

Estudio de Riesgo Ambiental Modalidad Análisis de Riesgo

Proyecto de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en
el Área Contractual AP-PG04, en términos del Contrato
CNH-R02-L04-AP-PG04/2018

Shell Exploracion y Extraccion de Mexico, S.A. de C.V.

Julio, 2022



Preparado para:

Shell Exploracion y Extraccion de Mexico, S.A. de C.V.

Preparado por:

Miguel Ángel Arriaga Rubio
AECOM Gerente de Proyecto y Líder de la División Ambiental

AECOM
Santa Fe 495, P10. Torre Zentrum
Col. Cruz Manca. Cuajimalpa de Morelos
01219. CDMX, Mexico
aecom.com

Copyright AECOM © 2021

Reservados todos los derechos. Ninguna parte de este trabajo protegido por derechos de autor puede ser reproducida, distribuida o transmitida en cualquier forma o por cualquier medio sin el permiso previo por escrito de AECOM.



Tabla de contenidos

1	Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto	1-1
1.1	Introducción.....	1-1
1.1.1	Estructural del ERA.....	1-1
1.1.2	Alcance del ERA	1-2
1.2	Bases de diseño.....	1-2
1.2.1	Información y descripción general del Proyecto	1-2
1.2.2	Descripción del entorno y susceptibilidad de la zona	1-5
1.2.2.1	Aspecto abiótico.....	1-6
1.2.2.2	Aspecto biótico.....	1-23
1.2.2.3	Descripción de infraestructura del sector hidrocarburos preexistente en el Área Contractual	1-26
1.2.3	Estándares y regulaciones aplicadas al Proyecto	1-26
1.2.4	Proyecto civil	1-28
1.2.5	Descripción del buque de perforación	1-28
1.2.5.1	Buque de perforación	1-28
1.2.6	Proyecto mecánico.....	1-32
1.2.6.1	Torre de perforación.....	1-32
1.2.6.2	Top Drive.....	1-32
1.2.6.3	Propulsores	1-32
1.2.6.4	Riser.....	1-32
1.2.6.5	Tensionador del riser	1-32
1.2.6.6	Desviador de flujo (<i>diverter</i>).....	1-33
1.2.6.7	Juntas	1-33
1.2.6.8	Managed Pressure Drilling (MPD).....	1-33
1.2.6.9	Arreglo de pozo.....	1-34
1.2.6.10	Sistema de Preventores	1-34
1.2.7	Proyecto del sistema contra incendios	1-36
1.2.7.1	Extintores y equipo de emergencia y rescate.....	1-36
1.2.7.2	Red contra incendios	1-36
1.3	Descripción detallada del proceso	1-39
1.3.1	Secuencia de perforación	1-39
1.3.2	Taponamiento y desmovilización	1-41
1.3.3	Materias primas, productos y subproductos	1-42
1.3.3.1	Fluidos de perforación	1-42
1.3.3.2	Hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno y hoja de datos de seguridad.....	1-45
1.3.4	Almacenamiento	1-45
1.3.5	Equipos auxiliares.....	1-45
1.3.6	Pruebas de verificación.....	1-46
1.4	Condiciones de operación	1-46
1.4.1	Especificaciones del sistema de control	1-46
1.4.2	Sistemas de asilamiento	1-46
1.4.2.1	Sistemas de paro de emergencia	1-47
1.5	Análisis y evaluación de riesgos	1-48
1.5.1	Historia de accidentes e incidentes	1-49
1.5.2	Identificación de peligros y evaluación de riesgos.....	1-51



2	Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, (análisis de consecuencias)	2-1
2.1	Representación de los radios potenciales de afectación por incendio, explosión, dispersión tóxica y análisis de vulnerabilidad.....	2-2
2.1.1	Software PHAST de simulación de escenarios	2-2
2.1.2	Criterios para la definición de las zonas de protección	2-2
2.1.3	Condiciones de simulación	2-3
2.1.3.1	Condiciones atmosféricas.....	2-3
2.1.3.2	Tiempos de liberación.....	2-4
2.1.3.3	Condiciones de liberación.....	2-5
2.1.3.4	Composición hipotética de la mezcla de hidrocarburos	2-5
2.1.4	Resultados de la simulación	2-6
2.1.4.1	E1: Explosión por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo	2-10
2.1.4.2	E2: Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo	2-11
2.1.4.3	E3: Dispersión de H ₂ S por liberación de hidrocarburos por manifestación de pozo.....	2-13
2.2	Zonas potenciales de afectación por liberación no controlada de hidrocarburos al mar	2-14
2.2.1	Software de simulación OILMAP	2-15
2.2.2	Condiciones de simulación	2-16
2.2.2.1	Ubicación y consideraciones	2-16
2.2.2.2	Fuente: Shell, 2022.Propiedades del hidrocarburo liberado	2-17
2.2.2.3	Condiciones metoceanicas.....	2-17
2.2.2.4	Umbral de espesor de la capa de crudo.....	2-18
2.2.3	Resultados de la simulación	2-18
2.2.3.1	E4: Derrame de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo	2-19
2.2.4	Resumen de los resultados del modelo OILMAP	2-46
2.3	Efectos sobre el sistema ambiental	2-48
2.3.1	Efectos por incendio, explosión y dispersión tóxica	2-48
2.3.2	Efectos por liberación no controlada de hidrocarburos al mar	2-49
2.3.2.1	Efectos en el ambiente costero y corales.....	2-50
2.3.2.2	Efectos en pesquerías	2-54
2.3.2.3	Efectos en la fauna marina	2-55
2.4	Interacciones de riesgo con otras instalaciones	2-58
3	Señalamiento de las medidas de seguridad preventivas en materia ambiental	3-1
3.1.1	Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación	3-1
3.1.1.1	Diagramas Bow-tie.....	3-1
3.1.2	Medidas y sistemas de seguridad preventivos	3-9
3.1.2.1	Medidas preventivas	3-9
3.1.3	Medidas y sistemas de seguridad de mitigación	3-11
3.1.3.1	Medidas de mitigación	3-11
3.1.3.2	Sistemas de seguridad	3-16
4	Resumen	4-1
4.1	Informe técnico.....	4-5
4.1.1	Sustancias involucradas	4-5
4.1.2	Historia de accidentes e incidentes	4-6
4.1.3	Identificación y evaluación de riesgos	4-9
4.1.4	Estimación de consecuencias.....	4-11



4.1.5	Criterios utilizados.....	4-12
5	Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental (Anexos)	5-1
6	Referencias	6-1



