choque de aeronave	3.8.2.1.1	5	0	MR
4	Operaciones rutinarias	Error humano	Choque de aeronave	3.8.4.1.1	5	0	MR
5	Operaciones rutinarias	Objetos caídos	Agravios personales, daño a los bienes	3.9.1.1.1	4	B	MHR
6	Operaciones no rutinarias	Pérdida de contención de pozo	Reventón (blow-out)	4.2.1.1.1	5	A	MHR
7	Operaciones no rutinarias	Falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia	Lesiones al personal, daño a las instalaciones y el medioambiente	4.4.2.1.1	5	0	MR
8	Abandono de pozo	Aislamiento o barreras inadecuadas	Liberación de hidrocarburos al mar	5.1.1.1.1	5	0	MR

Fuente: HAZID eni AC10. Abril, 2018.

Como se puede observar en la Tabla 9.41, de los ocho (8) eventos identificados, tres (3) fueron jerarquizados con nivel medio- alto y están relacionados con la pérdida de contención de pozo y objetos caídos. También se identificaron cinco (5) eventos que presentan el mayor nivel de severidad (nivel 5) catalogados con riesgo medio y se encuentran relacionados con objetos caídos, choque e aeronave, fallas en los procedimientos de emergencia y la liberación de hidrocarburos al mar debido al aislamiento inadecuado de barriles.

Para estos eventos se cuentan con controles preventivos y medidas de mitigación en caso de que se necesite responder ante el evento. Estas están documentadas en las hojas de trabajo del HAZID (Anexo 9.8).

Algunas de estas medidas de mitigación se mencionan a continuación:

- Sistema BOP (“Blowout Preventer”, por sus siglas en inglés) certificado para prevención de colapso
- Sistema de fluido para perforación
- Personal certificado en control de pozos
- Prueba de presión BOP periódicamente
- LWD (registro durante la perforación)
- Ingenieros geomecánicos del contratista
- Programa para el abandono del pozo
- Diseño mecánico final del pozo
- Zonas de permeabilidad geológica
- Evaluación del riesgo de operación
- Procedimientos implementados
- Certificación e inspección de herramientas y equipo
- Barreras probadas

Para efectos de análisis de consecuencias se debe proceder a modelación de aquellas actividades que hayan sido jerarquizadas con un nivel de riesgo alto y que sean susceptibles de modelación. En este caso se procedió a modelar el evento de “pérdida de contención del pozo”, que, aunque fue jerarquizado con un nivel de riesgo medio- alto, presentaría un efecto potencial mayor al medio ambiente. El evento de “liberación de hidrocarburos al mar debido al aislamiento inadecuado de barriles” no fue sujeto a modelación debido a que el volumen total que podría ser derramado será siempre menor al que se consideró para la modelación de “pérdida de contención de pozo”.

El evento de “choque de aeronave” no fue considerado para modelación debido a que, como se observa en la Tabla 9.21 de la sección anterior, no se identificaron accidentes reportados en donde el helicóptero impactará directamente en la plataforma, siendo el océano el principal lugar en donde ocurren los accidentes. Al mismo tiempo, con base a la hoja de datos de seguridad en el Anexo 9.3, el punto de auto ignición del combustible a utilizar es de 440°C y no se generaría acumulación de vapor de combustible, por lo que no se considera la posibilidad de ignición. La cantidad de combustible derramado al agua puede potencialmente ser despreciada ya que en el océano rápidamente se disipará, evaporará, disolverá o se esparcirá lo suficiente como para no ser una amenaza para los impactos de la vida silvestre.

Eni cuenta con las siguientes medidas de reducción del riesgo en caso de que un evento de choque de aeronave ocurra:

- Seguimiento del programa de mantenimiento de acuerdo a las recomendaciones del fabricante de la aeronave
- Difusión de las normas y requisitos de embarque.
- Seguimiento del Programa de Capacitación.

Esta sección tiene como objetivo analizar las consecuencias de un evento de derrame de Hidrocarburo en el Golfo de México producto de una pérdida de contención del pozo. Este escenario se seleccionó con base en la metodología de identificación y jerarquización descrito en la sección anterior. Y fue seleccionado para ser modelado considerando que se trata del escenario con un mayor impacto (mayor severidad). No se considera la posibilidad de un charco de fuego producto del derrame debido a que hay múltiples efectos naturales, como corrientes marinas, flujos y temperaturas, que impiden realizar una estimación factible de que un charco de Hidrocarburo pueda tener condiciones fisicoquímicas factibles para presentar un incendio.

El modelo del impacto de un derrame accidental de hidrocarburos se realizó utilizando los módulos hidrodinámicos (HDM), químicos y de hidrocarburo (COSIM), módulos de GEMSS® (Sistema de modelado ambiental generalizado para aguas superficiales), software de modelado de aguas superficiales tridimensionales. Para los estudios de impacto ambiental, se aplicará un procedimiento típico al modelo de derrame en modo estocástico para predecir la probabilidad de un impacto de derrame en la superficie del agua, subsuelo y costa. Las condiciones a las que se llevó a cabo la modelación del derrame se obtienen generalmente de la línea de base ambiental, mediciones en campo, datos de monitoreo a largo plazo que puedan estar disponibles dentro del Área del Proyecto. Dichas condiciones son las que se describen en la Tabla 9.11 del presente reporte.

Las simulaciones realizadas con COSIM fueron usadas para predecir la extensión espacial del hidrocarburo derramado para el caso de Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo. El objetivo de esto es proporcionar un rango de opciones que podrían ocurrir en caso de un derrame y que representan los casos de mayor preocupación para los encargados de responder ante dichos eventos.

Para la duración del blow-out se han tomado dos escenarios diferentes:

- Duración de blow-out igual a 10 días. Según las estadísticas de eni (para pozos de exploración, evaluación) después de 10 días el pozo colapsa y el flujo se detiene. En este escenario de 10 días, el pozo está en etapa de perforación y las paredes del pozo colapsarían como consecuencia del caudal de fluidos en agujero descubierto y el flujo se detiene de forma natural.
- Duración de Blow-out igual a 55 días. Para este caso se considera se considera el tiempo extremo en donde es necesario la construcción de un pozo de alivio, para controlar el derrame.

Sin embargo, para cada iteración del modelo se simuló una descarga de hidrocarburo con una duración de liberación continua de únicamente 55 días, bajo tres temporadas meteocéánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de noviembre a febrero) y seca (de marzo a mayo). Ya que como se mencionó anteriormente es el tiempo máximo para controlar el derrame y cuyos efectos para planeación de emergencias estaría contenido también el evento de 10 días de duración (ver Sección 9.5.1).

Las iteraciones del modelo fueron ejecutadas dos veces por mes para cinco años de información hidrodinámica y meteorológica (desde el 1 de junio del 2009 hasta el 31 de mayo del 2014) con un total de 120 iteraciones.

9.5.1

Enfoque general

El estudio de modelación, se llevó a cabo utilizando un conjunto de datos que incluyeron mapas de línea costera, batimetría, información meteorológica e hidrodinámica usada para caracterizar el movimiento de las aguas del Golfo de México (GdM). Las simulaciones realizadas fueron usadas para predecir la extensión espacial del hidrocarburo derramado el caso de *Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo*, que es el de mayor preocupación para los encargados de responder ante dichos eventos. Este caso se simuló bajo tres temporadas meteocéánicas que se presenta a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de noviembre a febrero) y seca (de marzo a mayo). Este caso y las condiciones meteocéánicas se consideraron para simular un derrame promedio de 115,103 barriles por día (sbpd) de hidrocarburo con una duración de la liberación de 55 días (con un volumen total de 6,330,698 barriles).

Duración estimada del derrame

La duración del derrame se estableció tomando en cuenta varios factores críticos, siendo el principal la movilización de equipo específico ubicado en Estados Unidos. Otros factores críticos tomados en cuenta para la duración fueron la evacuación del personal y la movilización de equipos de control de derrame, la selección del equipo a utilizar y la puesta en marcha plan de respuesta adecuado para la situación. La referencia para la duración del reventón es la NTL No. 2015-N01 y NTL No. 2010-N06 de US BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) después del derrame del pozo Macondo en el Golfo de México^{xiii}, y las lecciones aprendidas de dicho evento; considerando el tiempo que necesita

^{xiii}Report of Investigation. Deepwater Horizon, 2010.
<https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/reports/safety/2-deepwaterhorizon-roi-uscg-volume-i-20110707-redacted-final.pdf>

para movilizar el equipo de emergencia más el tiempo para perforar un pozo de alivio, cómo peor caso.

Los 55 días indicados para la modelación de derrame consideran que se genera el blow-out cuando en el pozo ha finalizado la perforación, los revestidores están colocados y cementados, fallan los dispositivos anti-reventones y no se tiene acceso a la plataforma de perforación con la siguiente línea de tiempo:

- 10 días - Tiempo para movilizar, instalar y asegurar una nueva plataforma de perforación
- 40 días - Perforación de pozo de alivio
- Cinco (5) días - Tiempo necesario para matar el pozo generador del blow-out desde el pozo de alivio

Estimación de flujo de descarga

Para la estimación de flujo de descarga se utilizó un estudio de evaluación de reventón de pozo realizado por ENI previamente respecto al AC10^{xiv}. A partir de este se obtuvieron los datos para el flujo de descarga del peor escenario posible. A continuación, se presenta la metodología y los resultados del estudio de evaluación de pozo realizado previamente para la estimación de flujo de descarga.

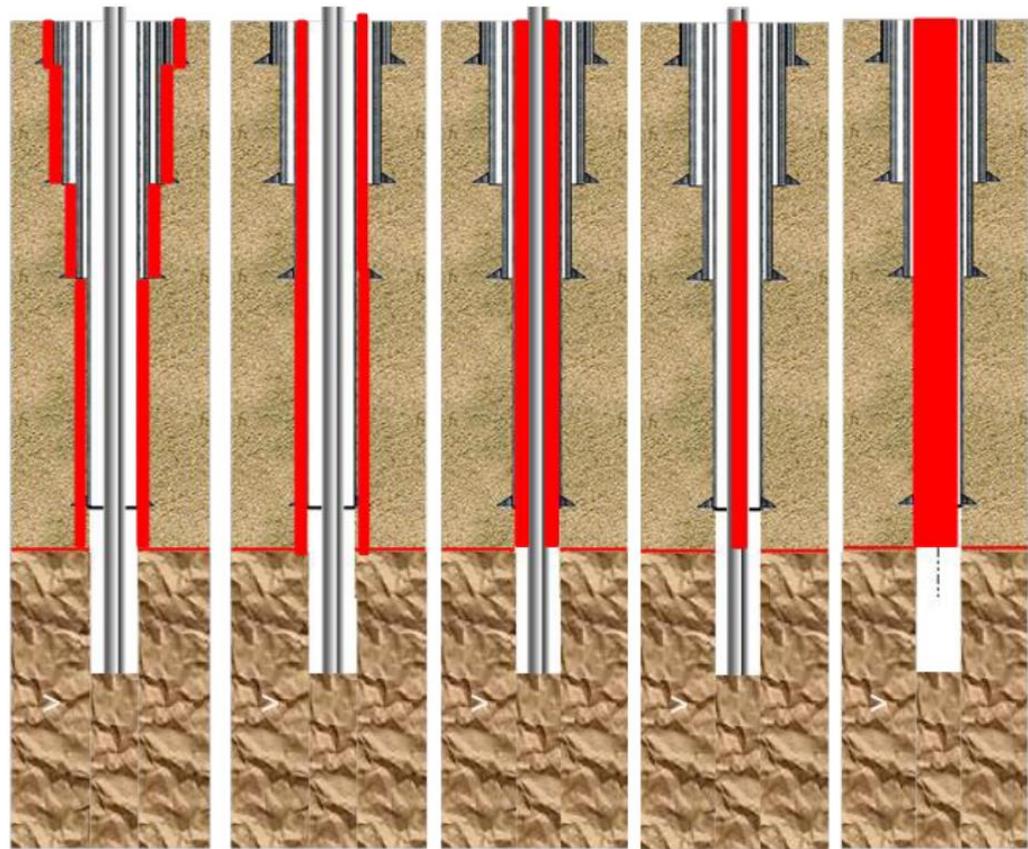
Selección preliminar de tasa flujo de reventón: Short Cut Model

Se realizó un estudio de sensibilidad con el objetivo de identificar los escenarios de descarga más desfavorables para el reventón, considerando el rango de variación de los datos de entrada proporcionados, las diferentes condiciones de reventón (de un solo nivel o contemporáneas) y las geometrías (trayectorias de flujo, Figura 9.7).

El cálculo de las condiciones de caudal y descarga se ejecutaron con el modelo de dimensión cero ^{xv}, denominado *Short Cut Model* (SCM), incluido en la metodología RAINBOW.

^{xiv} "Blowout Evaluation and Killing Design Study of the México Area 10 exploration wells" Rev 1 Centro per le Tecnologie Energetiche ed Ambientatli, S. Coletlli, M. Bonuccelli, 2018.

^{xv} P. Blotto, P. Andreussi, M. Bonuccelli, R. Galinetto, F. Podenzani, M. Zuvo, M. Andreassen, "Application of Integrated Methodology for the Evaluation of the Safety and Environmental Impact Associated to a possible Blow-out Event in North Sea", Offshore Mediterranean Conference OMC 2001, Ravenna March 28-30, 2001



Outside casing Outer annulus Annulus Inside drill string Open Hole

Outside Casing: Al exterior de la tubería de revestimiento

Outer Annulus: Espacio anular externo

Annulus: Espacio anular

Inside drill string: Dentro de la sarta de perforación

Open Hole: Agujero descubierto (pozo sin tubería de revestimiento)

Fuente: "Blowout Evaluation and Killing Design Study of the México Area 10 exploration wells", Eni, 2018

Figura 9.7 *Posibles trayectorias de flujo en caso de reventón*

Mejor estimación de tasa de flujo de reventón: OLGA

OLGA es un simulador de flujo multifásico de una dimensión. Es usado para simular el comportamiento del flujo transiente y los perfiles de presiones del pozo, desde el fondo hasta el cabezal. Se utiliza principalmente para modelar el flujo en redes de pozo, líneas de flujo, líneas de conducción y equipos de proceso.

Una vez identificado el peor escenario de descarga con la selección preliminar, el cálculo de la tasa de flujo se realizó con el software OLGA, con el propósito de realizar una simulación detallada del yacimiento y la geometría del pozo mediante modelado unidimensional.

La caracterización termodinámica del fluido se ha ejecutado con el paquete PVTsim, realizando un ajuste adecuado para que coincida con las características del crudo. (°API, BP, etc.)

Las condiciones de reventón se identifican cruzando el Desempeño de Elevación Vertical (VLP, *Vertical Lift Performance*) con el Rendimiento de Flujo de Reserva (IPR, *Inflow Performance of Reservoir*) adecuado. Este enfoque está integrado en el Short Cut Model (SCM), pero también se lleva a cabo en el cálculo del índice de flujo de reventón con el código OLGA.

En este estudio, para el índice de productividad, no solo se utilizó el método de IPR lineal mencionado y validado con la metodología RAINBOW, también se realizó el análisis con la ecuación de flujo de Vogel, presentada en la Figura 9.8.

Cuando la presión del punto de burbuja es más alta que la presión del flujo del fondo del pozo significa que, termodinámicamente, el yacimiento está saturado. Bajo estas condiciones, existe el fenómeno de gas instantáneo (*flash gas*) en el depósito, lo que resulta en una reducción en la productividad del mismo. Por esta razón es necesario hacer un mayor análisis del flujo de descarga del pozo. La ecuación de Vogel permite obtener una solución simplificada al problema del flujo de dos fases cuando la presión del punto de burbuja es más alta que la presión de flujo del fondo del pozo. Vogel dio la siguiente ecuación para tomar en cuenta el flujo de dos fases (q_0) en el yacimiento con efectos de saturación:

$$q_o(t) = J^*(\bar{p} - p_b) + \frac{p_b \cdot J^*}{1,8} \left[1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{p_b} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{p_b} \right)^2 \right]$$

q_o : Flujo de dos fases

J : Índice de Productividad

\bar{p} : Presión promedio actual del yacimiento

p_b : Presión de punto de burbuja

P_{wf} : Presión de flujo de fondo del pozo

Fuente: "Blowout Evaluation and Killing Design Study of the México Area 10 exploration wells", Eni, 2018

Figura 9.8

Ecuación de Vogel

Datos de alimentación

Para los datos geométricos de los pozos (profundidad y diámetros) se utilizaron los esquemas de pozo presentados en la sección 9.1.3. y se resumen en la Tabla 9.42. Para la sarta de perforación el estudio tomó un diámetro de 5".