Figuras

Figura 1-1. Cronología y etapas del Contrato	1-3
Figura 1-2. Ubicación del Área Contractual con respecto a los Puertos de Alvarado, Tuxpan y Tampico, así como a los Aeropuertos Internacionales de Veracruz y Tampico, incluyendo la ubicación del Pozo Luwa y la distancia más cercana a la costa.....	1-4
Figura 1-3. Buque de perforación <i>Maersk Voyager</i>	1-5
Figura 1-4. Localización de las boyas oceanográficas de la NOAA-NDBC (42055 y 42002) y la estación Texas A&M (42045).....	1-8
Figura 1-5. Localización de las estaciones climatológicas costeras de la CONAGUA-SMN.	1-9
Figura 1-6. SWH asociada a un periodo de retorno de 100 años en el Golfo de México (51 años de reanálisis).	1-11
Figura 1-7. Rosa de viento - Estación NOAA-NDBC (42002).	1-12
Figura 1-8. Rosa de viento - Estación NOAA-NDBC (42055).	1-13
Figura 1-9. Promedios mensuales de la circulación superficial a partir de siete años de simulación numérica (enero a junio).	1-14
Figura 1-10. Promedios mensuales de la circulación superficial a partir de siete años de simulación numérica (julio a diciembre).	1-15
Figura 1-11. Ubicación de la plataforma continental TAVE, LATEX, Área Contractual y ubicaciones en donde se obtuvieron valores de corrientes superficiales (círculos sobre transectos).	1-16
Figura 1-12. Promedio mensual de la velocidad de corrientes superficiales y estrés del viento en las ubicaciones mostradas en la Figura 1-11.	1-17
Figura 1-13. Trayectoria de huracanes mayores (categoría ≥ 3) registrados dentro de un radio de 350 km alrededor del Área Contractual (1951 – 2020).	1-18
Figura 1-14. Áreas de deslizamiento en el SAR.	1-20
Figura 1-15. Sismicidad histórica en el SAR.....	1-21
Figura 1-16. Ubicación de arrecifes de coral, montes, montículos submarinos y comunidades quimiosintéticas con respecto del Área Contractual.	1-26
Figura 1-17. Vista lateral del buque de perforación <i>Maersk Voyager</i>	1-30
Figura 1-18. Vista en planta del buque de perforación <i>Maersk Voyager</i>	1-31
Figura 1-19. Sistema tensionador del riser.	1-33
Figura 1-20. Arreglo de pozo.	1-34
Figura 1-21. Vista general del sistema de preventores (LMRP y BOP).	1-35
Figura 1-22. Estado mecánico preliminar del Pozo Luwa.	1-41
Figura 1-23. Ejemplificación de los escenarios de reventón de pozo.	1-54
Figura 1-24. Diagrama del funcionamiento del modelo de cálculo.	1-55
Figura 1-25. Metodología de evaluación de Escenarios de Riesgo y simulación de consecuencias.	1-63
Figura 2-1. Composición de la mezcla introducida a PHAST.	2-6
Figura 2-2. Vista en planta de la cubierta a nivel del piso de perforación del <i>Maersk Voyager</i>	2-7
Figura 2-3. Vista lateral del buque de perforación <i>Maersk Voyager</i>	2-8
Figura 2-4. Vista de popa del buque de perforación <i>Maersk Voyager</i>	2-9
Figura 2-5. E1: Diagramas de pétalos para explosión (E1) sobre la cubierta inferior del <i>Maersk Voyager</i>	2-11
Figura 2-6. E1: Diagramas de pétalos para incendio (E2) sobre la cubierta inferior del <i>Maersk Voyager</i>	2-13
Figura 2-7 Proceso llevado a cabo en la simulación con OILMAP.	2-15
Figura 2-8 Detalles del proceso de simulación con OILMAP y aplicaciones más comunes.	2-16
Figura 2-9. Explicación del modelo estocástico en OILMAP.	2-19
Figura 2-10 Áreas sensibles seleccionadas para la descripción de los resultados de probabilidad y tiempos de arribo del modelo OILMAP.	2-22
Figura 2-11. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 585,000 bbl de crudo medio).	2-23



Figura 2-12. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 585,000 bbl de crudo medio). 2-24

Figura 2-13. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (13 días / 585,000 bbl de crudo medio). 2-25

Figura 2-14. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (13 días / 585,000 bbl de crudo medio). 2-26

Figura 2-15. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio). 2-27

Figura 2-16. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio). 2-28

Figura 2-17. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio). 2-29

Figura 2-18. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio). 2-30

Figura 2-19. Distribución de clasificación de línea de costa para las áreas sensibles analizadas durante una simulación de 30 días para la temporada de secas y lluvias..... 2-35

Figura 2-20. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de las RMP para 13 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias 2-36

Figura 2-21. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de las RMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias 2-37

Figura 2-22. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las RMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias. 2-38

Figura 2-23. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de las SMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias. 2-39

Figura 2-24. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las SMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas. 2-40

Figura 2-25. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las ANP para 30 días de liberación durante la temporada de secas. 2-41

Figura 2-26. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de los Sitios Ramsar para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias. 2-42

Figura 2-27. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de los Sitios Ramsar para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias. 2-42

Figura 2-28. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de los RHP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias. 2-44

Figura 2-29. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de los RTP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias. 2-45

Figura 2-30. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las AICA para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias. 2-46

Figura 2-31. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino. 2-49

Figura 2-32. Izquierda: Guayacón mosquito (*Gambusia affini*). Derecha: Cangrejo de la Laguna Madre (*Uca subcylindrica*). 2-51

Figura 2-33. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de explosión del Pozo Luwa. 2-58

Figura 2-34. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de incendio del Pozo Luwa. 2-60

Figura 3-1. Jerarquía de control de Shell..... 3-1

Figura 3-2. Ejemplo de diagrama Bow-tie..... 3-2

Figura 3-3. Respuesta ante derrames. 3-14

Figura 3-4. Proceso del plan de respuesta. 3-15



Tablas

Tabla 1-1. Resumen de las características del Pozo Luwa.	1-5
Tabla 1-2. Datos meteorológicos y oceanográficos de las estaciones NOAA-NDBC y TGLO-TABS.	1-7
Tabla 1-3. Normales climatológicas (1951-2010) de temperatura y precipitación en las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN.	1-10
Tabla 1-4. Valores máximo y promedio anual registrados de SWH y periodo en las estaciones de la NOAA- NDBC 42002 y 42055.	1-11
Tabla 1-5. Resumen de huracanes mayores sucedidos dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2020).	1-18
Tabla 1-6. Clasificación de la susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.	1-22
Tabla 1-7. Dimensiones del <i>Maersk Voyager</i>	1-28
Tabla 1-8. Extintores disponibles en el buque de perforación <i>Maersk Voyager</i>	1-36
Tabla 1-9. Etapas de la perforación.	1-39
Tabla 1-10. Longitudes y dimensiones de las secciones del Pozo Luwa.	1-40
Tabla 1-11. Componentes químicos típicos de los baches de barrido a base de agua de mar	1-42
Tabla 1-12. Composición típica del NADF.	1-43
Tabla 1-13. Capacidades de almacenamiento del <i>Maersk Voyager</i>	1-45
Tabla 1-14. Equipos adicionales del <i>Maersk Voyager</i>	1-45
Tabla 1-15. Condiciones de diseño y operación del buque de perforación.	1-46
Tabla 1-16. Listado de sustancias altamente riesgosas.	1-48
Tabla 1-17. Derrames históricos mayores (> 2,380 bbl) en el Golfo de México de 1964 – 2010.	1-50
Tabla 1-18. Incidentes de derrames de hidrocarburos de PEMEX.	1-51
Tabla 1-19. Lista de asistencia de sesión de trabajo para la identificación de peligros del Bloque AP-PG04.	1-51
Tabla 1-20. Datos de entrada para la estimación de flujos en el Pozo Luwa.	1-52
Tabla 1-21. Escenarios de pozo.	1-53
Tabla 1-22. Límites de liberación para sustancias AAR.	1-57
Tabla 1-23. Categorías del nivel de riesgo de la RAM de Shell.	1-58
Tabla 1-24. Categorías de probabilidad de ocurrencia en los receptores.	1-59
Tabla 1-25. Categorías del nivel de gravedad/severidad de consecuencias en los receptores.	1-60
Tabla 1-26. Resumen de los resultados de la evaluación del nivel de riesgo de la MEER.	1-64
Tabla 1-27. RAM de Shell para Ambiente.	1-65
Tabla 1-28. RAM de Shell para Personas.	1-65
Tabla 1-29. RAM de Shell para Comunidad.	1-65
Tabla 1-30. RAM de Shell para Activos.	1-66
Tabla 2-1. Escenarios de simulación definidos.	2-1
Tabla 2-2. Criterios para definir las zonas de alto riesgo y las zonas de amortiguamiento.	2-2
Tabla 2-3. Umbrales para radiación térmica.	2-3
Tabla 2-4. Umbrales para sobrepresión.	2-3
Tabla 2-5. Categorías de estabilidad de Pasquill.	2-3
Tabla 2-6. Condiciones esperadas para las estabildades atmosféricas.	2-4
Tabla 2-7. Condiciones atmosféricas.	2-4
Tabla 2-8. Componentes utilizados en la simulación de los escenarios.	2-5
Tabla 2-9. Radios de afectación por explosión para E1 sobre la cubierta inferior del <i>Maersk Voyager</i>	2-10
Tabla 2-10. Radios de afectación por incendio para E2 sobre la cubierta inferior del <i>Maersk Voyager</i>	2-11
Tabla 2-11 Ubicación del sitio de derrame modelado y características del escenario.	2-16
Tabla 2-12 Parámetros del escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.	2-17
Tabla 2-13 Propiedades del crudo utilizado en el escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.	2-17
Tabla 2-14 Umbrales de espesor de hidrocarburos utilizados en la modelación.	2-18
Tabla 2-15. Áreas sensibles consideradas.	2-20
Tabla 2-16. Extensiones de las zonas costeras con probabilidades de presencia de hidrocarburo en una simulación de 30 días de liberación continua durante el periodo de secas y lluvias.	2-33



Tabla 2-17. Resumen de las áreas sensibles que presentaron las mayores probabilidades de presencia de hidrocarburo y menores tiempos de arribo a la línea de costa y superficie marina	2-47
Tabla 2-18. Efectos en el sistema ambiental por los productos de la quema de hidrocarburos.	2-48
Tabla 2-19. ESI y tipo de costas	2-50
Tabla 2-20. Efectos típicos en pesquerías y granjas acuícolas.	2-54
Tabla 2-21. Descripción de los posibles receptores de riesgo para el E1.	2-58
Tabla 2-22. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E2.	2-60
Tabla 3-1. Bow-ties relacionados a los eventos de riesgo evaluados.	3-3
Tabla 3-2. Procedimientos con los que contará el buque de perforación <i>Maersk Voyager</i> relacionados con el ERA.	3-9
Tabla 3-3. Tipos de prioridad del sistema de alarma.	3-16
Tabla 3-4. Procedimientos y operaciones de contención.	3-17
Tabla 4-1. Resumen de condiciones y resultados (radios) para los escenarios simulados con PHAST. ...	4-2
Tabla 4-2. Resumen de resultados de la liberación no controlada de hidrocarburos al mar para la temporada de lluvias y secas.	4-3

Imágenes

Imagen 2-1. A: coral cuerno de ciervo (<i>Acropora cervicornis</i>), B: delfín moteado del atlántico (<i>Stenella attenuata</i>), C: tortuga carey (<i>Eretmochelys imbricata</i>) , D: charrán mínimo (<i>Sternula antillarum</i>).	2-52
Imagen 2-2. Coral verdadero (<i>Lophelia pertusa</i>)	2-53
Imagen 2-3. Izquierda: Coral blando (<i>Briareum asbestinum</i>). Derecha: Ronco boquichica (<i>Haemulos chrysargyreum</i>).	2-53
Imagen 2-4. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles de la Laguna Madre.	2-54



Lista de unidades

“	Pulgada
bar	Unidad de medida de presión
°C	grados Celsius
in	Pulgada
kg	Kilogramos
km	Kilómetros
km/h	Kilómetros por hora
kW	Kilowatt
kW/m ²	Kilowatt por metro cuadrado
L	Litros
lb/pulg ²	Libra por pulgada cuadrada
m	Metros
m/día	Metros por día
m/s	Metros por segundo
m ³	Metros cúbicos
mg/L	Miligramos por litro
mm	Milímetros
mn	Millas náuticas
ppm	Partes por millón
psi	Libra por pulgada cuadrada
rpm	Revolución por minuto
s	Segundos
ton	Toneladas



Lista de siglas y acrónimos

ABS	<i>American Bureau Shipping</i>
AICA	Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves
AFFF	Espumas formadora de película acuosa (<i>Aqueous Film Forming Foam</i>)
ANP	Áreas Naturales Protegidas
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
BOP	Preventor de reventones (<i>Blowout Preventor</i>)
CITES	Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (<i>Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora</i>)
CONAFOR	Comisión Nacional Forestal
DP	Posicionamiento dinámico (<i>Dynamic Positioning</i>)
EPP	Equipo de Protección Personal
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ESD	Sistema de Paro de emergencia (<i>Emergency shutdown</i>)
ETE	Estudio Técnico Económico
GMDSS	Sistema global de auxilio y de seguridad (<i>Global Maritime Distress and Safety System</i>)
HAP	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos
HAZID	<i>Hazard Identification</i>
HSE	Salud, seguridad y medio ambiente (<i>Health, Safety and Environment</i>)
HSSE	Salud, seguridad, protección y medio ambiente (<i>Health, Safety, Security and Environment</i>)
HTP	Hidrocarburos Totales de Petróleo
ICS	Sistema de control y seguridad integrados (<i>Integrated Control and Safety</i>)
IDLH	Inmediatamente peligroso para la vida o la salud (<i>Immediately dangerous to life or health</i>)
IMO	Organización Marítima Internacional (<i>International Maritime Organization</i>)
ISO	Organización Internacional de Normalización (<i>International Organization for Standardization</i>)
ISPS	Código internacional para la protección de los buques y de las instalaciones portuarias (<i>International Ship and Port Facility Security Code</i>)
IUCN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (<i>International Union for Conservation of Nature</i>)
LBA	Línea Base Ambiental
LD	Límite de Detección
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LMPR	Paquete inferior marino de riser (<i>Lower Marine Riser Package</i>)



MAC	Puntos de llamada manual de alarma contra incendios (<i>Manual Fire Alarm Call Points</i>)
MARPOL	Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (<i>International Convention for the Prevention of Pollution from Ships</i>)
MEER	Matriz de Evaluación de Eventos de Riesgo
MIA-R	Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional
MPA	Regulaciones Marítimas de Singapur (<i>Maritime Regulations of Singapore</i>)
MPD	Perforación con presión controlada (<i>Managed Pressure Drilling</i>)
MODU	Unidad móvil de perforación costa afuera (<i>Mobile Offshore Drilling Unit</i>)
NADF	Fluido de perforación sintético (<i>Non – Aqueous Drilling Fluid</i>)
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>)
NOM	Norma Oficial Mexicana
OSHA	Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (<i>Occupational Safety and Health Administration</i>)
OSV	Buque de suministro costa afuera (<i>Offshore Supply Vessel</i>)
PA/GA	Alarma general y direccionamiento público (<i>Public Address and General Alarm</i>)
PCP	Plan de Control de Fuente del Pozo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PHAST	<i>Process Hazard Analysis Software</i>
PRD	Plan de Respuesta a Derrames
RAM	Matriz de evaluación de riesgos (<i>Risk Assessment Matrix</i>)
ROV	Vehículo de operación remota (<i>Remotely Operated Vehicle</i>)
SAR	Sistema Ambiental Regional
SASISOPA	Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SOLAS	Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar (<i>International Convention for the Safety of Life at Sea</i>)
SOPEP	Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos (<i>Shipboard Oil Pollution Emergency Plan</i>)
STEL	Límite de exposición a corto plazo (<i>Short-Term Exposure Limit</i>)
TWA	Promedio ponderado en el tiempo (<i>Time-Weighted Average</i>)
UGA	Unidades de Gestión Ambiental
UPS	Suministro eléctrico ininterrumpido (<i>Uninterrupted Power Supply</i>)
WBDF	Fluido de perforación base agua (<i>Water Based Drilling Fluid</i>)



1 Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto

1.1 Introducción

El presente Estudio de Riesgo Ambiental (referido de ahora en adelante como ERA), se realizó con base en dos guías publicadas en el sitio de internet de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector hidrocarburos (ASEA):

- La Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), referida de ahora en adelante como la Guía de SEMARNAT.
- La Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, referida de ahora en adelante como la Guía de ASEA (2020).