Tabla 9.42

Datos geométricos principales aplicable al pozo Sáasken-1 y Sáasil-1

Tubería de Revestimiento	ND	ID	OD	Profundidad(m)	
	(pulg)	(pulg)	(pulg)	MD	TVD
Conductor	34	34	36	504	504
Superficial	24.5	24.5	26	800	800
Intermedia	18.376	18.376	20	1270	1270
Corta	12 3/8	12 3/8	13 5/8	1900	1900

Tubería de Revestimiento	ND	ID	OD	Profundidad(m)	
	(pulg)	(pulg)	(pulg)	MD	TVD
Agujero descubierto	NA	NA	12 1/4	3200	3200

ND: Diámetro Nominal
 ID: Diámetro interno
 OD: Diámetro Externo
 MD: Profundidad Medida
 TVD: Profundidad Vertical Real
 Fuente: "Blowout Evaluation and Killing Design Study of the México Area 10 exploration wells", Eni, 2018

Los datos termodinámicos para ambos pozos (Sáasken-1 y Sáasil-1) tomando en cuenta tres diferentes formaciones geológicas (mioceno superior, mioceno intermedio y mioceno inferior) y se presentan en la Tabla 9.43. Desde el punto de vista de las sustancias tóxicas, no se prevén H₂S ni CO₂ en las formaciones.

Tabla 9.43 *Datos termodinámicos y de frontera en términos de rangos de variaciones*

Parámetro	Rango de Valor			Unidad
Formación geológica de la reserva	Mioceno Superior	Mioceno Intermedio	Mioceno Inferior	
Tipo de reventón	Submarino	Submarino	Submarino	
Ubicación de Reventón	Costa afuera	Costa afuera	Costa afuera	
Duración reventón	55	55	55	Días
Profundidad del Agua	380	380	380	m
Temperatura del yacimiento	28	49	69	°C
Presión estática	190-225	320-395	345-425	Bar _g
Presión estática DATUM	1620	2510	2710	m bajo el nivel del mar
Gradiente de Presión de Poro	1.2-1.4	1.3-1.6	1.3-1.6	Kg/cm ² /10m
Índice de Producción	8-32	8-32	8-32	Sm ³ /d/bar
Gravedad Hidrocarburo	35-40	35-40	35-40	°API
Punto Burbuja	140	140	140	Bar _g a T° de yacimiento

Parámetro	Rango de Valor			Unidad
G.O.R	75.25	75.25	75.25	Sm ³ /m ³
Contenido de gas H ₂ S en superficie	0	0	0	ppm

G.O.R: Proporción de gas y aceite

Fuente: "Blowout Evaluation and Killing Design Study of the México Area 10 exploration wells", Eni, 2018

Resultados de flujo de descarga

Como se mencionó anteriormente, se realizó un análisis preliminar con el método SCM para identificar los valores que pueden maximizar el flujo de hidrocarburo y gas. Al mismo tiempo, todas las simulaciones realizadas con SCM para el cálculo de las tasas de flujo de reventón se realizaron teniendo en cuenta la ecuación de Vogel.

Para las simulaciones realizadas con SCM se tomó en cuenta el reventón simple del objetivo 1, y el reventón simultáneo del objetivo 2 y el objetivo 3 para ambos pozos (Sáasken-1 y Sáasil-1), por las diferentes trayectorias (Figura 9.7) ^{xvi}.

Entre todas las posibles trayectorias de flujo en las que puede ocurrir el evento de reventón, el estudio de sensibilidad preliminar permitió identificar los dos peores escenarios de descarga posibles (WCD). Estos escenarios fueron los reventones atmosféricos y subacuáticos de agujero descubierto, considerando el reventón simultáneo del objetivo 2 y el objetivo 3, para ambos pozos. Estos dos escenarios de WCD fueron considerados para simulaciones de reventón con el código OLGA (Mejor enfoque de estimación) a través del cual es posible evaluar con mayor precisión el valor de las tasas de flujo de reventón de petróleo y gas. El resumen de los resultados de la simulación de reventón se presentan en la **Tabla 9.44**.

^{xvi} Los objetivos se refieren a la profundidad de perforación de las reservas. El objetivo 1 está por arriba de la zapata de entubación intermedia, por lo que se consideró un solo reventón. El objetivo 2 y 3 se perforan con la última sección de orificio abierto, por lo que se consideró posible un reventón simultáneo.

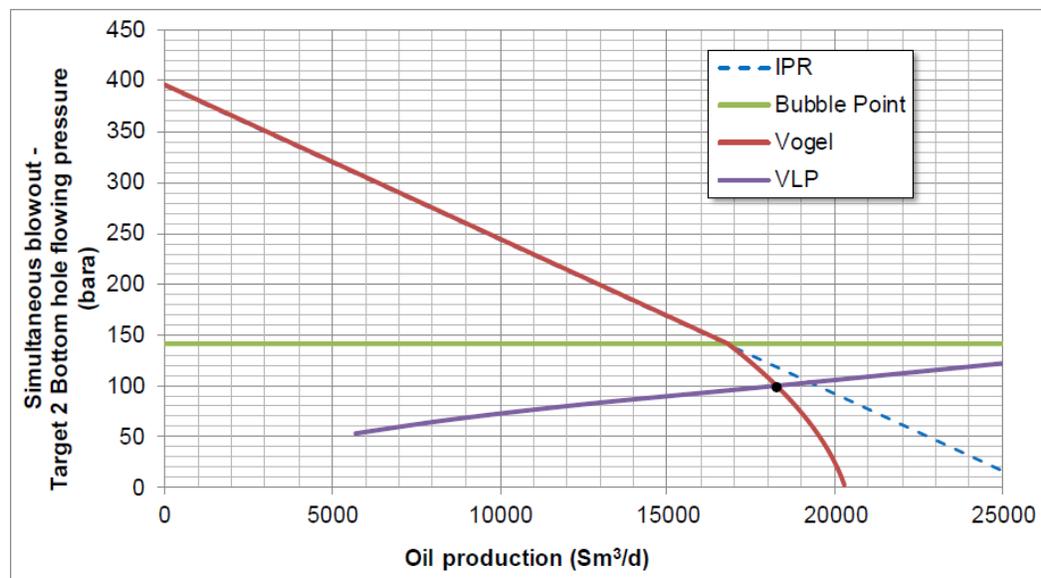
Tabla 9.44 Resultados de flujo de descarga OLGA

Trayectoria de Flujo	Condiciones de Salida				Condiciones "Stock Tank"				Duración de reventón	Hidrocarburo liberado
	Flujo Volumétrico Hidrocarburo	Flujo Volumétrico Gas	Flujo Másico Hidrocarburo	Flujo Másico Gas	Flujo Volumétrico Hidrocarburo	Flujo Volumétrico Gas	Flujo Másico Hidrocarburo	Flujo Másico Gas		
	m³/d	m³/d	kg/s	kg/s	m³/d	m³/d	kg/s	kg/s		
Pozo Sáasken-1 - Agujero descubierto- Atmosférico	18,274.5	1,553,728.7	170.7	19.0	18,252.6	1,408,012.6	172.4	17.3	55	1,003,892
Pozo Sáasken-1 - Agujero descubierto- Submarino	16,119.2	18,128.8	144.2	6.7	14,522.9	1,120,302.8	137.2	13.8	55	798,759
Pozo Sáasil-1- Agujero descubierto- Atmosférico	16,470.8	1,424,842.1	153.5	17.4	16,446.6	1,268,441.4	155.4	15.6	55	904,561
Pozo Sáasil-1- Agujero descubierto- Submarino	14,456.3	16,417.6	129.2	6.1	13,012.4	1,003,582.6	122.9	12.3	55	715,682

Condiciones "Stock Tank": Presión atmosférica de 14.696 psi y temperatura de 16°C
Fuente: "Blowout Evaluation and Killing Design Study of the México Area 10 exploration wells", Eni, 2018

Al mismo tiempo, las condiciones de reventón se identificaron cruzando el VLP con el IPR adecuado. El cruce entre el VLP y el IPR representa el punto de operación. El IPR se define como una función de la tasa de producción y describe el flujo en la reserva. El VLP describe el flujo desde el fondo del pozo al cabezal del pozo y depende de muchos factores, incluidas las propiedades de PVT fluido, la profundidad del pozo, el tamaño de la tubería, la presión superficial, el corte de agua y la GOR. En todos los casos, el IPR se ha calculado considerando la ecuación lineal (IPR) y la ecuación de Vogel.

En la Figura 9.9 se presenta el cruce de IPR y VLP para el WCD de reventón atmosférico de agujero descubierto, considerando el reventón simultáneo del objetivo 2 y el objetivo 3, del pozo Sáasken-1, que tal como se observa en Tabla 9.44, es el mayor flujo de descarga.



IPR: Rendimiento de Flujo de Reserva (Inflow Performance of Reservoir)

VLP: Desempeño de Elevación Vertical (Vertical Lift Performance)

Bubble Point: Punto Burbuja

Fuente: "Blowout Evaluation and Killing Design Study of the México Area 10 exploration wells", Eni, 2018

Figura 9.9

Reventón simultáneo de objetivo 2 y 3 en Sáasken-1. Agujero descubierto atmosférica.

A partir de estos resultados el índice de flujo esperado de petróleo liberado del WCD atmosférico para el caso más desfavorable (mayor flujo) es de aproximadamente 18,300 m³/d, con un volumen total liberado de aproximadamente 1,000,000 m³.

Por lo tanto, para los propósitos de la simulación se procedió a utilizar el valor de 18,300 m³/d. Este valor, aunque está asociado al pozo Sáasken-1, se consideró como representativo para el AC10, tal como se describe a continuación.

Criterios generales de modelación

La modelación de los peores casos busca evaluar lo siguiente:

- La trayectoria del derrame;
- El espesor de las capas oleosas superficiales;
- El tiempo que le tomará a la mancha de hidrocarburo en llegar a diferentes ubicaciones; y
- La magnitud de las concentraciones de los componentes de hidrocarburos aromáticos en la fase disuelta (HAD) del hidrocarburo.

En la Tabla 9.45 y en la Tabla 9.46 se presentan un resumen de los diferentes peores casos y temporadas del año simuladas, respectivamente para el AC10. La ubicación del pozo de exploración que fue utilizado con efectos de modelación fue el Sáasil-1, por ser el más cercano a las costas mexicanas y por tanto en caso de un potencial derrame el pozo el que tendría mayores consecuencias.

Tabla 9.45: Escenarios y casos simulados

Peor caso	Pozo	Coordenada X en UTM Zona 15N, WGS 1984 (m)	Coordenada Y en UTM Zona 15N, WGS 1984 (m)	Profundidad de la liberación (m)
Blowout (hidrocarburo)	Área Contractual No. 10	412,454.2	2,086,775.9	Fondo (300 m)

Fuente: ERM 2018

Tabla 9.46: Temporadas del año simuladas

Número	Temporada	Meses
1	Seca	marzo a mayo
2	Lluvias	junio a octubre
3	Frentes fríos anticiclónicos	noviembre a febrero

Fuente: ERM 2018

9.5.2 Metodología utilizada

La evaluación de derrames potenciales de hidrocarburos en el Golfo de México debido a la operación del Proyecto, se realizó con el modelo Generalized Environmental Modeling System for Surfacewaters (GEMSS®) y su módulo de derrames de hidrocarburos, Módulo de Impacto de Derrames de Químicos e

Hidrocarburos (COSIM por sus siglas en inglés). Detalles sobre la formulación teórica de COSIM se describen en Kolluru, et al. (1994).

Una aplicación COSIM requiere tres tipos de datos:

- *Espaciales*: principalmente de, la línea costera y la batimetría del cuerpo de agua (en este caso el GdM), pero también de, las ubicaciones, las elevaciones y las configuraciones de estructuras construidas.
- *Temporales*: es decir, datos que varían con el tiempo y definen las corrientes y las condiciones meteorológicas, así como los índices de liberación del derrame; y
- *Propiedades químicas y proporciones volumétricas* de las sustancias derramadas.

Para su ingreso al modelo, los datos espaciales se codifican primariamente en dos archivos de entrada: el de control y la batimetría. Los datos de estos archivos están geo-referenciados. Los datos temporales se codifican en varios archivos, cada uno de los cuales representa un conjunto de condiciones que varían con el tiempo. Cada registro en los archivos de condiciones límite tiene un sello de año-mes-día-hora-minuto. Los valores de propiedades químicas y proporciones volumétricas se almacenan en una base de datos que lee el archivo de control de COSIM. Esta base de datos contiene las propiedades de varios químicos y tipos de hidrocarburos y los compuestos que los conforman.

Los modelos numéricos hidrodinámicos y de transporte que varían con el tiempo se pueden ejecutar en dos modos: determinista y estocástico. Las simulaciones deterministas se usan primariamente para análisis retrospectivos, es decir, reproducir un período histórico usando conjuntos de datos que representan las condiciones reales del período histórico que se simula.

Los modelos probabilísticos pueden ejecutar múltiples iteraciones en fechas aleatorias durante un período de muchos años. La simulación usa los vientos observados y las corrientes modeladas a partir de las fechas de inicio seleccionadas. Este proceso se repite varias veces para simular un rango de condiciones. En este estudio, en lugar de usar un enfoque estocástico para elegir fechas de inicio al azar, se eligieron fechas de inicio a intervalos uniformes durante todo el período de estudio del escenario.

El modo estocástico (o probabilístico) permite el análisis prospectivo de los resultados del modelo mediante el muestreo repetido de una representación estadística de los datos temporales. Se ejecuta el modelo varias veces y se resumen los resultados como diagramas de probabilidad.

Diagramas de Probabilidad y Control de COSIM

Los resultados de los modelos de derrames de hidrocarburos que pronostican eventos hipotéticos, por lo general se muestran como diagramas de probabilidad que tienen por objeto representar el rango de ubicaciones potencialmente afectadas debido a la presencia del hidrocarburo bajo las condiciones que definen el escenario y la simulación. Estos diagramas de probabilidad son el resultado de

combinar varias iteraciones en las que una iteración individual representa un único evento de derrame. Así, el uso de varias iteraciones presenta un resumen de todos los resultados potenciales.

En cada ubicación de una cuadrícula a una frecuencia especificada (p.ej., cada hora), la concentración del componente en cuestión se organiza en una serie de cajas, una caja para cada rango. Un ejemplo podría ser una caja que representa un rango de concentraciones de químicos de 0.0 a 0.2 miligramos/litro (mg/l).

En los análisis probabilísticos, para cada una de las simulaciones y para cada incremento de tiempo en cada celda de la superficie, se realiza un conteo si se determina que un mínimo de una sola partícula de hidrocarburo alcanza esa celda. Para cada iteración, se puede contar una celda una sola vez. Al final de todas las simulaciones, se presentan los resultados como el porcentaje de tiempo en que una partícula alcanzó la celda al menos una vez durante cada una de las simulaciones. Los resultados se presentan en mapas con cuadrícula de celdas de la superficie, a las cuales se les puede colocar un contorno. El mapa de contorno resultante se puede interpretar como la probabilidad de que al menos una sola partícula de hidrocarburo alcance esa ubicación. Por lo general, la caja de contorno mínima es el valor de un conteo en la cantidad total de iteraciones. Por ejemplo, si había hidrocarburo presente en una celda de la cuadrícula de la costa una vez en 25 iteraciones en total, el valor mínimo del contorno de probabilidad es 4%.

Cabe mencionar que los resúmenes probabilísticos no representan el resultado de un solo derrame; más bien, estos resúmenes muestran la probabilidad de que haya hidrocarburo presente en varias ubicaciones. Una sola iteración, que representa un evento de derrame individual, cubriría solo una porción del área que se muestra.

Se define la deposición superficial significativa de hidrocarburo como todo el hidrocarburo (hidrocarburo) que tenga un espesor por encima del umbral de espesor mínimo, valor que delinea dónde se hace visible el hidrocarburo y debajo del cual la biota acuática estaría en riesgo casi nulo de asfixiarse por el hidrocarburo. Tal y como se muestra en la Tabla 9.47, el primer hidrocarburo claramente visible se ve como un lustre plateado a espesores entre 0.04 micrómetros (μm) y 0.3 μm sobre la base de los valores catalogados en el Código de Apariencia de los Hidrocarburos del Acuerdo de Bonn 2006 (BAOAC) (Lewis 2007).

Tabla 9.47 *Descripción de los Espesores del Hidrocarburo.*

Color	Espesor (μm)
Color plateado	0.04 - 0.3
Color arco iris	0.3 - 5
Metálico	5 - 50
Color verdadero discontinuo	50 - 200
Color verdadero continuo	200 y más

μm = micrómetros

Se definió el valor mínimo del umbral de espesor como 0.1 μm . El hidrocarburo de este espesor puede ser visible y potencialmente verse en la costa con un color plateado, pero no se espera que cause daños físicos (p. ej., deposición de hidrocarburo, asfixia) a la vida silvestre que entre en contacto con el mismo. El resultado del modelo de deposición de hidrocarburo visible en la superficie y el tiempo mínimo para impactar la costa se filtra para eliminar el hidrocarburo de menos de 0.1 μm de espesor.

Se realizaron investigaciones para estimar los valores umbrales de exposición para aves y mamíferos que entran en contacto con una capa oleosa. Peakall et al. (Peakall et al. 1985) y French (French 2009) hallaron que las capas oleosas de hidrocarburo de menos de 1 μm no eran perjudiciales para las aves marinas; por eso, se eligió la exposición al Hidrocarburo hidrocarburo visible entre 0.1 μm y 1.0 μm como el rango de espesor de bajo riesgo. Estudios adicionales hallaron que las aves y los mamíferos marinos pueden verse afectados a espesor de capa oleosa en el rango de 10 μm a 25 μm [Engelhardt 1983, Clark 1984, Geraci and St. Aubin 1988, Jenssen 1994 y Scholten et al. 1996]. Así, el rango del umbral de exposición media comienza en el umbral de impacto en la vida silvestre para Hidrocarburo hidrocarburo de 1 μm de espesor, mientras que se define el umbral de exposición alta como todo el hidrocarburo con un espesor de más de 10 μm (ver Tabla 9.48).