Si bien, el seguimiento detallado de dichas guías no es de carácter obligatorio, estas son utilizadas con base en las recomendaciones de la ASEA, tomando en cuenta el nivel de ingeniería básica a básica extendida para la elaboración del presente Estudio.

1.1.1 Estructural del ERA

La estructura del presente documento sigue los lineamientos establecidos en la Guía de SEMARNAT, de la siguiente manera:

- **Capítulo 1: Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto**, incluyendo: 1) Introducción (estructura y alcance del ERA); 2) Bases de diseño (información y descripción general del Proyecto, descripción del entorno y de la zona, descripción de infraestructura preexistente del sector hidrocarburos en el Área Contractual, estándares y regulaciones aplicadas al Proyecto, proyecto civil, proyecto mecánico y proyecto sistema contra incendios); 3) Descripción detallada del proceso (secuencia de perforación, taponamiento y desmovilización, materias primas, productos y subproductos, almacenamiento, equipos de proceso y auxiliares y pruebas de verificación); 4) Condiciones de operación (especificaciones del sistema de control y sistemas de aislamiento); 5) Análisis y evaluación de riesgos (historia de accidentes e incidentes, identificación de peligros y evaluación de riesgos).
- **Capítulo 2: Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, considerando:** 1) Representación de los radios potenciales de afectación por incendio, explosión y dispersión tóxica; 2) Zonas potenciales de afectación por liberación no controlada de hidrocarburos al mar; 3) Efectos sobre el sistema ambiental; y 4) Interacciones de riesgo con otras instalaciones.
- **Capítulo 3: Señalamiento de las medidas de seguridad y preventivas en materia ambiental**, que incluyen: 1) Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación; 2) Diagramas Bow-tie; 3) Medidas y sistemas de seguridad preventivos y; 4) Medidas y sistemas de seguridad de mitigación.
- **Capítulo 4:** Resumen, incluyendo: 1) Resumen de la situación general del Proyecto en materia de riesgo ambiental y conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental; y 2) Informe Técnico.
- **Capítulo 5: Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental.**



1.1.2 Alcance del ERA

De acuerdo con el Artículo 28, Inciso II, de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA, SEDUE, 2018), cualquier obra o actividad de la industria del petróleo deberá presentar una Manifestación del Impacto Ambiental (MIA). Con base en el artículo 30 de la LGEEPA y el artículo 17 del Reglamento de la LGEEPA en materia de Evaluación de Impacto Ambiental, cuando se trate de actividades consideradas altamente riesgosas en términos de la Ley, la MIA deberá incluir un ERA. En este mismo orden de ideas, el artículo 18 del Reglamento establece que el ERA deberá incorporar la siguiente información:

- Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto
- Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones
- Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental

Dicho artículo destaca que la SEMARNAT publicará en el Diario Oficial de la Federación y en la Gaceta Ecológica, las guías que faciliten la presentación y entrega del Estudio de Riesgo (SEMARNAP, 2000). Adicionalmente, se consideraron el Primer Listado y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (AAR) publicados el 28 de marzo de 1990 (SEDUE, 1990), y el 4 de mayo de 1992 (SEDUE, 1992), respectivamente. Estos listados (de ahora en adelante, Listados de AAR) determinan las AAR con base en la clasificación de sustancias peligrosas con propiedades tóxicas, inflamables y explosivas y las cantidades de reporte correspondientes (definidas como la cantidad mínima de sustancia peligrosa). Los listados consideran una AAR cuando en las actividades se involucren sustancias que presenten una o más de las propiedades de peligrosidad mencionadas anteriormente, ya sea en cantidades iguales o superiores a su cantidad de reporte.

Debido a que las actividades de la fase de exploración de hidrocarburos involucran sustancias altamente riesgosas, tales como: metano, etano, propano, butano, pentano, hexano y sulfuro de hidrógeno; los peligros y consecuencias asociadas a la potencial liberación de dichas sustancias conforman el eje principal de este estudio.

1.2 Bases de diseño

1.2.1 Información y descripción general del Proyecto

El 7 de mayo de 2018, los Estados Unidos Mexicanos (denominado en lo sucesivo como “México”), a través del Ejecutivo Federal por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) celebraron el Contrato de Licencia para Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. (“Shell”) en consorcio con Qatar Petroleum International Limited México S.A. de C.V. (en adelante, QPI México) para la exploración de aguas profundas del Área Contractual AP-PG04 (“Área Contractual”) en el Área Perdido del Golfo de México. Shell es el operador y accionista principal del Área Contractual con un 60% de participación, mientras que QPI cuenta con el 40% restante (CNH, 2018).

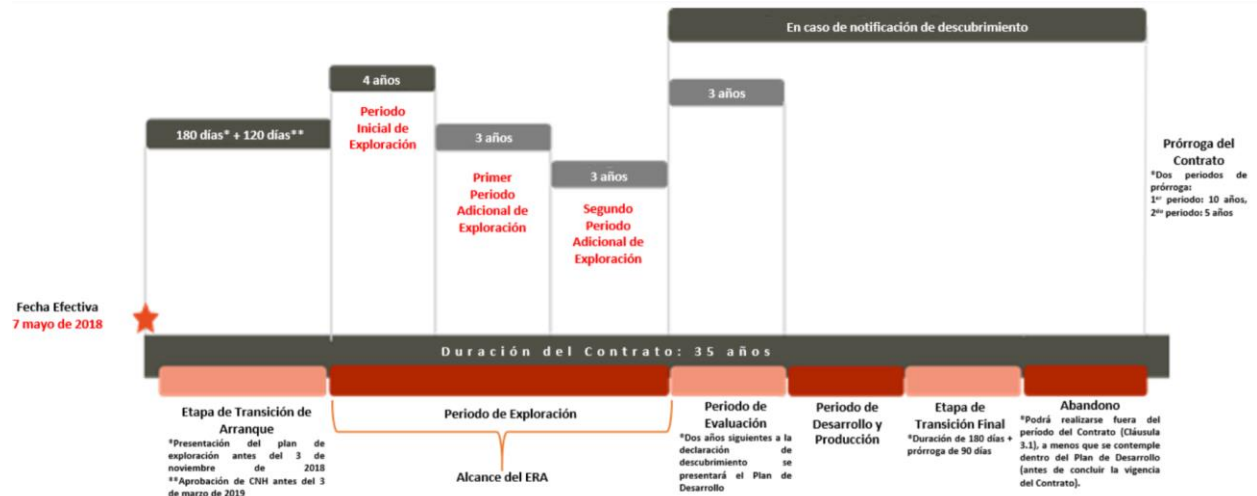
Como se puede observar en la **Figura 1-1**, el periodo del Contrato se encuentra dividido en varias etapas con una duración máxima de 35 años a partir de la fecha efectiva (vigencia: año 2053 [CNH, 2018]) con posibilidad de extenderse 15 años más (primer Periodo Adicional y segundo Periodo Adicional). Shell, dentro de su Plan de Exploración, tiene prevista la perforación de un pozo costa afuera para dar cumplimiento con el compromiso mínimo de trabajo a ser ejecutado dentro del Periodo Inicial de Exploración

La perforación exploratoria es la actividad inicial para confirmar la presencia de un yacimiento de hidrocarburos y evaluar la geología del área. La información recopilada se utiliza para determinar si el desarrollo del Área Contractual es económicamente viable. El Periodo de Exploración (10 años, contemplando el Periodo Inicial de Exploración, el primer Periodo Adicional de Exploración y el segundo



Periodo Adicional de Exploración) se considera como la duración máxima del Proyecto en el contexto de este ERA.