Tabla 9.48 *Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.*

Rango de espesores (μm)	Umbrales de exposición al espesor
0.1 - 1.0	Bajo (umbral de visibilidad)
1.0 - 10.0	Medio (umbral de impacto en la vida silvestre)
> 10.0	Alto

μm = micrómetros

Umbrales de COSIM

En la Tabla 9.49 se presenta un resume de la importancia de los resultados del modelo de derrames y cómo se pueden usar en una evaluación general de riesgos con base a diferentes componentes. Esto componentes son: términos de la probabilidad de que el hidrocarburo entre en contacto con el agua, la distribución espacial de la capa oleosa de la superficie, el espesor del hidrocarburo, la probabilidad de que el hidrocarburo llegue a la costa, el tiempo que tarda el hidrocarburo en desplazarse a varias ubicaciones, así como las concentraciones de hidrocarburos aromáticos disueltos (HAD).

Tabla 9.49 *Resultados del modelo COSIM.*

Componente de los resultados	Importancia de la información	Uso potencial de la información
Distribución geográfica y probabilidad de la capa oleosa	Entender el riesgo relativo y el alcance de un evento de derrame	Análisis de riesgos y planificación de respuestas

Componente de los resultados	Importancia de la información	Uso potencial de la información
Distribución geográfica de los espesores del hidrocarburo	Entender el alcance de una masa de hidrocarburo significativa por área y el riesgo de que la biota se asfixie	Planificación de respuestas y efectos ecológicos
Probabilidad de deposición de hidrocarburo en las costas y tiempo de llegada	Entender el riesgo para los receptores costeros y el alcance de la deposición de hidrocarburo en las costas	Análisis de riesgo y planificación de respuestas (tiempo para interceptar antes de que el hidrocarburo se deposite en las costas o alcance de la limpieza)
Concentraciones de HAD (Hidrocarburos Aromáticos Disueltos)	Las fracciones disueltas presentan un riesgo y un problema de respuesta diferentes de los de las formas en vapor y líquido libre de los productos y tienen implicaciones para la vida acuática	Evaluación de toxicidad acuática y riesgo ecológico

Para la presentación de resultados, se usaron dos suposiciones de umbrales críticos en el diseño de los modelos y la interpretación de los resultados. Estas suposiciones abordan los umbrales críticos para el espesor de las capas oleosas del hidrocarburo y las concentraciones de HAD, así como la relación directa con los efectos ecológicos (ver Tabla 9.50).

Tabla 9.50 *Suposiciones de Umbrales.*

Suposición	Valor	Importancia	Fuente
Espesor significativo de la mancha	0.1 μm y 1.0 μm	Visibilidad del hidrocarburo (respuesta a derrame) y espesor mínimo para asfixiar organismos y vida silvestre acuáticos. Rango de espesores de asfixia mínimos 1-10 μm citados en la literatura.	Peakall et al. (1985); French (2009)
Concentraciones críticas de HAD	5 partes por millones (ppb)	Umbral conservador 1 a 2 órdenes de magnitud debajo de LC50 (50 por ciento de mortalidad) para impactos narcóticos agudos en organismos acuáticos sensibles.	ANZECC y ARMCANZ (2000) y French (2000)

μm = micrómetros; ppb = partes por billón

Descripción de GEMSS

El software Generalized Environmental Modeling System for Surfacewaters (GEMSS®) es un sistema integrado de módulos de hidrodinámica y de transporte tridimensionales integrados que se incorporan en un sistema de datos ambientales y de información geográfica. El modelo GEMSS® es de dominio público y se ha utilizado para estudios hidrodinámicos y de calidad del agua alrededor del mundo.

GEMSS® se desarrolló a mediados de los ochenta como una plataforma hidrodinámica para el modelo de transporte y destino de diferentes tipos de componentes que se introducen en las masas de agua. La plataforma hidrodinámica ("núcleo") proporciona campos de flujo tridimensionales de los que se puede calcular la distribución de varios componentes. Los cálculos de transporte y destino de los componentes se agrupan en módulos. Los módulos de GEMSS® incluyen aquellos que se usan para el análisis térmico, la calidad del agua, el transporte de sedimentos, el rastreo de partículas, el derrame de hidrocarburos y químicos, así como el arrastre de material y evaluación de material tóxico.

El fundamento teórico del núcleo hidrodinámico de GEMSS® es el modelo tridimensional de Generalized, Longitudinal-Lateral-Vertical Hydrodynamic and Transport (GLLVHT) que se presentó inicialmente en Edinger y Buchak (Edinger y Buchak 1980) y posteriormente en Edinger y Buchak (Edinger y Buchak 1985). El cómputo de GLLVHT fue revisado por expertos en la materia y publicado (Edinger y Buchak, 1995; Edinger, et al., 1994 y 1997; Edinger y Kolluru, 1999). El núcleo es una extensión del conocido modelo de transporte longitudinal-vertical escrito por Buchak y Edinger (Buchak y Edinger 1984) que forma la base hidrodinámica y de transporte del modelo de calidad del agua de Corps of Engineers CE-QUAL-W2 (U. S. Army Engineer Waterways Experiment Station, 1986). Las mejoras en el esquema de transporte, la construcción de los módulos de componentes, la incorporación de herramientas de software de asistencia, la inter-operatividad de GIS, las herramientas de visualización, la interfaz gráfica de usuario (GUI); así como los post-procesadores fueron desarrollados por Kolluru et al. (Kolluru et al. 1998; 1999; 2003a; 2003b) y Prakash and Kolluru (Prakash and Kolluru 2006).

GEMSS-COSIM

GEMSS-COSIM es el módulo tridimensional de derrames de hidrocarburos de GEMSS. El modelo funciona en marcos lagrangianos y eulerianos. En el marco lagrangiano, el hidrocarburo/químico en la superficie y en la columna de agua se representa mediante una serie de partículas. Las partículas se desplazan por advección en las direcciones x, y, z debido a la acción de las corrientes marinas, los vientos y forzadas por la densidad (Kolluru 1999). Las partículas se dispersan mediante el método del camino aleatorio tridimensional (Bear and Verruijt 1987) en las direcciones x, y, y z. La variación espacial y temporal de las corrientes hidrodinámicas, la salinidad y la temperatura se pueden obtener del módulo GEMSS-HDM o especificar con otro modelo y/o fuentes de datos (p.ej., HYCOM). El marco euleriano sigue el esquema provisto en el modelo TOXI5 de la U.S. Environmental Protection Agency (EPA) y se puede ejecutar simultáneamente con HYCOM para obtener las concentraciones tóxicas potenciales en la columna de agua. El arrastre de sustancias tóxicas potenciales del Hidrocarburo /químico en la superficie y dentro de la columna de agua se proporciona como tiempo y fuentes espacialmente variantes en la ecuación de transporte resuelta en GEMSS-HDM.

9.5.3

Eventos potenciales

Como se mencionó anteriormente, el evento con el mayor impacto es el derrame de hidrocarburos al mar considerando las características de las operaciones del Proyecto y los riesgos identificados a través del análisis de identificación de peligros.

Derrame de hidrocarburo mediano

“Los derrames de Hidrocarburo se puede considerar que consisten en cualquier accidente que implica la liberación, no planificados y de origen humano de un hidrocarburo en el medio natural”^{xvii}. Los derrames de Hidrocarburo se encuentran especialmente asociados con accidentes en las costas o en el mar, normalmente por buques oceánicos, unidad de perforaciones petroleras y pozos.

9.5.4

Diseño de escenario

Se evaluó un escenario de derrame simulando un reventón de pozo liberando hidrocarburo de hidrocarburo en las costas del Golfo de México, con el objeto de predecir impactos potenciales en el medio ambiente. El modelo simuló la liberación de 115,103sbpd de hidrocarburo de hidrocarburo en el fondo del Golfo de México con una duración de la liberación de 55 días (con un volumen total de 6,330,698 barriles) y siguiendo su trayectoria alcanzando los 69 días (55 días de liberación más 14 días adicionales después de haber controlado el derrame).

Para el análisis probabilístico, cubriendo un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas, se realizaron un total de 120 iteraciones (50 para la temporada lluviosa, 40 para la temporada de frentes fríos anticiclónicos y 30 para la temporada seca). Dichas simulaciones se llevaron a cabo para el AC10 cubriendo 5 años de información hidrodinámica y meteorológica (desde el 1 de junio del 2009 hasta el 31 de mayo del 2014) con dos (2) simulaciones cada mes. Para el trabajo de modelación del AC10, el hidrocarburo se dividió en varias clases de los principales componentes a fin de que el destino de cada clase se pueda calcular por separado.

COSIM calcula el destino y el transporte de cada componente del hidrocarburo por separado. El volumen total liberado se divide entre cada grupo de componentes sobre la base de las proporciones de masa descritas en el ensayo. Las proporciones de masa se convierten a proporciones volumétricas sobre la base de la densidad promedio de cada grupo de componentes.

Para el hidrocarburo mediano, la gravedad específica del American Petroleum Institute (API por sus siglas en inglés) es de 37.5° (0.8373 kg/L) y una viscosidad dinámica de 1.5 centipoise (cP). En el caso en que no se conocían datos detallados de los ensayos químicos del hidrocarburo, ERM utilizó información de la base de

^{xvii} Derrames de hidrocarburo, <http://abogado.laws.com/accidentes-y-lesiones/derrames-de-petroleo>

datos para el hidrocarburo mediano genérico. Las propiedades del hidrocarburo mediano fueron simplificadas en los siguientes ocho grupos:

- Monoaromáticos (MAH por sus siglas en inglés)
- C4-C5;
- C6-C7 ciclo alcanos;
- iC5-C6
- C7-C8;
- C9-C10;
- C11-C17; y
- C18-C40 (+residuos pesados); e

Para efectos de agrupar componentes, en la Tabla 9.51 se presentan las proporciones volumétricas de los componentes usados en el modelo de derrame COSIM para describir el hidrocarburo.

Tabla 9.51: Proporciones Volumétricas del Hidrocarburo Mediano

Componente	Volumen %
Monoaromáticos (MAH)	0.3%
C4-C5	0.6%
C6-C7 ciclo alcanos	0.1%
iC5-C6	1.1%
C7-C8	2.5%
C9-C10	2.8%
C11-C17	8.6%
C18-C40 + (residuales pesados)	84.0%
Total	100.0%

Fuente: ERM- eni 2018

Se construyó una cuadrícula de derrame de hidrocarburo de 700 por 600 celdas con un tamaño de 1,500 m por 1,500 m para cubrir un área de aproximadamente 1,050 km por 900 km en las direcciones este-oeste y norte-sur, respectivamente. Se clasificó cada celda de la cuadrícula como tierra, agua o costa. Las partículas que representan al hidrocarburo solo pueden moverse en celdas de agua. Cada cuadrícula de agua tiene un valor de profundidad asignado. Se volvió a dividir las celdas de costa de la cuadrícula, que actúan como barrera entre las celdas de agua y las de tierra, en una sub-cuadrícula de 100 m por 100 m con celdas de 15 m por 5 m en las direcciones este-oeste y norte-sur, respectivamente para permitir una delineación refinada de la costa. Se produce la deposición de hidrocarburo en la costa, cuando una partícula modelada entra en contacto con una celda de la misma. La cuadrícula del derrame de hidrocarburo, con un recuadro de la sub-cuadrícula de la costa, se muestra en la Figura 9.10.

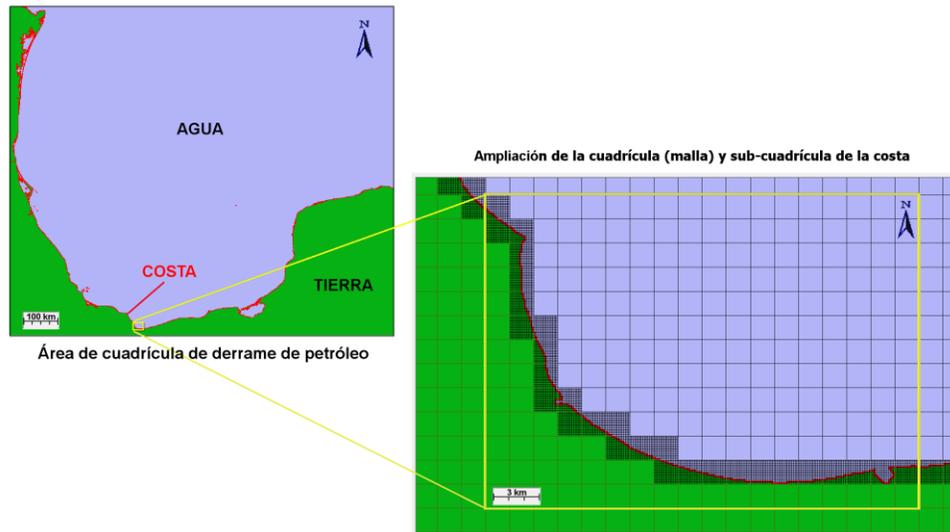


Figura 9.10 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa

9.5.5 Resultados del escenario

Los resultados del modelo del derrame de hidrocarburo se resumen en la En la Tabla 9.52, se presentan los resultados de peor caso, en caso de que ocurra, considerando superficie máxima cubierta de crudo, en ella se puede observar que la mayor área de crudo se presenta en la temporada de seca (98, 745 km²) mientras la menor en temporada de frentes fríos anticiclónicos (88, 778 km²).

Tabla 9.52, los cuales presentan la concentración máxima de HAD, el área de superficie de riesgo de los HAD para concentraciones mayores a 5.0 ppb, el tiempo mínimo para impactar la costa en horas, el área máxima con hidrocarburo visible en la superficie oceánica, el área superficial con máximo espesor del hidrocarburo mayores a 1 µm, así como la línea costera en riesgo de ser cubierta de hidrocarburo en km para el peor caso *Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo*.

Los resultados presentados en la En la Tabla 9.52, se presentan los resultados de peor caso, en caso de que ocurra, considerando superficie máxima cubierta de crudo, en ella se puede observar que la mayor área de crudo se presenta en la temporada de seca (98, 745 km²) mientras la menor en temporada de frentes fríos anticiclónicos (88, 778 km²).

Tabla 9.52 se interpretan de la siguiente manera. En caso de que el derrame ocurriera, tendría una tasa promedio de 115,103 sbpd con una duración de 55 días para el peor caso *Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo* durante la temporada lluviosa, estas corresponderían a una concentración máxima de HAD de 4,644 ppb, un área de superficie oceánica en riesgo de 33,398 km² para concentraciones de HAD mayores a 5 ppb, un área máxima con hidrocarburo visible en la superficie oceánica de 99,212 km², un área superficial 98,289 km²

para un espesor de hidrocarburo mayor a $1\mu\text{m}$. Este derrame pondría en peligro la costa.

La cantidad máxima estimada de total hidrocarburo que podría poner en peligro la costa es de 310,211 toneladas métricas (TM) durante la temporada lluviosa en aproximadamente 9 días. En el peor de los casos, el hidrocarburo pondría en peligro la costa en 6 días durante la temporada frentes fríos anticiclónicos.

En las siguientes figuras se presentan probabilidades, las cuales son menores a las que se presentan, debido a que de acuerdo a la Tabla 9.41 el evento tiene menos de 10^{-4} ocurrencias al año. Estas figuras agrupan las 120 simulaciones realizadas para el AC10 (50 para la temporada lluviosa, 40 para la temporada de frentes fríos anticiclónicos y 30 para la temporada seca):

- En la Figura 9.11, Figura 9.12 y en la Figura 9.13 se muestran las **probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica** durante la temporada lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca, respectivamente. En estas figuras se puede apreciar el área de mayor impacto, de manera que se presenta un acercamiento de las zonas costeras más cercanas al AC10 que podrían resultar afectadas.

En la Tabla 9.52, se presentan los resultados de peor caso, en caso de que ocurra, considerando superficie máxima cubierta de crudo, en ella se puede observar que la mayor área de crudo se presenta en la temporada de seca (98, 745 km²) mientras la menor en temporada de frentes fríos anticiclónicos (88, 778 km²).