Figura 1-1. Cronología y etapas del Contrato.



Fuente: AECOM, 2022 (con base en lo establecido en el Contrato No. CNH-R02-L04-AP-PG04/2018 licitación L04 de la Ronda R02 de la CNH).

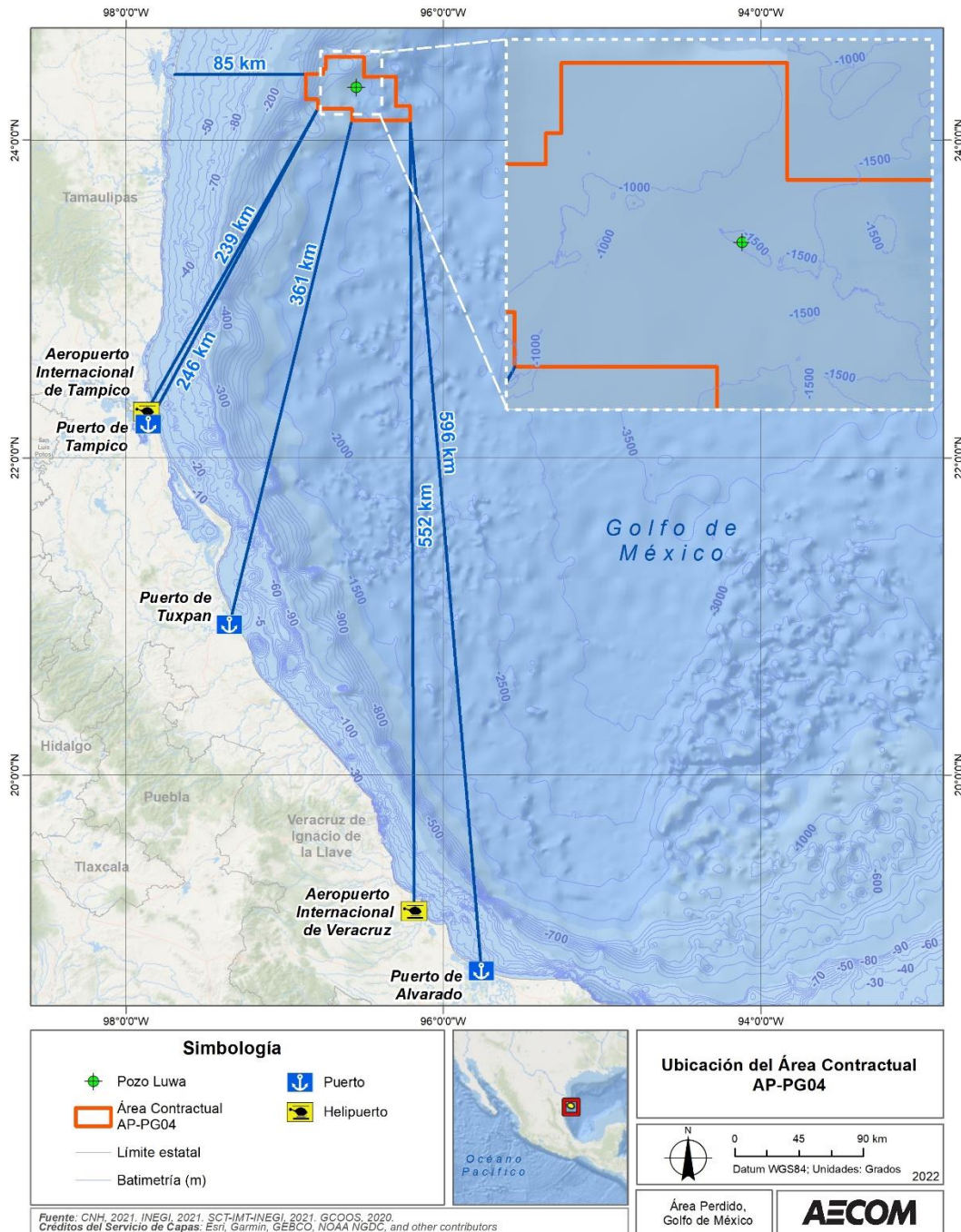
En la **Figura 1-2** se muestra la ubicación del Área Contractual con respecto a los Puertos de Alvarado, Tuxpan y Tampico; y los Aeropuertos de Veracruz y Tampico. Las distancias entre estos y el Área Contractual se enlistan a continuación:

- 596 km al noreste del Puerto de Alvarado
- 361 km al noreste del Puerto de Tuxpan
- 246 km al noreste del puerto de Tampico
- 522 km al noreste del Aeropuerto Internacional de Veracruz
- 239 km al noreste del Aeropuerto Internacional de Tampico

El Área Contractual tiene un área de 1,900.177 km² con profundidades que varían de los 325 m a 2,500 m. El área es considerada propiedad federal y, por lo tanto, no pertenece a un poblado, municipio o estado. El punto más cercano a la costa se localiza a 85 km al este del Área Contractual.



Figura 1-2. Ubicación del Área Contractual con respecto a los Puertos de Alvarado, Tuxpan y Tampico, así como a los Aeropuertos Internacionales de Veracruz y Tampico, incluyendo la ubicación del Pozo Luwa y la distancia más cercana a la costa.



Fuente: AECOM, 2022.

En la **Tabla 1-1** se presentan las coordenadas del Pozo Luwa y el resumen de sus características principales.



Tabla 1-1. Resumen de las características del Pozo Luwa.

Pozo	Coordenadas Geográficas ITRF 2008		Profundidad objetivo del Pozo (m)	Tipo de pozo	Tirante de mar (m)	Estado	
	Latitud	Longitud					
1	Luwa	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP.		5,517	Exploración	1,528	Por perforar

Nota: La perforación de los pozos se llevará a cabo dentro del periodo de exploración.

Fuente: Shell, 2022.

Buque de perforación:

Se prevé que la perforación se realice a través del buque de perforación *Maersk Voyager* o uno similar, diseñado para operaciones en aguas ultra profundas, seleccionado con base en los planes de perforación, requerimientos técnicos y disponibilidad. Se construyó en el año 2013 de diseño *Samsung 96K*, con bandera de Singapur. Entre las principales características se encuentra la apertura del casco central, conocida como *moonpool*, una torre de perforación y un sistema de posicionamiento DP-3, diseñado para operar en profundidades de hasta 3,658 m y perforar hasta los 12,000 m (**Figura 1-3**). En el **Capítulo 5, Anexo 5.1** se presenta la ficha técnica y los planos de esta embarcación.

Figura 1-3. Buque de perforación Maersk Voyager.



Fuente: Maersk Drilling, 2012.

Algunas de las actividades paralelas a la perforación del pozo requerirán el tránsito de buques de suministro costa fuera (OSV, por sus siglas en inglés), botes remolcadores, y helicópteros que transitarán entre el buque de perforación y la costa. Es importante mencionar que las actividades de perforación evaluadas en este ERA son consideradas como AAR, ya que presentan el potencial de liberar sustancias peligrosas según los listados mencionados anteriormente (**Sección 1.1.2**). Por otro lado, las operaciones de los OSV y helicópteros no están consideradas dentro del alcance del ERA, ya que no realizan AAR.

1.2.2 Descripción del entorno y susceptibilidad de la zona

El Área Contractual AP-PG04 se localiza costa afuera frente a las costas del estado de Tamaulipas en aguas federales de la Zona Económica Exclusiva (ZEE). De manera específica, el Proyecto se localiza



parcialmente en las Unidades de Gestión Ambiental (UGA) No. 183 y 196, como se define por el Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (SEMARNAT, 2012).