Tabla 9.52: Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 115,103sbpd (promedio) de Hidrocarburo en el Golfo de México por 55 días para el peor caso Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo

Escenario	Concentración Máxima de HAD	Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del hidrocarburo en la costa)	Área máxima con hidrocarburo visible en la superficie oceánica	Área superficial > 1µm	Total de hidrocarburo en la costa
Unidades:	ppb	km ²	días	km ²	km ²	TM
Temporada lluviosa (junio a octubre)	4,644	33,398	9	99,212	98,289	310,211
Temporada frentes fríos anticiclónicos (noviembre a febrero)	3,403	33,134	6	88,878	87,898	154,274
Temporada Seca (marzo a mayo)	1,654	17,300	12	98,745	97,981	133,618

bpd = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos; TM= Toneladas Métricas

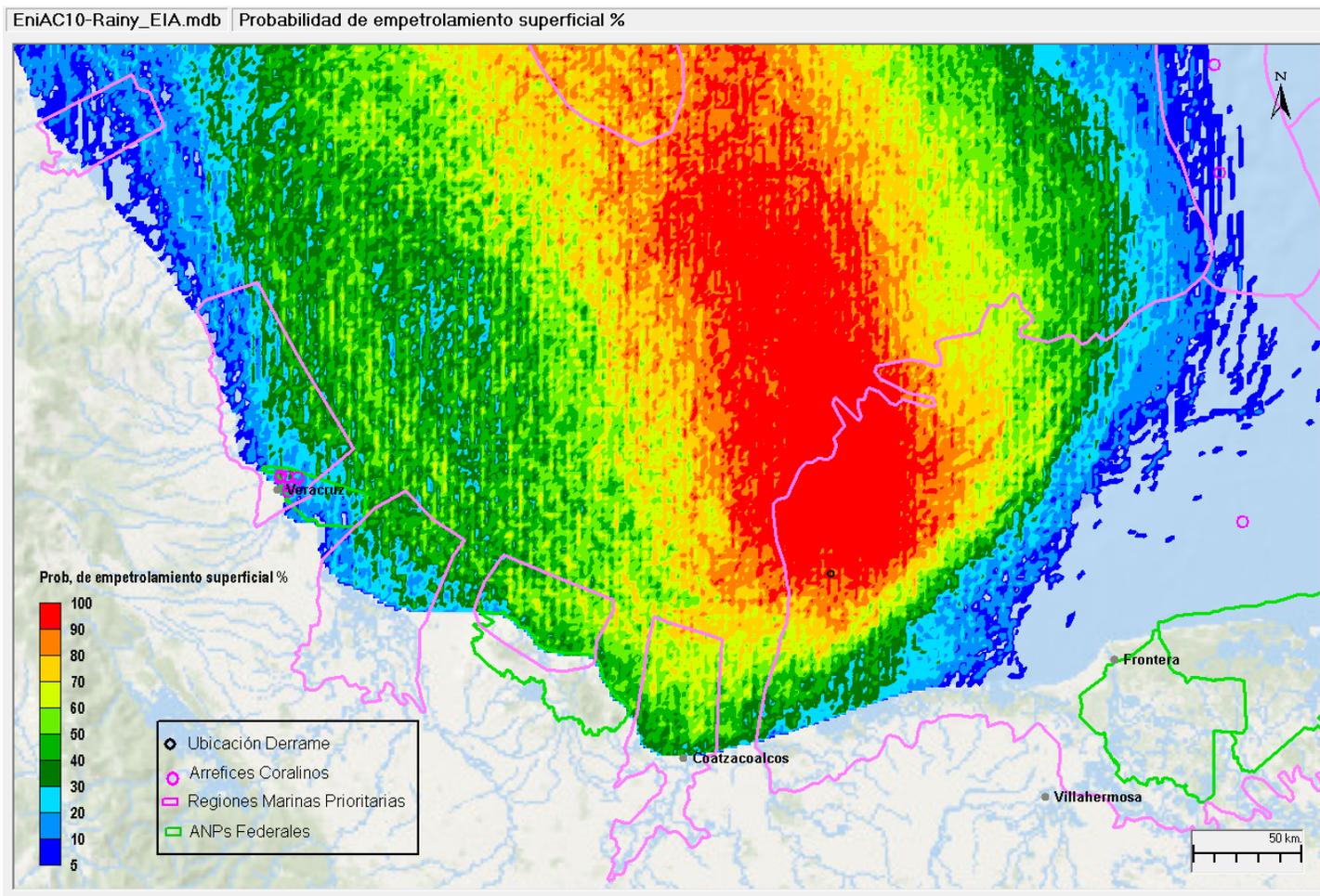


Figura 9.11 Derrame de Hidrocarburo - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica para una descarga de 115,103sbpd (promedio) en el Golfo de México, temporada lluviosa

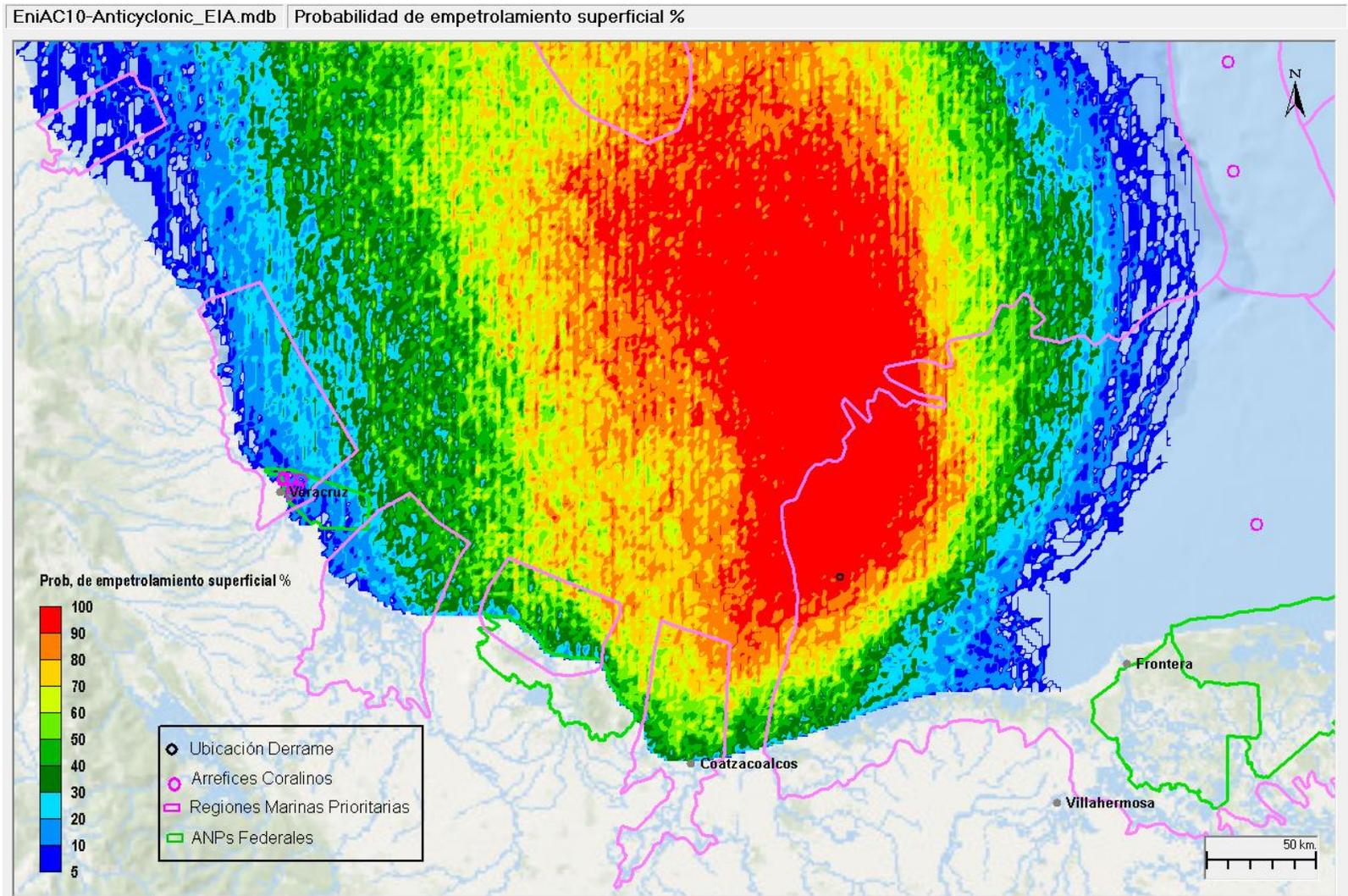


Figura 9.12 Derrame de Hidrocarburo - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica para una descarga de 115,103sbpd (promedio) en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos

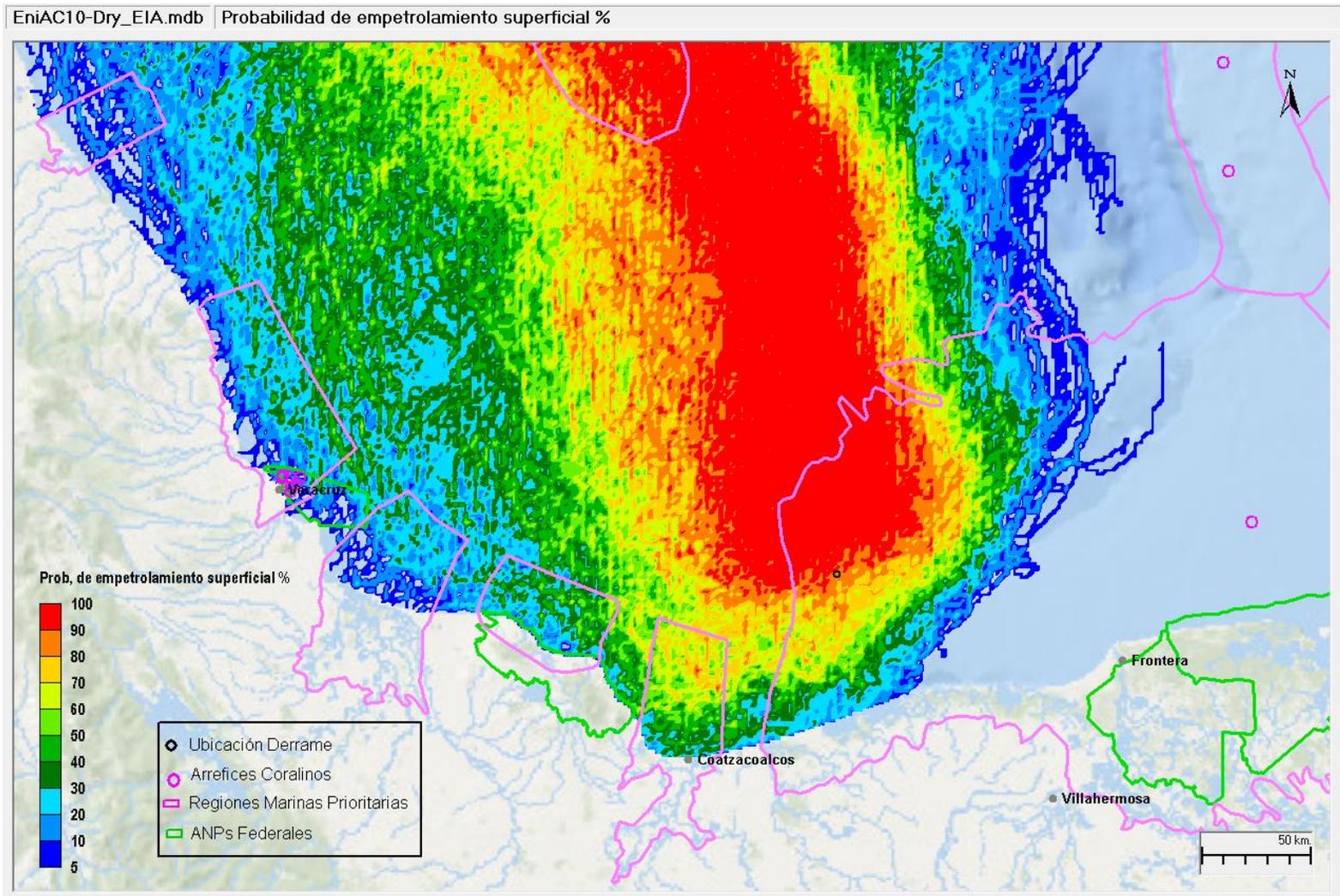


Figura 9.13 Derrame de Hidrocarburo - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica para una descarga de 115,103sbpd (promedio) en el Golfo de México, temporada seca

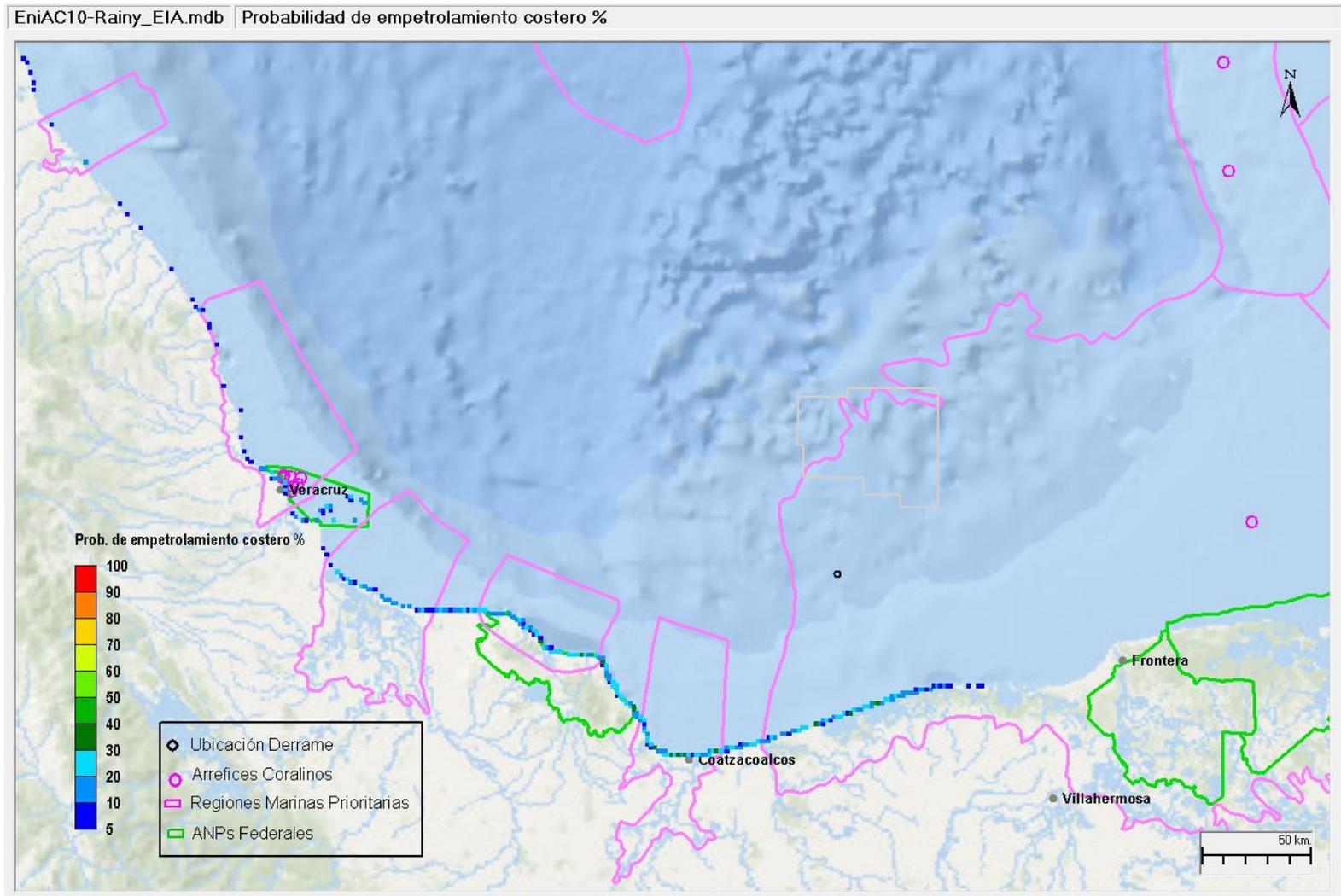


Figura 9.14 Derrame de Hidrocarburo - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en el costa para una descarga de 115,103sbpd (promedio) en el Golfo de México, temporada lluviosa

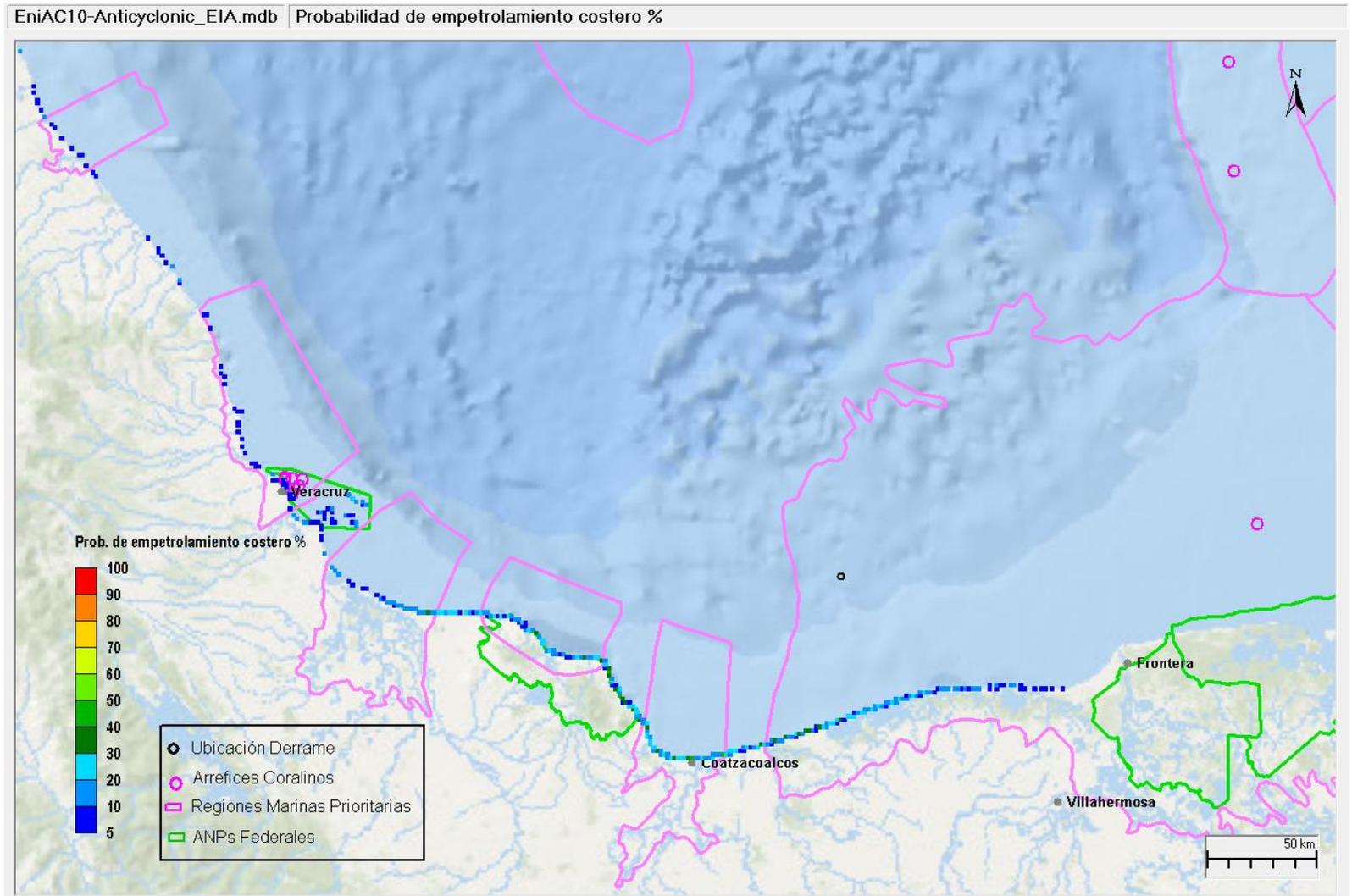


Figura 9.15 Derrame de Hidrocarburo - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en el costa para una descarga de 115,103sbpd (promedio) en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos

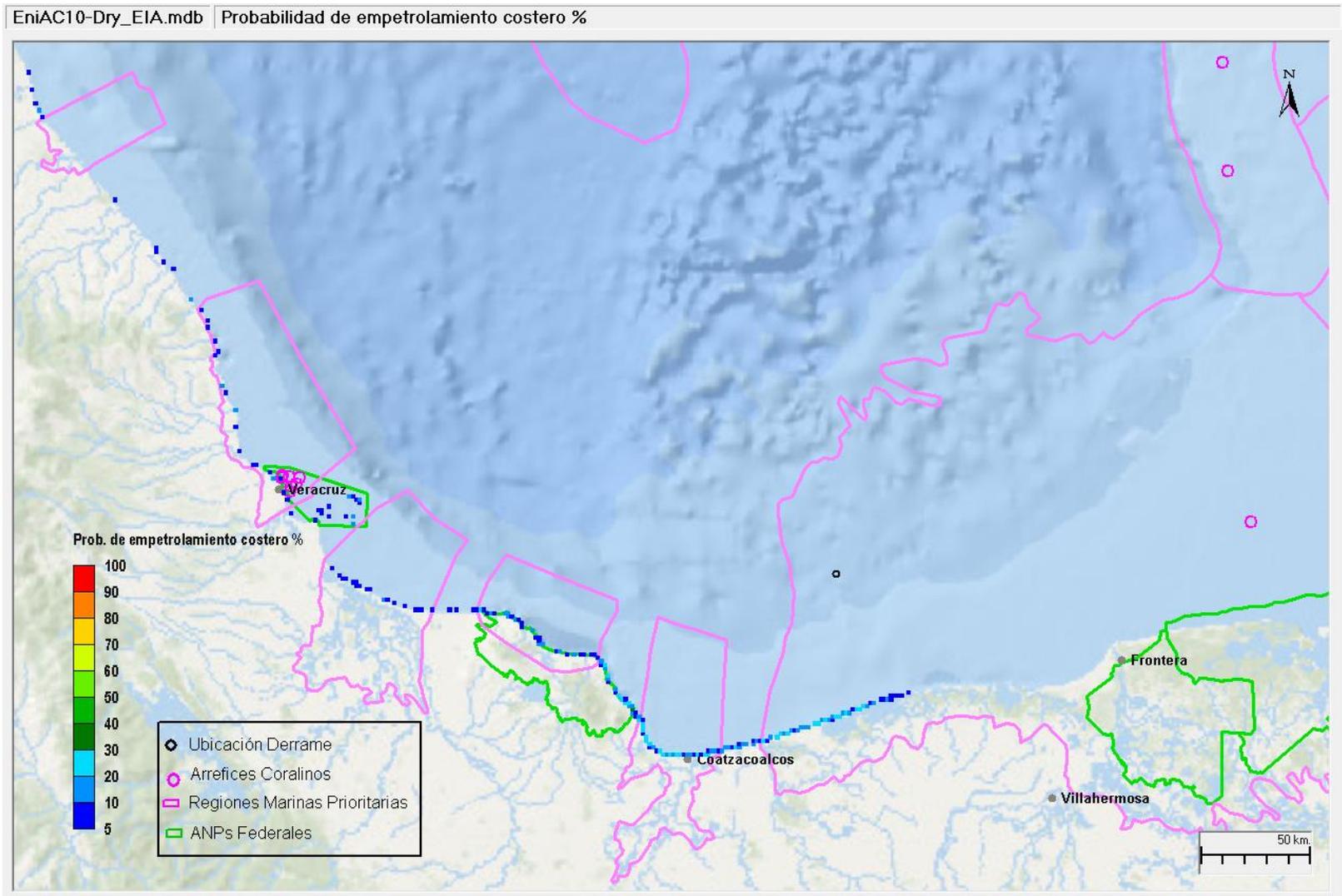


Figura 9.16 *Derrame de Hidrocarburo - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en el costa para una descarga de 115,103sbd (promedio) en el Golfo de México, temporada seca*

De acuerdo a los resultados de las 120 simulaciones realizadas con el modelo de derrame de hidrocarburo con una descarga de 115,103sbpd (promedio) en el Golfo de México, es más probable que la pluma del derrame se desplace en la superficie con direcciones de noreste a suroeste, paralelas a la costa, desde el punto de derrame durante las tres temporadas evaluadas (lluviosa, de frentes fríos anticiclónicos y temporada seca). Las condiciones hidrodinámicas y climatológicas en la región, en donde se ubica el AC10, influyen para que la pluma del hidrocarburo se pudiera dirigir, con menor probabilidad, hacia al noroeste y sureste, tal y como se muestra de la Figura 9.11, Figura 9.12 y Figura 9.13.

El resultado del peor caso *Superficie Máxima Cubierta*, bajo las tres temporadas climatológicas simuladas (lluviosa, de frentes fríos anticiclónicos y seca) indican que el área superficial en riesgo de HAD con concentraciones mayores a 5 ppb oscila entre 33,398 km² durante la temporada lluviosa y 17,300 km² durante la temporada seca, como se muestra en la En la Tabla 9.52, se presentan los resultados de peor caso, en caso de que ocurra, considerando superficie máxima cubierta de crudo, en ella se puede observar que la mayor área de crudo se presenta en la temporada de seca (98, 745 km²) mientras la menor en temporada de frentes fríos anticiclónicos (88, 778 km²).

Tabla 9.52 La concentración máxima de HAD oscila entre 4,644 ppb y 1,654 ppb para los casos de *Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo* durante la temporada lluviosa y durante la temporada seca, respectivamente.

El derrame se mueve de forma diferente en la superficie que la pluma disuelta, ya que su movimiento se ve afectado por cizalladura, dispersión, emulsificación y evaporación del viento. Los resultados de las simulaciones para los casos de Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo indican que el área máxima con aceite visible en la superficie del agua cubriría un área mínima de 88,878 km² durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos y un área máxima de 99,212 km² durante la temporada lluviosa. La superficie de más de 1 micrómetro (µm) varía de 98,289 km² durante la temporada lluviosa a 87,898 km² durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos.

Las costas corren el riesgo de contaminarse con hidrocarburo. Las líneas de costa en riesgo van desde ubicaciones directamente al sur y al oeste a lo largo de la costa desde Coatzacoalcos, a Veracruz después de dos días de trayectoria, y más al norte, hacia Tuxpan, después de 60 días desde el comienzo de la liberación. El tiempo más corto para que el hidrocarburo llegue a una costa es de 6 días en la temporada anticiclónica a 12 días en la estación seca. Estos lugares están directamente al sur del pozo y al este hacia Frontera, Tabasco. A medida que pase el tiempo y los componentes más livianos se evaporan, el aceite puede formar gotas pequeñas (tarballs). Estos tarballs pueden alcanzar las costas en lugar de aceite líquido y tienen menos riesgo de causar daños en comparación con el aceite líquido.

En caso de que el derrame ocurra, se predijo que las costas se engrasarían con una probabilidad del 5 al 30% excepto en una iteración. Los escenarios con la mayor

contaminación de la costa fueron durante la temporada de lluvias (310,211 TM). Las temporadas secas y anticiclónicas de la línea costera fueron aproximadamente la mitad (133,618 TM para la estación seca y 154,274 TM para la estación anticiclónica).

En el Anexo 9.9, se incluye un ejemplo del archivo creado por el modelo GEMSS-COSIM para las 120 simulaciones hechas para el escenario seleccionado. Dichos archivos presentan los valores de entrada y de salidas generados por el modelo. Los archivos son extensos y por tal motivo los resultados de las 120 simulaciones para cada caso se resumen en la *Tabla 9.52*.

9.5.6 *Interacciones de riesgo*

En la superficie, la dirección del aceite depende de la fuerza y la dirección de las corrientes y el viento. Para el escenario de reventón de pozo, el hidrocarburo también es más probable que viaje hacia el norte, pero como persiste durante mucho tiempo, el hidrocarburo se extiende a las corrientes de asalto del golfo (giros) y viaja a las costas del sur, oeste y noroeste.

Como se puede observar de la Figura 9.11 a la Figura 9.13 la mancha de hidrocarburo alcanza las costas mexicanas con una probabilidad de empetrolamiento que varía entre 5 y 40%. Dicha probabilidad será menor debido a que los resultados del modelo asumen que el evento de reventón de pozo ocurre, y como se puede observar en la Tabla 9.41, la frecuencia con la que se categorizó el evento de “pérdida de la integridad de pozo” es de 10^{-6} a 10^{-4} ocurrencias al año.

La temporada con la mayor área de superficie mayor de $1 \mu\text{m}$, correspondió a la temporada lluviosa con aproximadamente $98,289 \text{ km}^2$ y una probabilidad de empetrolamiento de entre 40 y 50% cerca de las costas de Veracruz y Tabasco; mientras que la temporada de frentes fríos anticiclónicos presentó la menor área superficial mayor a $1 \mu\text{m}$ ($87,898 \text{ km}^2$) con una probabilidad de empetrolamiento igualmente de entre 30 y 40% cerca de las costas de Veracruz y Tabasco.

No se espera la presencia de interacciones de riesgo más allá de los efectos al sistema ambiental indicados en la sección 9.5.7.

9.5.7 *Efectos sobre el sistema ambiental*

Los resultados del modelo de reventón presentados en este estudio indican que el derrame alcanzará con una probabilidad de empetrolamiento de entre 5 y 50% las Áreas Naturales Protegidas de Los Tuxtlas y el Sistema de Arrecife Veracruzano, algunos arrecifes coralinos (Bajíos Obispo, Triángulos, Blanquilla, Pájaros, La Gallega y Galleguilla) y Regiones Marinas Prioritarias ubicadas en las costas sur del Golfo de México (Delta del Río Coatzacoalcos, Los Tuxtlas, Cayos Campeche Laguna Verde-Antón Lizardo y parte del Giro Tamaulipeco).

El hidrocarburo estaría presente en la superficie del agua como una capa delgada y brillante que podría representar un riesgo para las aves y mamíferos marinos. Como el hidrocarburo se meteoriza, éste puede emulsionar de forma que su densidad se vuelve más cercana a la del agua marina, entrando en la columna de agua más fácilmente, en la cual se degradaría. El crudo derramado, también puede formar bolas de crudo debido a su resistencia.

9.6 SEÑALAMIENTO DE LAS MEDIDAS EN MATERIA AMBIENTAL

9.6.1 Recomendaciones técnico- operativas del HAZID

Como se mencionó anteriormente, en los casos donde se consideró que las salvaguardas podrían ser insuficientes, se procedió a realizar recomendaciones. Como resultado del análisis HAZID, en la siguiente tabla se muestran las recomendaciones técnico-operativas, para todos los riesgos jerarquizados como riesgo medio-alto y medio, y que son indispensables para evitar accidentes catastróficos dentro de la instalación (véase Tabla 9.53):

Tabla 9.53 Recomendaciones técnico-operativas.

<i>No. de Recomendación</i>	<i>Descripción</i>	<i>Responsable</i>
1	Implementar un procedimiento de transferencia específico del sitio para garantizar la seguridad del personal durante la transferencia de buque a plataforma.	Departamento de logística de eni / Departamento de HSE de eni
2	Seguimiento al programa de mantenimiento del sistema BOP.	Departamento de Perforación de eni
3	Monitorear de las propiedades del fluido de perforación.	Departamento de Perforación de eni
4	Contar con certificados de base de datos actualizados y disponibles	Departamento de Perforación de eni
5	Contar con respaldo de herramientas LWD, pares de repuestos disponibles.	Departamento de Perforación de eni
6	Verificar los certificados de capacitación de los ingenieros geomecánicos del contratista.	Departamento de Perforación de eni
7	Seguimiento del programa de mantenimiento de acuerdo a las recomendaciones del fabricante de la aeronave.	Departamento de Logística de eni y Contratista de aeronaves
8	Seguimiento al programa de capacitación del personal que opera las aeronaves.	Departamento de logística de eni / Contratista de la aeronave
9	Monitoreos periódicos de exposición a fuentes radioactivas, incluyendo las dosimetrías.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
10	Almacenar las fuentes radioactivas en lugares adecuados y con la identificación adecuada.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma

<i>No. de Recomendación</i>	<i>Descripción</i>	<i>Responsable</i>
11	Asegurar que se siga el principio de Shielding, Tiempo y distancias de exposición.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
12	Designar zonas para realizar trabajos radiológicos.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
13	Seguir el sistema PTW para las auditorias de instalaciones donde haya exposición a radiaciones ionizantes.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
14	Actualizar de forma periódica la evaluación de riesgos por exposición a radiaciones ionizantes.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
15	Dar seguimiento a la capacitación, introducción y supervisión de seguridad e higiene por exposición a radiaciones ionizantes.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
16	Dar seguimiento al programa de seguridad e higiene dentro de plataforma.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
17	Informar y difundir el programa de lecciones aprendidas por lesiones dentro de la instalación.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
18	Dar seguimiento al desempeño del contratista en materia de HSE.	Departamentos de perforación / HSE de eni / Contratista de la plataforma
19	Revisar y actualizar, de forma periódica, los procedimientos de ESD.	eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma
20	Realizar simulacros de emergencia de acuerdo a los escenarios más probables.	eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma
21	Realizar un análisis de evaluación del riesgo del abandono del pozo.	Departamento de Perforación de eni

Fuente: HAZID eni, 2018

El resto de las recomendaciones, identificadas en el HAZID, junto con las antes mencionadas, están disponibles en las hojas de trabajo del HAZID en el Anexo 9.8 de este documento.

El equipo que realizó el análisis HAZID propuso diferentes salvaguardas, las cuales tienen que ver con procedimientos de operación, controles de ingeniería, especificaciones de diseño de la instalación, entre otras. Estas salvaguardas fueron propuestas con base en las especificaciones sobre las que se está realizando el diseño de la instalación y sobre las salvaguardas con las que se consideraron en otros proyectos del Promoviente.

Además, debe mencionarse que eni como parte de sus actividades tiene contempladas, previo al arranque de sus instalaciones, desarrollar el procedimiento "Drill well on paper" que es un proceso de análisis de cada etapa de construcción de la instalación para generar ideas para mejorar el rendimiento y reducir costos, con lo que se pretende minimizar la probabilidad de algún accidente relacionado con la etapa de perforación.

Plan de Respuesta a Emergencias

El Promoviente cuenta en su Sistema de Administración de Salud, Seguridad y Ambiente con planes de evacuación de emergencia, plan de respuesta a derrame de hidrocarburos, procedimientos de simulacros de emergencia, etc.