Debido a que el Proyecto se encuentra en aguas profundas, el área de influencia directa no tiene presencia de asentamientos humanos y/o localidades, no obstante, el área de influencia indirecta contempla las siguientes localidades: municipios de Ciudad Madero y Tampico (Tamaulipas) y los municipios de Alvarado, Pánuco, Pueblo Viejo y Tuxpan (Veracruz). La descripción del entorno se describe en función de los aspectos abióticos, tales como las condiciones meteorológicas y de carácter oceanográfico (corrientes marinas y oleaje), así como la geología y geomorfología del área y la susceptibilidad de la zona considerando los fenómenos meteorológicos y oceanográficos extremos. Adicionalmente se contemplan aspectos bióticos, tales como plancton, bentos y mamíferos; y áreas sensibles.

1.2.2.1 Aspecto abiótico

1.2.2.1.1 Temporadas

El Área Contractual se localiza en la parte oeste del Golfo de México en la zona de transición (Trópico de Cáncer) entre clima tropical (clima tropical de sabana) y clima subtropical (subtropical húmedo).

La estacionalidad en esta región del Golfo de México experimenta dos temporadas distintivas: la temporada de lluvias (abril a septiembre) y la temporada de secas (octubre a marzo, incluyendo un periodo con ocurrencia de eventos de Norte, (Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005; Zavala-Hidalgo *et al.*, 2014). La temporada de lluvias está caracterizada por temperaturas más cálidas y lluvias frecuentes y constantes, que incrementan lentamente, alcanzando su máximo al final de la temporada y abarcando la mayoría de la precipitación anual. La temporada de lluvias ocurre aproximadamente de abril a septiembre (con variación local, antes o después). La temporada de secas incluye temperaturas más frías y disminución considerable en las precipitaciones, con eventos progresivamente menos intensos y más cortos hacia el final de la temporada. Esta temporada ocurre aproximadamente entre octubre y marzo (con variación local, antes o después).

Los Nortes corresponden a frentes fríos (sistemas de alta presión) que se originan en Las Rocallosas en Norte América y que se desplazan por el Golfo de México, persistiendo por varios días (de dos a seis) y que influyen a nivel regional (Pérez *et al.*, 2014). Presentan vientos sostenidos de 10 m/s a 20 m/s con rachas de 60 m/s, caídas repentinas en la temperatura (hasta 10 °C en 24 horas) y valores altos de presión (Passalacqua *et al.*, 2016; Pérez *et al.*, 2014). La frecuencia anual y el efecto acumulativo que tienen los Nortes en los ecosistemas costeros (desde un punto de vista ecológico), han justificado la inclusión de los Nortes como una tercera temporada para describir la estacionalidad de los ecosistemas costeros (Castillo *et al.*, 1996; Villalobos-Figueroa *et al.*, 1976), sin embargo, con respecto a la estacionalidad costa afuera en el Golfo de México, y en términos del comportamiento de la circulación oceánica y de las corrientes superficiales en escala regional, dos estaciones son aplicables (Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005) y será el contexto utilizado para la descripción de este documento.

Las corrientes superficiales constituyen un forzamiento importante en la modelación de riesgos potenciales como los derrames de hidrocarburos, y varían con la estacionalidad. Dicha estacionalidad se encuentra definida entre los periodos antes mencionados para las distintas temporadas que se presentan en esta zona del Golfo.

Es importante notar que la variabilidad de la circulación oceánica profunda, en tirantes de agua mayores a los 1,000 m, no se encuentra fuertemente influenciada por los cambios estacionales (Hamilton, 1990; Hamilton y Lugo-Fernandez, 2001). Aun cuando existe un periodo de traslape de los eventos de Nortes con la temporada de secas, el patrón de las corrientes superficiales se atribuye primordialmente a otros fenómenos, incluyendo la Corriente de Lazo y los giros que se desprenden de ella. Las corrientes marinas en el Golfo de México se describen con mayor detalle en la **Sección 1.2.2.1.6**.

1.2.2.1.2 Variables meteorológicas

Con la finalidad de caracterizar las variables meteorológicas que rodean el Área Contractual (**Tabla 1-2**), se utilizaron datos de tres estaciones meteorológicas y oceanográficas, dos de ellas operadas por el Centro



Nacional de Información de Boyas de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA-NDBC, por sus siglas en inglés), las boyas 42002 y 42055; y la estación 42045 operada por la Universidad de Texas A&M y financiada por el Sistema de Boyas Automatizadas de Texas y el Programa de Prevención y Respuesta de Derrames de Hidrocarburos de la Oficina General del Territorio de Texas (TGLO-TABS, por sus siglas en inglés). La boya de la NOAA-42002 y NOAA-42055 se encuentran a aproximadamente a 318 km y 320 km, respectivamente, y la estación de la TGLO-TABS se localiza aproximadamente a 188 km del Área Contractual (**Figura 1-4**).

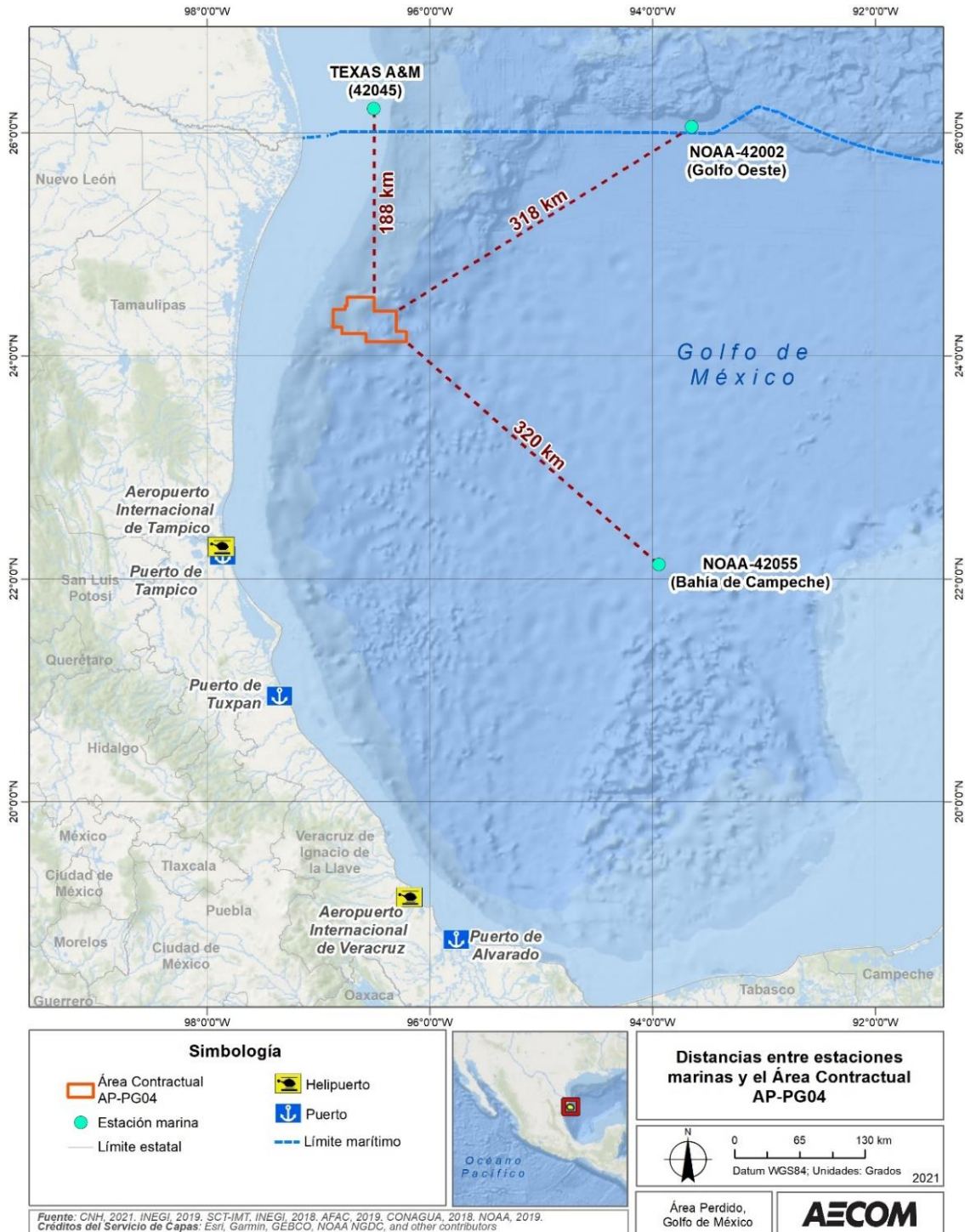
Tabla 1-2. Datos meteorológicos y oceanográficos de las estaciones NOAA-NDBC y TGLO-TABS.