Plan de Respuesta a emergencia

El Promoviente ha desarrollado un plan de respuesta a emergencias que incluye:

- Las responsabilidades, roles y autoridades de los equipos para la gestión de emergencias, cubriendo los posibles escenarios para eventos resultantes de todas las operaciones llevadas a cabo por eni México, en el cual se especifican los turnos que serán implementados y el personal capacitado que debe de estar en ellos, la evaluación del nivel de emergencia, notificaciones internas- externas, movilizaciones, formatos e información requerida para el cierre de las mismas;
- Un listado con la información de contacto del Equipo de respuesta a emergencias de eni México;
- Un directorio con la información de contacto de autoridades y agencias (Secretaría de Marina (SEMAR), Secretaría de Salud (SSA) y servicios de salud del gobierno, Secretaria de Comunicaciones y Transportes (SCT) a través de la Dirección General de Marina Mercante y de la Dirección General de Autoridades Portuarias, Secretaría de Agricultura, Ganadería, Desarrollo Rural, Pesca y Alimentación (SAGARPA), Secretaría de la Defensa Nacional (SEDENA), Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), Petróleos Mexicanos (PEMEX), Protección Civil Nacional, Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), entre otros);
- Documentación de respuesta a emergencias de eni México:
 - Estrategia de respuesta a emergencias (pro eni mex HSE 007 int-ol-rev 02)
 - Plan de respuesta a emergencias (pro eni mex hse 008-int pl-rev 02 Plan Respuesta a Emergencias);
 - Plan de contingencia para derrame de hidrocarburo (pro eni mex hse 020 -amb io-rev 00);
 - Plan de respuesta a emergencias médicas (pro eni mex hse 021 -sal io-rev 02);
 - Procedimiento de evacuación, escape y rescate (pro eni mex sec 2016 008 r00);
 - Procedimiento del familiar más cercano (NoK, por sus siglas en inglés).
- La documentación de Respuesta a emergencias del sitio (Documentos ER del sitio) consiste en:
 - Plan de respuesta a emergencias del sitio;
 - Procedimiento médico de emergencia del sitio;
 - Procedimiento de evacuación, escape y rescate del sitio;
 - Plan de contingencia para derrames de hidrocarburo en el sitio;

- Documentos de enlace entre eni México y los contratistas (mismos que la Compañía y los Contratistas deben convenir y mantener actualizados).
- Se cuenta con un listado de situaciones de posibles emergencias y los documentos y lineamientos que deberán de seguirse de acuerdo al procedimiento;
- Equipos de respuesta a emergencia en el Sitio, unidad de Crisis para emergencias Nivel 3, y salas de respuestas a emergencias;
- El procedimiento incluye adicionalmente información de soporte para aplicación del mismo como:
 - Diagrama de flujo de gestión de emergencias;
 - Formato de notificación de emergencias;
 - Diagrama de flujo de clasificación de emergencias;
 - Disposición de la unidad de respuesta a emergencias;
 - Equipo para la sala de respuesta a emergencias;
 - Cuadro de responsabilidades del equipo de respuesta a emergencias de eni México;
 - Formatos de registro personal y diario de emergencia; y
 - Lista de verificación de escenarios de respuesta a emergencias.

Al mismo tiempo se cuenta con un procedimiento de respuestas a emergencias, para la gestión de situaciones o eventos de emergencia propio de la plataforma semi-sumergible a utilizar, la ENSCO 8503. Dicho documento contiene secuencias de emergencia aprobados por los “líderes del equipo de mando” (CTL, por sus siglas en inglés) para el combate de emergencia en el océano.

En este procedimiento se especifica las responsabilidades, roles y autoridades de los equipos para la gestión de emergencias, cubriendo los posibles escenarios para eventos resultantes de todas las operaciones llevadas a cabo por el promovente, en el cual se especifican los turnos que serán implementados y el personal capacitado que debe de estar en ellos, la evaluación del nivel de emergencia, notificaciones internas- externas, movilizaciones, formatos e información requerida para el cierre de las mismas.

Este procedimiento será utilizado por el líder del equipo de mando (CTL) y su equipo de mando, para elaborar procedimientos de emergencia específicos de la plataforma de perforación. Los escenarios contemplados serán utilizados por los equipos de comando “costa afuera” y de tierra durante una emergencia.

El procedimiento cuenta con los siguientes puntos para la plataforma de perforación a utilizar:

- Descripción del equipo y el sistema contra incendios.
- Descripción de los dispositivos de salvamento y medios de escape.
- Descripción del sistema de energía de emergencia y las limitantes de condiciones de funcionamiento.
- Los procedimientos generales para la de basado o contraflujo; así como el cierre de todas las aberturas que pueden dar lugar a inundaciones progresivas en caso de daño.

- Orientación para la persona a cargo en la determinación de causa de la lista inesperada y recortar y evaluar los efectos potenciales de las medidas correctivas sobre la supervivencia de la unidad, es decir, la fuerza, la estabilidad, la flotabilidad, etc.
- Procedimientos especiales en caso de escape no controlado de hidrocarburos o sulfuro de hidrógeno, incluido el apagado de emergencia.
- Orientación sobre la restauración de los sistemas mecánicos, eléctricos y de ventilación después de una falla de alimentación principal o apagado de emergencia.

El Jefe del Equipo de Mando y el Gerente de la Plataforma de perforación son los responsables por la implementación de los procedimientos de emergencia contenidos en dicho manual.

Los Procedimientos de Emergencia serán puestos a disposición de todos los empleados para su revisión; además, se alentará a todo el personal a que revise y entienda completamente los Procedimientos de Respuesta de Emergencia. Los Procedimientos de Respuesta (ERPs por sus siglas en inglés) serán revisados junto con los empleados antes y después de los ejercicios de entrenamiento, cuando se detecten cambios significativos y, anualmente como un repaso. Este último puede ser conducido en una Reunión de Seguridad General. En el procedimiento se establecen los siguientes requerimientos Generales de Emergencia.

Principio General: Preservación de la Vida

- El principio rector de un proceso de respuesta a emergencias es la preservación de la vida; el de toda la tripulación y el de los equipos de respuesta a emergencia.
- Casi todas las emergencias se desarrollan durante un período de tiempo, y por lo general hay una alerta temprana de un evento inminente que, si se identifica y se actúa apropiadamente, se evitará que ocurra del evento.

Obligaciones Primarias

- Cuando ocurra una emergencia “costa afuera”, el Líder del Equipo de mando será notificado inmediatamente y determinará si las circunstancias del incidente justifican la reunión del Equipo de Respuesta a Emergencias (ERE) en tierra. Los incidentes graves se consideran caso por caso con la activación del Equipo de Respuesta de Emergencia por el líder del equipo de mando.
- Siempre debe considerarse que la obligación primaria en cualquier situación es la preservación de la vida. Por lo tanto, ciertas acciones para preservar la vida y las extremidades pueden ser necesarias en el lugar antes de que las autoridades administrativas puedan ser plenamente informadas. Sin embargo, es un deber mantener a todas las autoridades plenamente informadas lo antes posible.

- Si hay una emergencia o una posible emergencia que ponga en peligro la navegabilidad o la estabilidad de la plataforma de perforación o que de otro modo implique un riesgo de muerte o lesiones personales graves, el personal a Cargo (PIC) debe tomar las medidas que considere necesarias o convenientes para enfrentar o evitar la emergencia. Por lo tanto, si bien estas medidas del procedimiento de emergencia deben ser seguidas como una regla general, el Personal a Cargo (PIC) está facultado para añadir, suprimir o variar de otra manera a la luz de las circunstancias imperantes.

Líneas de Comunicación.

- En caso de que la plataforma requiera el apoyo del Equipo de respuesta de emergencia en tierra durante una emergencia, el Líder del equipo de mando (CTL, por sus siglas en inglés) se pondrá en contacto con el Gerente de plataforma de perforación.
- Después de la notificación de emergencia desde la Plataforma de perforación, el Gerente de Plataforma de perforación notificará al Gerente de Operaciones para discutir la asistencia que sea requerida.
- El Líder de Equipo de Mando debe informar a la base de tierra sobre todas las emergencias.

Simulacros de Emergencia

- Ejercicios de Emergencia deberán ser conducidos “Costa Afuera” y de acuerdo con el Procedimiento de Simulacros y Ejercicios de Emergencia Corporativos.
- Ejercicios conjuntos entre equipos en tierra y “costa afuera” deberán ser conducidos mínimo anualmente.
- Un reporte de todos los eventos o ejercicios deberán ser preparados y mantenidos en la oficina de tierra. El reporte deberá proporcionar la descripción de la situación, detalles de la respuesta, consecuencias y cualquier acción correctiva recomendada requerida para mejorar el proceso.

Documentación

- Se establecerá un documento de enlace para coordinar el esfuerzo de respuesta de emergencia del Operador con el de Ensko.
- El Gerente de Operaciones, Gerente de Plataforma de perforación, Líder del Equipo de Mando, Gerente de Seguridad e Higiene deberán contar con la edición actual del Manual de Respuesta de Emergencia (ERM, por sus siglas en inglés) en sus respectivas oficinas.
- Un Directorio de Emergencias Actualizado deberá ser colocado estratégicamente a través de la plataforma de perforación y estará disponible para el personal todo el tiempo.

- El Líder del Equipo de Mando (CTL) es responsable de mantener una lista actualizada del personal a bordo de la plataforma de perforación todo el tiempo.
- El Líder del Equipo de Mando es responsable de mantener una lista telefónica actualizada de:
 - Teléfono de la oficina local de Ensco.
 - Gerente de Plataforma de perforación y Gerente de activos de la Plataforma de perforación.
 - Gerente de Operaciones.
 - Gerente de Seguridad, Salud y Medioambiente (SHE Manager por sus siglas en inglés).
 - Recursos Humanos.
 - Representante del Cliente en Tierra.
 - Estructuras Cercanas (botes de suministro, unidades de perforación, etc...)
 - Instalaciones Marítimas y helipuertos.
 - Agencias Regulatorias.
 - Servicios Aéreos de Evacuación Médica (Incluyendo Servicios y Personal de Vuelo Nocturno capacitado).
 - Servicios de Respuesta para fuga de hidrocarburo.
 - Instalaciones Médicas Cercanas.
 - Autoridades Costeras Locales del Estado.
 - Centro de Mando Principal y Secundario.
- Esta lista telefónica debe estar disponible para el Equipo de Respuesta de Emergencia en tierra, todo el tiempo.

Responsabilidades de Equipo de Respuesta de Emergencia en Tierra

- El Manual de Respuesta de Emergencia en Tierra describe la estructura, respuesta, roles y responsabilidades del equipo de respuesta de Emergencia en Tierra.
- Es imperativo que el Líder del equipo de mando este familiarizado con el Manual de Respuesta de Emergencia en Tierra. Esto le da un entendimiento claro de que estructuras de apoyo tiene a su disposición mientras aborda una situación de emergencia

Equipo de Mando de Emergencia "Costa Afuera"

- Eni definirá un Equipo de mando cuyo propósito sea coordinar, organizar y abordar todas las emergencias. El equipo será un punto central de la toma de decisiones y el mando durante dicho evento.
- El equipo debe estar compuesto por:
 - Líder de Equipo de Mando
 - Coordinador de Equipo de Mando

- Coordinador de Reunión.
 - Enlace de Comandos de Escena.
 - Registrador de Eventos
 - Enlace de Cliente.
- El Líder del Equipo de Mando tiene el deber de designar al Equipo de Mando en concordancia con la disponibilidad de personal de su unidad.
 - Es también el deber del Líder del Equipo de Mando el clarificar y definir un centro de mando primario y secundario para el manejo de eventos de emergencia.

Lista de Escenarios previstos en el procedimiento (en caso de que apliquen)

- Escenario 1: Explosión superficial de gas en aguas someras - (Falla de ducto submarino o apertura de agujero)
- Escenario 2: Explosión superficial de gas en la cubierta del sótano
- Escenario 3: Reventón del yacimiento en el piso de perforación
- Escenario 4: Liberación de Gas Tóxico
- Escenario 5: Escape de Gases Inflamables
- Escenario 6: Fuego/Explosión en el área de procesamiento de Lodo (Debido a la entrada de Gas)
- Escenario 7: Fuego/Explosión en área de prueba del pozo
- Escenario 8: Fuego en la zona de Alojamiento
- Escenario 9: Fuego/Explosión en área de Maquinaria
- Escenario 10: Falla de Amarre
- Escenario 11: Colisión
- Escenario 12: Falla Estructural (debido a clima extremo)
- Escenario 13: Pérdida de estabilidad (Por Razones Internas)
- Escenario 14: Pérdida de Control en Tránsito
- Escenario 15: Colisión de Helicóptero en las Instalaciones
- Escenario 16: Colisión de Helicóptero en el Océano cerca de las Instalaciones
- Escenario 17: Retraso de Helicóptero
- Escenario 18: Retraso de Navío
- Escenario 19: Hombre al Agua
- Escenario 20: Incidente de Contaminación

- Escenario 21: Heridas / Enfermedad Seria
- Escenario 22: Persona Infecciosa/Cuarentena
- Escenario 23: Crimen Serio a bordo
- Escenario 24: Sabotaje
- Escenario 25: Pérdida de Energía/Apagón
- Escenario 26: Pérdida del mantenimiento automático de la estación
- Escenario 27: Búsqueda y Rescate
- Escenario 28: Movimiento del lecho marino que afecta la estabilidad de la plataforma de perforación
- Escenario 29: Tormenta Tropical / Respuesta a Huracán

Medidas Cautelares Adicionales

Además de los procedimientos de control y mitigación basados en escenarios para los cuales se proporcionan listas de verificación, existen otras emergencias potenciales para las cuales sólo es posible proporcionar una orientación más general.

Medidas de Precaución de Evacuación de Personal no-esencial

Se prevé que, en determinadas circunstancias, se emprendan medidas de precaución de evacuación de personal no-esencial con helicópteros o buques de apoyo. En estas circunstancias, las listas de personal deben ser compuestas y una vez que la aeronave haya partido, éstas deben ser transmitidas.

El Líder de Equipo de Mando tiene la responsabilidad de crear una lista específica del equipo esencial, mientras que el resto del personal no-esencial es evacuado para el siguiente tipo de eventos:

- Manejo para control de pozos
- Manejo para evento marino en tránsito
- Manejo para evento marino en operación

Control de Pozos

El proceso para las operaciones de control de pozos está contenido en el Estándar de Control de Pozos.

Lastrado de Emergencia

A raíz de fallas estructurales de cualquier tipo, ya sea debido a colisiones, condiciones meteorológicas adversas o sobrecarga de componentes, puede ser necesario llevar a cabo procedimientos de lastrado de emergencia. Este procedimiento se completará después de una consulta entre el Líder de Equipo de Mando CTL, el Ingeniero de Barcaza y el soporte en tierra (Cuando sea necesario).

Comunicaciones para acercamiento con Buques

Los buques pueden establecer comunicaciones en el canal 16 de VHF-FM (llamada internacional y frecuencia de socorro) y luego cambiar al canal 13 de VHF-FM (puente a puente) u otra frecuencia que funcione.

Apagado Remoto de Tanque de Combustible

Todos los depósitos de los tanques de combustible están equipados con válvulas de cierre rápido accionadas remotamente para que puedan ser accionadas desde el exterior del espacio en el que reside el tanque. Estas válvulas deben cerrarse en cualquier caso donde el combustible en el tanque pueda continuar alimentando un incendio, o puede ser perdido por la borda.

Respuesta la contaminación

Hay dos aspectos que deben tenerse en cuenta cuando se trata de la contaminación: en primer lugar, el proceso de presentación de informes y, en segundo lugar, la contaminación. En este documento la contaminación por hidrocarburos es la única forma que se considera.

El proceso de notificación es tratado en detalle por el Plan de emergencia de contaminación por hidrocarburos a bordo del buque (SOPEP).

Cabe destacar que independientemente de las actividades propuestas por el cliente, el Líder de Equipo de Mando (CTL) tiene la responsabilidad específica de reportar un evento de contaminación. Si hay alguna duda sobre si se ha producido un evento que debe notificarse, se proporciona orientación en el Procedimiento de Prevención de la Contaminación de Enasco.

9.6.3 *Sistemas de Seguridad*

Equipo de monitoreo de presencia de gas.

La plataforma de perforación contará con detectores fijos para monitorear la presencia de gases combustibles y H₂S en las áreas de perforación; zaranda vibratoria, tanques de lodos, ventilación de las residencias y en el niple campana, cuarto de maquinaria, consola de perforación, entre otros. Los detectores están conectados con un sistema de alarmas visibles/audibles que permitirán dar aviso al personal en caso de la detección de dichos compuestos. Los equipos deberán cumplir las especificaciones requeridas y/o la normatividad aplicable. Además de contar con cuatro detectores portables de H₂S y cuatro detectores portables de gases combustibles.

Equipos de respiración autónoma.

La plataforma de perforación contará con 8 equipos de respiración autónoma con duración de 30 minutos cada una. Los equipos deberán cumplir las especificaciones requeridas y/o la normatividad aplicable.

Botes y balsas salvavidas.

La plataforma de perforación cuenta con cuatro botes salvavidas con capacidad para 75 personas y 6 balsas salvavidas con una capacidad de 25 personas, aunado

a un bote para rescate rápido. Los equipos deberán cumplir las especificaciones requeridas y/o la normatividad aplicable.

Equipo de rescate

La plataforma de perforación contará con los equipos de rescate necesarios para las cuadrillas de rescate y cuadrilla de contraincendios, entre ellos se contemplan los siguientes:

- 1 helicóptero
- 1 bote para rescate rápido
- Equipo de Rescate en el helipuerto que contiene:
 - Hacha de bombero
 - Palanca
 - Sierra para trabajo pesados con cuchillas de repuesto
 - Gancho de agarre
 - Cable de acero
 - Cuchillo de liberación rápida
 - Corta cadenas

Los equipos deberán cumplir las especificaciones y/o normatividad aplicable. Y las cuadrillas estarán debidamente identificadas y entrenadas.

Equipo y material salvavidas

El equipo y material salvavidas a bordo de la plataforma de perforación será como mínimo el siguiente:

- (2) Puntos de reunión en la cubierta principal y en el segundo nivel.
- (39) Señalamientos de ruta de escape en el cuarto de bombas y propulsores, (89) distribuidos en las columnas, (82) en la cubierta principal, (60) en el almacén de lodos, (44) en la cubierta intermedia, (59) en el segundo nivel, (39) en el tercer nivel, (33) en el cuarto nivel y (12) en el helipuerto.
- (6) Balsas salvavidas inflables (25 personas) en la cubierta principal
- (2) Bote salvavidas (75 personas) en la cubierta principal y (2) en el segundo nivel.
- Bote de rescate en la cubierta principal.
- (4) Boya salvavidas con luz de autoencendido.
- (6) Boya salvavidas con línea de vida (50 m).
- Boya salvavidas con luz de autoencendido y señal de humo.
- Bengala para señales de socorro en el cuarto nivel.
- (66) Chalecos salvavidas en el segundo nivel, (80) en el tercer nivel y (4) en el cuarto nivel.
- Cajas con 15 chalecos salvavidas ubicados en la cubierta principal
- Cajas con 30 chalecos salvavidas en la cubierta principal y (2) cajas en el segundo nivel.
- Radares transmisor-receptor en el cuarto nivel de la plataforma y (4) radares en los botes salvavidas.

- Kits de Primeros Auxilios ubicados en la cubierta principal y en el hospital en el segundo nivel.
- (2) camillas ubicadas en la cubierta principal y en el hospital en el segundo nivel.
- Sistema de localización de radiobalizas satelital ubicado en el helipuerto.
- (12) Cohetes paracaídas con señales de auxilio en el cuarto nivel y (20) distribuidos en los botes salvavidas.
- Señales de humo a mano en el cuarto de control en el cuarto nivel y (20) distribuidos en los botes salvavidas.
- Equipos lanzadores de línea de vida en el cuarto nivel
- Radios VHF de 2 canales en el cuarto de control y (4) distribuidos en los botes salvavidas
- Lavador de ojos/ ducha de emergencia en la cubierta principal y (1) en el almacén de lodos y (2) en la cubierta intermedia.
- Equipo de helicóptero de rescate en el helipuerto

En el Anexo 9.2 se muestran los diagramas de localización de los componentes más relevantes del sistema contra incendio en su versión más reciente.

Respuesta conjunta para emergencias Nivel 3

El corporativo de eni tiene un acuerdo en vigor con la compañía OSRL Southampton (Oil Spill Response Limited), en el cual en caso de una emergencia clasificada como Nivel 3 (ver Tabla 9.54), se tendrá a disponibilidad de la SEMAR para el apoyo que sea coordinado para la atención de la emergencia.

Dicho acuerdo es aplicable a todas las filiales de eni, incluida eni México.

Eni México podrá activar directamente a OSRL, para iniciar la notificación y la movilización requerida.

La empresa OSRL cuenta con una cartera diversa de personal que tiene las habilidades prácticas y experiencia para ayudar y apoyar a los miembros del contrato de colaboración para la respuesta a derrames y que son entrenados en el uso de la estructura del Sistema de Comando de Incidentes (ICS, por sus siglas en inglés).

Los miembros son movilizados rápidamente en caso de un incidente real o potencial mediante el envío de un asesor técnico durante las primeras 48 horas.

OSRL está enfocada en la mejora de la capacidad de su personal y equipos de respuesta y el establecimiento de una base para una respuesta coordinada durante los principales incidentes de derrames.

Los beneficios del contrato de respuesta para emergencias nivel 3 incluyen los siguientes aspectos:

- Notificación – La empresa OSRL se comunicará dentro de los 10 minutos siguientes de haber recibido la notificación de un incidente,
- Asesoramiento en la respuesta técnica en el lugar del siniestro,

- Capacidad de respuesta – OSRL cuenta con los recursos para responder al mismo tiempo a una serie de incidentes en términos de tamaño, naturaleza, complejidad y sensibilidad.
- Personal de respuestas altamente capacitado - la empresa OSRL cuenta con 80 Especialistas en Respuesta a Derrames de tiempo completo asignados a tres equipos de respuesta global a través de sus bases de respuesta global. Ellos serán desplegados desde cualquiera de las bases en función de la naturaleza del incidente y las habilidades necesarias para tratar con el mismo. Para cada incidente la empresa tiene comprometidos como máximo quince especialistas de Respuesta a Derrames, dos gestores y un Coordinador de Logística Servicio.
- Socios para respuesta – Trabajan con diversos socios para soportar los requerimientos de aviación. Logística, modelado y otros servicios especializados pueden ser llamados, como y cuando sean requeridos.
- El equipo de respuesta ante los derrames y transporte – el equipo de respuesta especializada se encuentra en las instalaciones de seguridad y con despacho de aduanas para el despliegue rápido. Los miembros obtienen acceso a los sistemas de suministro de dispersante a gran escala y aviones, así como acceso 24/7 a una red global de servicios de carga y de alquiler de pasajeros a través de corredores dedicados.

Tabla 9.54 *Clasificación de Niveles de Emergencia*

Característica	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Gestión			
Jurisdicción	Una sola jurisdicción	Múltiples jurisdicciones	Múltiples jurisdicciones
Comisión	El controlador del incidente es responsable de todas las funciones	Se delegan algunas funciones o se crean divisiones	Todas las funciones son delegadas y/o se crean divisiones
Número de agencias	Agencia de respuesta inicial	Respuesta de agencias múltiples de rutina	Agencias del gobierno y de la industria
Plan de acción para el incidente	Simple/Resumen	Resumen	Detallado
Recursos	Recursos dentro de un área	Requiere recursos dentro del estado	Requiere recursos nacionales o internacionales
Tipo de emergencia			
Tipo de respuesta	Inicial	Escalada	Campaña
Duración	Un turno	Turnos múltiples De días a semanas	Respuesta extendida De semanas a meses
Peligros	Peligro sencillo	Peligro sencillo	Peligros múltiples
Recursos en riesgo			
Salud humana	Potencial de lesiones serias	Potencial de fatalidad	Potencial de múltiples fatalidades
Medio ambiente	Impactos aislados o con recuperación natural en semanas	Impactos significativos, cuya recuperación podría tomar meses. Remediación requerida	Área significativa impactada, cuya recuperación puede tomar meses. Remediación requerida

Vida salvaje	Fauna individual	Grupos de fauna o fauna amenazada	Número elevado de fauna
Economía	Trastorno a nivel negocio	Falla del negocio	Trastorno del sector
Social	Servicios reducidos	Servicios reducidos continuos	Calidad de vida reducida
Infraestructura	Falla de corta duración	Falla de media duración	Deterioro severo
Asuntos públicas	Cobertura de medios locales y regionales	Cobertura de medios nacionales	Cobertura de medios internacionales
Fuente: Departamento de Transporte, Gobierno de Australia, 2015			

9.6.4

Medidas Preventivas

Como parte de las medidas preventivas para evitar un evento de riesgo en las instalaciones, se proponen más no se limitará a las siguientes actividades, las cuales quedarán implementadas y establecidas en los procedimientos:

Programa de mantenimiento preventivo

El objetivo es proporcionar una visión general de la estructura del Programa de Mantenimiento Preventivo de Ensko.

Los procesos de mantenimiento preventivo de Ensko están diseñados para asegurar que: 1) todo el equipo crítico reciba el mantenimiento rutinario necesario para asegurar un desempeño seguro, confiable y eficiente; 2) la condición, el desempeño y los parámetros importantes de desgaste del equipo crítico sea monitoreado y documentado; y 3) se realice el mantenimiento no rutinario y las reparaciones necesarias para prevenir fallas que podrían resultar en un daño catastrófico del equipo y/o en tiempo de inactividad de la unidad. El Programa de Mantenimiento Preventivo también se utiliza para programar la inspección y mantenimiento de los sistemas críticos de perforación y sus componentes estructurales, así como para documentar y monitorear su estado.

Las rutinas de mantenimiento y los criterios para las reparaciones programadas derivan de una combinación de las recomendaciones del fabricante original del equipo (OEM) y de las prácticas obligatorias de Ensko basadas en la experiencia adquirida a través de muchos años de operar equipo de perforación en alta mar.

Un objetivo importante del Programa de Mantenimiento Preventivo es la optimización y eficiencia; de manera que el valor derivado del programa de mantenimiento se optimiza en relación con su costo. Otro aspecto importante del Programa de Mantenimiento Preventivo de Ensko es que permite una mejora continua basada en el conocimiento adquirido del análisis de las fallas de equipos y de reparaciones no programadas.

Todo el equipo y los sistemas que requieran mantenimiento deberán ser identificados de manera única de modo que las rutinas de mantenimiento y la

información de reparación/mantenimiento puedan ser asociadas con componentes individuales.

Rutinas de Mantenimiento Preventivo

Las rutinas de Mantenimiento Preventivo deberán ser establecidas para todo el equipo crítico como se define en el Sistema de Clasificación de Criticalidad. Las rutinas tienen como finalidad, proporcionar orientación e instrucciones de mantenimiento a través de un formato estandarizado, según sea necesario, para mantener el equipo en condiciones óptimas y seguras.

Las rutinas de Mantenimiento Preventivo son documentos controlados que son expedidos por el departamento de Ingeniería Corporativa y deberán ser autorizados por la Gerencia de Ingeniería en Estándares Preventivos de Mantenimiento o por un nivel de autoridad superior.

Mantenimiento Preventivo Programado

El mantenimiento preventivo programado deberá ser realizado en todo el equipo y sus componentes de acuerdo a lo establecido por las rutinas de mantenimiento preventivo.

Todas las políticas y procedimientos de Salud, Seguridad y Medio Ambiente de Ensko aplicables deben cumplirse mientras se lleva a cabo el mantenimiento preventivo; incluyendo la política de bloqueo/etiquetado y los procedimientos de permiso de trabajo.

Mantenimiento y Reparaciones No Programados

Cualquier mantenimiento o reparación de equipo no programado deberá ser documentado utilizando el proceso de orden de pedido de reparación. Esto es necesario para desarrollar un historial de reparación y mantenimiento de equipo no programado que pueda ser usado para identificar áreas o tendencias de problemas potenciales que puedan ser utilizados como base para mejorar rutinas y procesos de mantenimiento ya existentes.

Las Órdenes de Servicio que no hayan sido completadas deberán ser reportadas a través de un Informe de Ordenes de Servicio Pendientes.

Prueba y Calibración de Dispositivos de Medida y Monitoreo

El equipo o instrumentación es utilizado para monitorear o medir parámetros críticos. Este equipo deberá ser probado y calibrado como sea necesario para asegurar la validez de las mediciones de acuerdo al Marco de Referencia del Sistema de Gestión de Ensko.

9.6.5

Otras consideraciones

El Promovente, implementará y verificará los sistemas de seguridad que se mencionan en esta sección. Se contará con los Manuales de Operación y Mantenimiento los cuales incluyen las instrucciones necesarias para garantizar que los equipos se operen en forma segura y eficiente, a través de un adecuado programa de mantenimiento preventivo.

Requerimientos de HSE (Seguridad, Salud en el trabajo y Medio Ambiente)

El diseño de los sistemas HSE (Seguridad, Salud en el trabajo y Medio Ambiente, por sus siglas en inglés) se realizará de acuerdo al documento "eni E&P STANDARD 1.3.0.07 - HSE MINIMUM DESIGN REQUIREMENTS". Asimismo, el contratista identificará las zonas de seguridad y las rutas de escape en cumplimiento con dicho documento y por los estándares acordados durante el proceso de licitación.

Además, el contratista deberá proveer a las instalaciones con un Sistema Contra Incendios autónomo (sin suministro de agua) incluyendo sistemas fijos y portátiles. Del mismo modo, el contratista deberá proporcionar un sistema fijo de detección de incendios y gases que cubra las áreas de la planta.

Inicio de operaciones

El contratista, antes de proceder con la fase de inicio, deberá presentar evidencia proporcionando todos los informes de prueba de inspección aplicables y procedimientos de prueba operacional para la aprobación de la eni con los siguientes certificados:

- Evaluación de la revisión previa a la puesta en marcha,
- Certificado para inicio de operaciones y para producción de hidrocarburos.

Las operaciones para la fase de inicio, incluyendo las actividades de mantenimiento durante el período de alquiler serán realizadas por el contratista bajo los requerimientos aplicables de HSE y mano de obra de la eni.

Es responsabilidad del contratista de igual forma la revisión y certificación periódica de los Sistemas de Seguridad (por ejemplo, F&G, ESD System, PSV's, etc.), de las embarcaciones, tuberías y los equipos de proceso en cumplimiento con las regulaciones nacionales y locales aplicables al Proyecto, así como de las Mejores Prácticas Internacionales. También será responsable de proporcionar el plan analítico, los procedimientos de muestreo, los procedimientos analíticos y las instalaciones de laboratorio (incluidos los instrumentos y equipos, herramientas, reactivos y consumibles, herramientas de muestreo, etc.).

Servicios de Soporte Técnico

Los servicios de soporte técnico incluirán como mínimo los siguientes puntos:

- Recomendaciones técnicas a petición de la eni
- Investigación de fallas y diagnóstico del desempeño operacional
- Monitoreo de las instalaciones en tierra y asesoramiento oportuno para realizar cambios a estrategias de integridad y procedimientos asociados para el monitoreo de condiciones, de corrosión, etc.
- Proveer todo el personal y cualquier otro soporte requerido para la ejecución del servicio
- Proporcionar cuidado, mantenimiento y almacenamiento de toda la información y documentación relacionada con las actividades en tierra.

Diseño, Operatividad y Mantenimiento

El contratista deberá incluir un diseño preliminar del plano del terreno en su propuesta. La localización del equipo dependerá del impacto en la seguridad y al medio ambiente. También se garantizará un trabajo de mantenimiento sencillo. Para los requisitos de autorización y acceso, debe hacerse referencia a los requisitos HSE incluidos en el ITT.

El equipo colocado en patín estará orientado de tal forma de permitir un fácil acceso y mantenimiento sin tener que recurrir a remover otro montaje.

Se debe proporcionar un área sin obstrucciones para los elementos que deban retirarse para el mantenimiento, como las partes internas de los recipientes o los tubos del intercambiador. Las partes internas de la embarcación deben ser reemplazables a través de la boca de inspección; se debe proporcionar un acceso seguro para realizar esta operación.

El contratista proporcionará todas las escaleras y plataformas requeridas para acceder y mantener los buques, instrumentos / válvulas y equipos de acuerdo con las especificaciones aplicables

Mantenimiento de las Tuberías

La red de tuberías será diseñada, seleccionada, fabricada e inspeccionada, etc. en cumplimiento con las especificaciones, códigos y estándares aplicables mencionados en el ITT.

Para cada clase de fluido que ingrese / salga, solo se proporcionará una conexión, la red necesaria dentro del área será provista por el contratista.

Venteos y/o válvulas de seguridad PSVs que sean liberados a la atmósfera deberán enviarse a un lugar seguro, a una altura no inferior a 3 m sobre el nivel del suelo o la pasarela de servicio más alta.

Se debe contemplar el aislamiento para la protección del personal para tuberías, equipos y maquinaria que normalmente no están aislados, pero que presentan una temperatura de servicio que excede los 60 ° C. Esta protección debe restringirse a las áreas de maniobras o pasajes para el personal. Dicha protección

debe extenderse 60 cm horizontalmente y 210 cm verticalmente desde áreas operativas o pasarelas.

El contratista deberá consultar las especificaciones y los códigos de eni incluidos en el ITT.

Operación y Mantenimiento de las Válvulas

Las instrucciones describiendo los procedimientos y la frecuencia con que se debe realizar el mantenimiento de los diferentes tipos de válvulas serán especificadas en el Manual de Operación y Mantenimiento, así como en el Programa de Mantenimiento.

Las válvulas deberán instalarse según sea necesario para evitar y permitir la extracción de componentes duplicados para mantenimiento sin la necesidad de drenar o apagar el sistema completo.

Procedimientos de Trabajos en Caliente

Los procedimientos para realizar actividades que impliquen uso de flama o bien que generen chispa se especificarán en el Manual de Operación y Mantenimiento y contendrán como mínimo la siguiente información:

- Material de la tubería que será soldada,
- Bloqueo de línea y purga,
- Tipo de soldadura,
- Calidad de la soldadura,
- Condiciones de flujo del gas,
- Temperatura,
- Condiciones de seguridad que deberán seguirse,
- Capacitación de los operarios a cargo de la soldadura, e
- Inspección y pruebas.