Estación		TGLO-TABS Universidad de Texas A&M (42045)	NOAA-NDBC Golfo Oeste 42002)	NOAA-NDBC Bahía de Campeche (42055)
Latitud		26°13'00" N	26°05'29" N	22°07'12" N
Longitud		96°29'59" O	93°45'29" O	93°57'36" O
Periodo		2005-2017	1976-2008	2005-2008
Distancia al Área Contractual (km)		188 km	318 km	320 km
Temperatura del aire (°C)	Media mínima mensual	16.9 (junio)	20.2 (febrero)	22.9 (febrero)
	Media máxima mensual	28.4 (septiembre)	28.9 (agosto)	29.2 (agosto)
	Media anual	23.2	24.5	26.8
Temperatura superficial del agua (°C)	Media mínima mensual	-	22.5 (febrero)	24 (febrero)
	Media máxima mensual	-	30 (agosto)	29.9 (septiembre)
Humedad relativa (%)	Media mínima mensual	68 (noviembre)	74 (noviembre)	65 (noviembre)
	Media máxima mensual	79 (julio)	87 (mayo)	81 (mayo)
	Media anual	75	80	74
Presión atmosférica (mbar)	Mínima registrada	-	981 (septiembre)	1,000 (mayo)
	Máxima registrada	1,024 (enero)	1,041 (noviembre)	1,037 (enero)

Fuente: NOAA-NDBC, 2018; NOAA/NDBC, 2018; Texas A&M University, 2018.



Figura 1-4. Localización de las boyas oceanográficas de la NOAA-NDBC (42055 y 42002) y la estación Texas A&M (42045).



Fuente: Fuente: NOAA/NDBC, 2018; Texas A&M University, 2018, AECOM 2022.

Adicional a la información obtenida en las estaciones meteorológicas de la NOAA-NDBC y de TGLO-TABS, se describe información meteorológica obtenida en estaciones costeras a lo largo del litoral al oeste del Golfo de México. Estas estaciones están dentro del Sistema Ambiental Regional (SAR, descrito en el Capítulo 4 de la MIA-R) y proporcionan información importante de los fenómenos meteorológicos costeros.



Tabla 1-3. Normales climatológicas (1951-2010) de temperatura y precipitación en las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN.

Municipio	Estación	Coordenadas	Altitud (msnm)	Temperatura (°C)			Precipitación anual (mm)
				Máx.	Promedio	Min.	
Alvarado (Veracruz)	30201	18°46'15" N 95°45'20" O	5	30.4	26.4	21.9	1,755
La Mancha (Veracruz)	30353	19°35'46" N 96°23'01" O	20	30.1	25.8	21.5	1,205
Tecolutla (Veracruz)	30171	20°28'45" N 97°00'35" O	7	28.4	23.8	19.2	1,384
Túxpam de Rodríguez de Cano (Veracruz)	30229	20°56'50" N 097°26'40" O	17	30.4	25.8	21.3	1,355
La Pesca (Tamaulipas)	28263	23°47'14" N 97°46'40" O	6	28.3	23.0	17.7	720

Fuente: CONAGUA-SMN, 2019a.

1.2.2.1.3 Mareas

El término “marea” se utiliza para describir las variaciones de la superficie del mar, en periodos diurnos y semidiurnos, ocasionados por la atracción gravitacional de la luna y el sol sobre la masa del agua oceánica.

Las mareas en el Golfo de México están indirectamente influenciadas por oscilaciones en el Océano Atlántico, y por la fuerza gravitacional astronómica. Las mareas siguen principalmente un ciclo diurno, con algunas variaciones en las regiones con marea de tipo mixto, como las porciones noreste y noroeste del Golfo de México (de Lanza Espino y Gómez Rojas, 2004). Las amplitudes de marea típicas en aguas profundas son menores de 5 cm, incrementado en aguas más someras de 7 a 9 cm en el margen oeste del Golfo, y de 17 a 33 cm a lo largo de la plataforma continental (Zetler y Hansen, 1971).

Las bajas amplitudes de marea en las aguas profundas del Golfo de México no se consideran un riesgo para las actividades de exploración y perforación; no obstante, deben ser consideradas al diseñar plataformas de perforación costa afuera a lo largo de la plataforma continental (Gouillon *et al.*, 2010).

1.2.2.1.4 Oleaje

El término “oleaje” se refiere a las elevaciones en la superficie marina con periodos típicamente de uno a 30 s, y con longitudes de onda inferiores a 1.5 km. El oleaje es provocado por la interacción del viento con la superficie del agua y es contrarrestado por la acción de la gravedad como una fuerza restauradora. La altura del oleaje depende de la velocidad y duración del viento, y de la longitud de contacto a lo largo de la interfaz aire/agua, conocida como *fetch*. La altura y la frecuencia del oleaje (inverso del periodo) son variables importantes que generan cargas de impacto contra estructuras flotantes que, en algunas circunstancias, pueden restringir las actividades de perforación.

La altura de ola significativa (SWH, por sus siglas en inglés) es un parámetro estadístico importante que se utiliza en ambientes costa afuera para diseñar plataformas petroleras, así como para planear las actividades de exploración y perforación. La SWH es el promedio aritmético del tercio de alturas más altas obtenidas en un registro de oleaje que ocurren en un determinado tiempo. Dicha variable está correlacionada con la energía total y la fuerza potencial transmitida a la infraestructura flotante. A partir de las boyas oceanográficas 42002 y 42055 de la NOAA-NDBC, se obtuvieron las SWH promedio y máximas, así como los periodos promedio y máximos, mismos que se muestran en la **Tabla 1-4**.