Sistema de Gestión de Calidad

En cumplimiento con la ISO 9000, el contratista cumplirá con una serie de estándares en particular con la ISO 9001: 2008 "Sistemas de Gestión de Calidad- Requerimientos". El Sistema de Calidad del contratista estará sujeto a la aprobación de la eni durante la adjudicación del contrato.

Pruebas e inspección

El contratista realizará pruebas e inspecciones a vendedores y sub- contratistas con el fin de asegurar el cumplimiento de los servicios proporcionados con los requerimientos del Proyecto y con las leyes, normas, estándares que sean aplicables.

Las pruebas e inspecciones deberán realizarse de acuerdo a los términos establecidos entre la eni y el contratista. Según corresponda, el contratista

realizará para cada objeto de mayor y de menor importancia lo siguientes procedimientos:

- Prueba de Aceptación Industrial (FAT, por sus siglas en inglés)
- Prueba de Aceptación de Sitio (SAT, por sus siglas en inglés)

Al menos dos semanas antes se debe dar aviso que se realizará una prueba de fábrica y se proveerá a eni con toda la documentación válida de los proveedores.

9.7 *RESUMEN*

9.7.1 *Conclusiones del estudio de riesgo ambiental*

Como parte del análisis cualitativo y la jerarquización de riesgos, a través de la matriz de determinación de riesgos se definieron las actividades que cuentan con un nivel de riesgo aceptable o si se requiere aplicar medidas de control adicionales a las salvaguardas existentes para mitigar el riesgo. A partir de los resultados de la ejecución del taller HAZID se determinó, como se muestra en la Tabla 9.41, que sólo tres (3) resultaron con nivel de medio- alto y cinco (5) con nivel de riesgo medio, clasificadas con el nivel de severidad más alto, después de aplicar salvaguardas y que están relacionadas con operaciones rutinarias, no rutinarias y durante el abandono de las instalaciones, éstas se describen a continuación:

- ID 3.7.1.1.1, 4.2.1.1.1 y 5.1.1.1.1 son eventos en donde ocurre liberación de hidrocarburos al mar. El primero debido a la pérdida de la integridad de pozo y como consecuencia el reventón del mismo, el segundo es la afluencia o retroceso del pozo ocasionando igualmente el reventón del pozo y el tercero se debe al aislamiento inadecuado de barriles.
- Los IDs 3.8.2.1.1 y 3.8.4.1.1 se relacionan debido a que estos tres eventos tienen como consecuencia un accidente aéreo ocasionado por falla mecánica/ eléctrica, agotamiento de combustible y error humano respectivamente.
- ID 3.8.1.1.1 y 3.9.1.1.1 es el evento en donde se presentan lesiones al personal y daños a las instalaciones debido a la caída de objetos.
- ID 4.4.2.1.1 es la falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia y como consecuencia lesiones al personal, daño a las instalaciones y el medioambiente.

Con base en los resultados de la ejecución del taller HAZID se determinó, como se mencionó en la sección 9.4.2, que para efectos del análisis de consecuencias el evento de “pérdida de contención de pozo” jerarquizado con nivel de riesgo medio- alto, presentaría un efecto potencial mayor al medio ambiente.

En este estudio se generó un modelo de derrames de hidrocarburo para predecir el alcance espacial de un derrame hipotético de hidrocarburo en el Golfo de México ocasionado por la pérdida de contención de un pozo ubicado en el AC10. Se examinaron las trayectorias del derrame utilizando datos hidrodinámicos y meteorológicos de tres temporadas climatológicas (lluviosas, de frentes fríos

anticiclónicos y temporada seca), las cuales representan las condiciones meteoceánicas basadas en datos obtenidos del modelo hidrodinámico (HYCOM) para el periodo 2009-2014 y datos climatológicos de la región. Estas tres temporadas climatológicas se utilizaron para simular con el modelo de derrame COSIM el caso de Superficie Máxima Cubierta de hidrocarburo.

Es importante mencionar que las probabilidades de empetrolamiento presentadas de la Figura 9.11 a la Figura 9.16, fueron resultado de la modelación considerando que el evento ocurre. Sin embargo, la frecuencia con la que se categorizó el evento de “pérdida de la integridad de pozo” es de 10^{-6} a 10^{-4} ocurrencias al año, por lo que se espera que la probabilidad disminuya aún más.

Las iteraciones del modelo fueron ejecutadas dos veces por mes para los cinco años de información con un total de 120 iteraciones, concluyendo lo siguiente:

- De la Figura 9.11 a la Figura 9.13 se puede observar que la mancha llega a las costas mexicanas con 50% de probabilidad de empetrolamiento superficial en las costas de Coahuila y de entre 10 y 20% para toda la zona costera de Veracruz para la temporada lluviosa, mientras que en temporada de frentes fríos se espera que las costas de Veracruz tengan cerca de un 40% de empetrolamiento superficial. Por último, en temporada seca se espera que el porcentaje de empetrolamiento en las costas de Veracruz, en especial en Coahuila, en su mayoría sea de 30%, teniendo el mayor porcentaje de afectación para esta temporada las zonas cercanas al Puerto México con aproximadamente 40% de probabilidad de empetrolamiento superficial. Como se puede observar, en los tres casos se cuanta con el impacto en arrecifes coralinos y regiones marinas prioritarias.
- De la Figura 9.14 a la Figura 9.16 se aprecia la probabilidad de empetrolamiento costero. En las tres temporadas, esta probabilidad varía aproximadamente de entre 10 y 40% a lo largo de las costas de Veracruz y parte de Tabasco.
- Con base en la En la Tabla 9.52, se presentan los resultados de peor caso, en caso de que ocurra, considerando superficie máxima cubierta de crudo, en ella se puede observar que la mayor área de crudo se presenta en la temporada de seca (98,745 km²) mientras la menor en temporada de frentes fríos anticiclónicos (88,778 km²).
- **Tabla 9.52** la concentración máxima de HAD será durante la temporada lluviosa con 4,644 ppm, mientras que la mínima será en 1,654 ppm en temporada seca. El tiempo mínimo en impactar la costa serán 6 días durante la temporada de frente fríos anticiclónicos, mientras que el máximo serán 12 días durante la temporada seca. La temporada con la mayor área de superficie mayor a 1 µm correspondió a la temporada lluviosa con aproximadamente 98,289 km²; mientras que la temporada de frentes fríos anticiclónicos presentó la menor área superficial mayor a 1 µm (87,898 km²). Para todos los casos, el crudo estaría presente en la superficie del agua como una capa delgada y brillante que podría representar un riesgo para las aves y mamíferos

marinos. El total de hidrocarburo en la costa podrá variar entre 133,618 hasta 310,211 MT, éste último siendo durante la temporada lluviosa.

Todos los efectos descritos anteriormente serían provocados por una liberación continua por 55 días y 14 días de seguimiento de trayectoria, sin embargo, el equipo de emergencia para interrumpir el flujo estaría actuando en un periodo máximo de 55 días por lo que los impactos se prevén menores.

Siempre y cuando el Promoviente ejecute todos los controles preventivos que se encuentran descritos en las hojas de trabajo de la sesión de identificación de peligros (HAZID) disponible en el Anexo 9.8 y los sistemas de seguridad descritos a lo largo de la sección 9.6.3, el nivel de riesgo podría considerarse controlable (aceptable).

9.7.2 *Resumen de la situación general que presenta el proyecto en materia de riesgo ambiental*

9.7.2.1 *Identificación de peligros y jerarquización de riesgos*

Se realizó el análisis de cada una de las actividades de los nodos arriba mencionados (ver sección 9.4.2), en total resultaron 49 eventos evaluados. Como se mencionó anteriormente, a cada una de estas actividades le fue concedido un nivel de severidad y uno de probabilidad, de esta forma se obtuvo un nivel de riesgo.

Cabe resaltar que las medidas de control/mitigación con las que cuenta ENI se consideraron adecuadas por parte del equipo a cargo del análisis de identificación de peligros, estas medidas son mostradas en el Anexo 9.8 y que son resumidas en el reporte HAZID.

Para hablar de la situación general y las posibles áreas de afectación se debe considerar que para efecto del presente análisis se tomaron en cuenta los escenarios de riesgo considerados como casos extremos y de probabilidad limitada. Específicamente para las actividades que tienen como evento principal la pérdida de contención del pozo en donde el nivel de frecuencia fue clasificado con los niveles más bajos, "A" o "0". Estos niveles nos indican que el evento tiene menos de 10^{-4} ocurrencias al año.

Ninguna consecuencia resultó con un nivel de riesgo alto después de aplicar salvaguardas, se tienen ocho (8) consecuencias con nivel de riesgo medio y medio/ alto con los siguientes criterios. Para poder diferenciar entre consecuencias de nivel medio y medio/alto se decidió considerar primero las consecuencias que fueron jerarquizadas con un nivel de severidad mayor. De esta forma se tienen cinco (5) consecuencias con nivel de riesgo medio, nivel de severidad 5 (más severo) pero jerarquizado con frecuencia cero, es decir, "prácticamente no creíble". Por otro lado, existen tres (3) consecuencias con nivel de riesgo medio- alto, dos (2) con severidad cinco (5) y frecuencia A (poco

frecuente) y una consecuencia con nivel de severidad cuatro (4) y frecuencia B (poco probable).

Las ocho (8) consecuencias con mayor nivel de riesgo están relacionadas con tres (3) eventos principales; pérdida de contención del pozo, accidente aéreo, caída de objetos y falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia.

Para efectos de análisis de consecuencias se debe proceder a modelación de aquellas actividades que hayan sido jerarquizadas con un nivel de riesgo alto y que sean susceptibles de modelación. En este caso se procedió a modelar el evento de “pérdida de contención del pozo”, que, aunque fue jerarquizado con un nivel de riesgo medio- alto, presentaría un efecto potencial mayor al medio ambiente.

El evento de “accidente aéreo” no fue considerado para modelación debido a que no se identificaron accidentes reportados en donde el helicóptero impactará directamente en la plataforma, siendo el océano el principal lugar en donde ocurren los accidentes (ver sección 9.4.1). Al mismo tiempo, con base a la hoja de datos de seguridad, el punto de auto inflamabilidad del combustible a utilizar es de 228°C y no se generaría acumulación de vapor de combustible, por lo que no se considera la posibilidad de ignición. La cantidad de combustible derramado al agua puede potencialmente ser despreciada ya que en el océano rápidamente se disipará, evaporará o se esparcirá lo suficiente como para no ser una amenaza para los impactos de la vida silvestre.

9.7.2.2 *Análisis de consecuencias*

Se espera una cantidad máxima de 6,330,698 barriles de hidrocarburo que podría impactar las costas mexicanas. Durante los 69 días (55 días de liberación más 14 días adicionales después de haber controlado el derrame), resultó que la mancha impactaría principalmente en las costas de Veracruz y Tabasco. Se espera que el área máxima con crudo visible en la superficie oceánica sea de 99,212 km² durante la temporada lluviosa (junio a octubre).

9.7.3 *Informe técnico*

En la Tabla 9.56 se presentan las características de composición del hidrocarburo que se espera en el área del proyecto. Esta es la sustancia involucrada en el escenario de modelación. Mientras que en la Tabla 9.55 se pueden encontrar las proporciones volumétricas del crudo.

Tabla 9.55 Proporciones volumétricas del crudo mediano.

<i>Componente</i>	<i>Volumen %</i>
Monoaromáticos (MAH)	7.4%
Aromáticos policíclicos (PAH)	13.8%
C4-C5	9.7%

<i>Componente</i>	<i>Volumen %</i>
C6-C7 ciclo alcanos	1.7%
C6-C8	5.5%
C9-C10	5.0%
C11+ (residuales pesados)	54.4%
Indano/indeno	2.5%
Total	100.0%

Tabla 9.56 Propiedades de sustancias.

Nombre	Densidad (kg/ m³)	Flujo promedio (barriles por día)	Viscosidad (cP)	Relación Gas-Hidrocarburo (GOR)(condiciones estándar: 20°C, 1 atm)
Hydrocarburo	876.3	115,103	1.5	75.25 m ³ de gas/m ³ de petróleo

Fuente: eni- ERM 2018

Antecedentes de accidentes e incidentes

En la Tabla 9.57, se presenta un resumen de los accidentes e incidentes más relevantes documentados en la sección 9.4.1.

Tabla 9.57 Resumen de antecedentes de accidentes e incidentes relacionados con derrame de hidrocarburos

Año	Ciudad/País	Instalación	Evento	Causa	Nivel de afectación (componentes ambientales afectados)	Acciones realizadas para la atención
2010	Golfo de México	Deepwater horizon	Derrame	Explosión y hundimiento de plataforma	780,000 toneladas métricas de petróleo derramado al mar. Aún hay información por determinar.	Contención, recolección, uso de dispersantes.
1979	Golfo de México	Pozo Ixtoc I	Derrame	Explosión de pozo	454,000 toneladas métricas de petróleo derramado al mar	Apertura de dos pozos para dividir flujo. Dispersantes químicos y desnatadores para limpieza.
1979	Tobago, Las Antillas	Atlantic Empress	Derrame	Choque de embarcación	287,000 toneladas métricas de petróleo derramadas en el Mar Caribe	No reportadas

1991	700 millas náuticas de Angola	Abt Summer	Derrame	Explosión en el barco	260,00 toneladas métricas de petróleo derramadas en el mar de Angola	No reportadas
1983	Costa fuera de la bahía de Saldanha, Sudáfrica	Castillo De Bellver	Derrame	Explosión en el barco	252,000 toneladas métricas de petróleo derramadas en aguas de Sudáfrica	No reportadas
1978	Bretaña, Francia	Amoco Cadiz	Derrame	Colisión del barco	223,000 toneladas de petróleo derramadas en aguas de Francia. Daño a los ecosistemas marinos y terrestres.	Limpieza en la costa francesa durante más de cuatro meses.

ND: No Disponible

Fuente para eventos en Estados Unidos: Buró de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés Bureau Ocean Energy Management)

Fuente para eventos en México: La información fue tomada de los reportes anuales de la paraestatal en materia de seguridad, salud y medio ambiente.

Identificación jerarquización de riesgos ambientales y estimación de consecuencias

En la **Tabla 9.58**, se presenta un resumen de los resultados de la simulación de derrame.

Tabla 9.58 *Identificación y jerarquización de riesgos ambientales*

N° de Falla	N° de Evento	Falla	Accidente hipotético	Metodología empleada para la identificación de riesgo	Componente ambiental afectado
1	1	Reventón (Blow-out)	Derrame de hidrocarburos	Identificación de peligros (HAZID)	Agua (ecosistemas marinos y costas)

En la Tabla 9.59 se presentan los escenarios que fueron jerarquizados con el nivel de riesgo más alto y que fueron considerados como los eventos que tendrían el mayor impacto al medio ambiente. Ambos casos están relacionados con el evento de “pérdida de contención del pozo”, que, aunque fueron jerarquizadas con un

nivel de riesgo medio-alto, presentan un efecto potencial mayor al medio ambiente.

Tabla 9.59 *Estimación de consecuencias*

Nº de ID	Nº de Evento	Tipo de liberación	Cantidad hipotética	Estado físico	Efectos potenciales	Programa de simulación empleado	Zona de alto riesgo (m)
3.7.1.1.1, 4.2.1.1.1	1 y 6	Continua durante 55 días	115,103 BPD	Líquido	Grave (G)	Generalized Environmental Modeling System for Surfacewaters (GEMSS®)	Figura 9.11 a Figura 9.16

Fuente: ERM 2018

Efectos potenciales:

C) Catastrófico: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con un nivel de peligro (por ejemplo, gases tóxicos o inflamables, radiación térmica o explosión causada por sobrepresión) que puede causar efectos ecológicos adversos irreversibles o grave desequilibrio al ecosistema. Un efecto ecológico adverso irreversible es aquel que no puede ser asimilado por los procesos naturales, o solo después de muy largo tiempo, causando pérdida o disminución de un componente ambiental sensible (por ejemplo, especies de la NOM-059-SEMARNAT-2010, tipos de vegetación amenazada, entre otros).

G) Grave: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos adversos temporales. Un efecto ecológico adverso temporal es aquel que permanece un tiempo determinado, y disminuye la calidad o funcionalidad de un componente ambiental, siendo factible de atenuar con acciones de restauración o compensación.

S) Significativo: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos recuperables. Un efecto ecológico recuperable es aquel que puede eliminarse o remplazarse por la acción natural o humana, no afectando la dinámica natural del ecosistema o del componente ambiental.

R) Reparable: Este evento puede afectar áreas externas a los terrenos de la instalación con suficiente nivel de peligro para causar efectos ecológicos reversibles. Un efecto ecológico reversible es aquel que puede ser asimilado por los procesos naturales a corto plazo.

N) Ninguno: Este evento no alcanza áreas externas a los terrenos de la instalación.

9.7.4 *Instrumentos metodológicos y técnicos que sustentan la información*

La información de apoyo a lo incluido en el presente documento se encuentra identificada como anexos y a lo largo del documento.