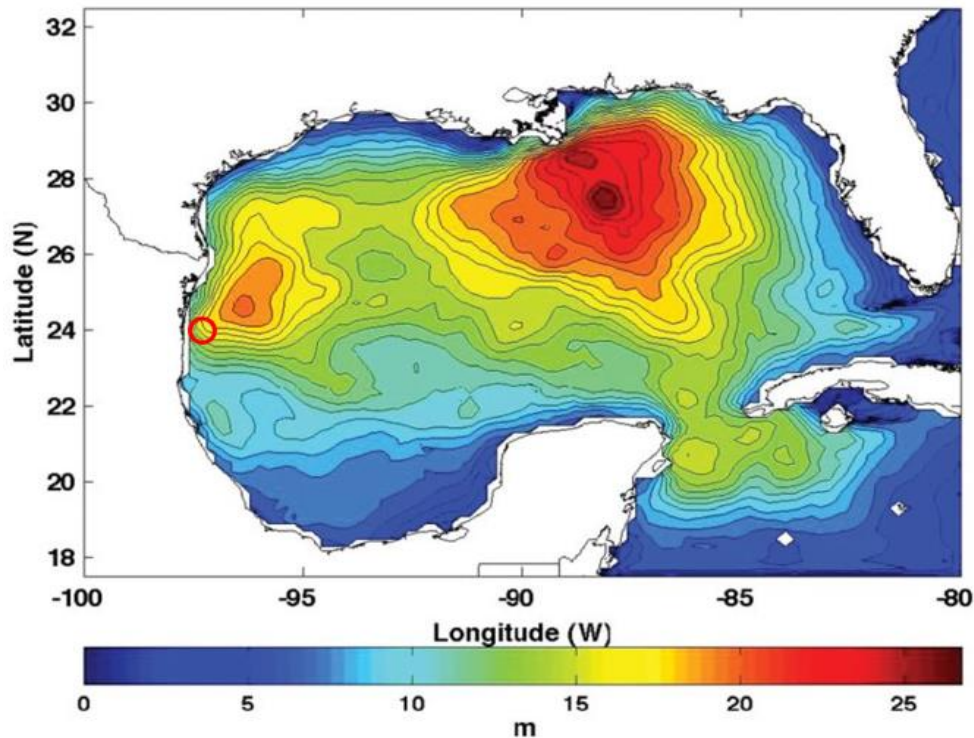
Tabla 1-4. Valores máximo y promedio anual registrados de SWH y periodo en las estaciones de la NOAA- NDBC 42002 y 42055.

Estación	SWH (m)		Periodo (s)	
	Máximo registrado	Promedio anual	Máximo registrado	Promedio anual
NOAA-NDBC 42002*	9.7 (septiembre)	1.3	12.3 (agosto)	4.5
NOAA-NDBC 42055**	9 (agosto)	1.2	10.5 (julio)	4.5

Nota: *Promedios correspondientes al periodo de 1976 a 2008. **Promedios correspondientes al periodo de 2005 a 2008.
Fuente: NOAA-NDBC, 2018a, 2018b

Con respecto al clima de oleaje extremo en el Área Contractual, se identificaron los valores de SWH para un periodo de retorno de 100 años en el Área Contractual a partir de una reanálisis de oleaje de 51 años (Panchang *et al.*, 2013). Los valores de SWH asociados a un periodo de retorno de 100 años en el Área Contractual tuvieron una variación significativa debido a la concentración de olas de gran magnitud. El rango de SWH fue aproximadamente de 12 a 17 m (**Figura 1-6**).

Figura 1-6. SWH asociada a un periodo de retorno de 100 años en el Golfo de México (51 años de reanálisis).



Nota: La ubicación aproximada del Área Contractual se muestra en el círculo rojo.
Fuente: Panchang *et al.*, 2013.

1.2.2.1.5 Vientos

El movimiento de masas de aire, como respuesta a la presión atmosférica y a los gradientes de temperatura y humedad, deriva en la generación y en las propiedades de los vientos. Los perfiles de velocidad de los vientos, al igual que los perfiles del oleaje, son fundamentales para determinar el comportamiento de superficies marinas y su efecto sobre las estructuras flotantes. Estas fuerzas contribuyen a los movimientos estocásticos, fatiga estructural y deformación potencial de las unidades de perforación, así como a la vibración que podría afectar a los componentes internos.



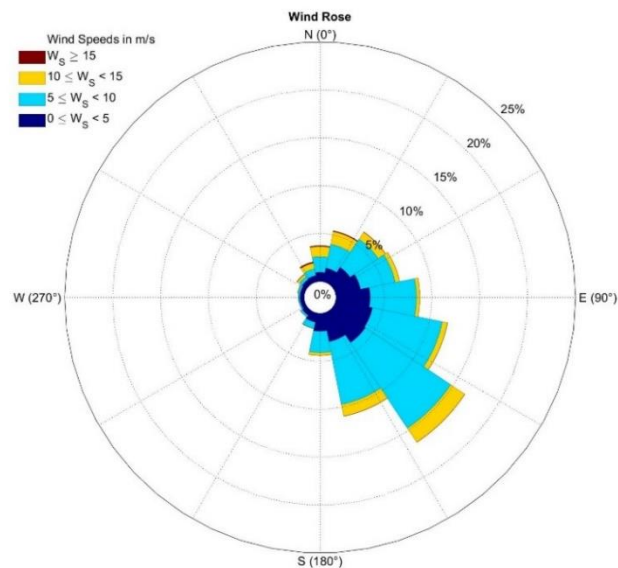
El Golfo de México es afectado por fuertes vientos asociados con:

- Ciclones tropicales (generalmente de mayo a octubre) con velocidades de viento de hasta 70 m/s (huracanes categoría 5).
- Frentes fríos esporádicos conocidos como Nortes (que pueden ocurrir intermitentemente de noviembre a abril).

Los Nortes son masas frías de aire con circulación anticiclónica los cuales provocan vientos que pueden alcanzar velocidades de hasta 16 m/s (Passalacqua *et al.*, 2016; Romero-Centeno *et al.*, 2003) y, debido a que se mantienen por varios días, generan oleaje de gran altura, así como fuertes corrientes superficiales.

Los datos de viento utilizados en el presente estudio provienen de los registrados en las boyas oceanográficas de la NOAA-NDBC (42002 y 42055) donde se identificó que los vientos tienen una dirección predominante del este y del sureste. En la estación 42002 (**Figura 1-7**), más del 85% de las direcciones obtenidas entre 2005 y 2017 se encontraron entre 0° y 180°, con aproximadamente el 50% entre 30° y 150°. Por otra parte, para la estación 42055 (**Figura 1-8**) más del 90% de las direcciones obtenidas entre 2005 y 2017 se encontraron entre 0° y 180°, con aproximadamente el 80% entre 30° y 150°. En ambas boyas oceanográficas, los vientos con velocidades mayores a 15 m/s tuvieron una dirección predominante del noroeste y del noreste, por lo que se asociaron a eventos de Norte.

Figura 1-7. Rosa de viento - Estación NOAA-NDBC (42002).

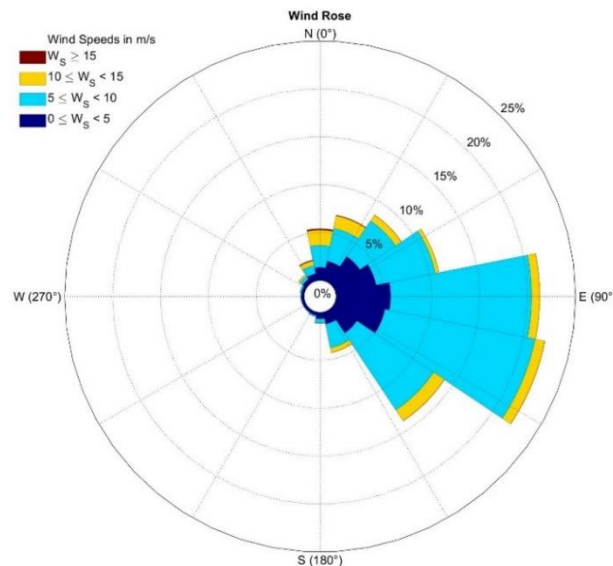


Nota: Convención meteorológica (de dónde vienen los vientos).

Fuente: NOAA-NDBC, 2018a.



Figura 1-8. Rosa de viento - Estación NOAA-NDBC (42055).



Nota: Convención meteorológica (de dónde vienen los vientos).
Fuente: NOAA-NDBC, 2018b.

1.2.2.1.6 Corrientes marinas y patrones de circulación

Las corrientes juegan un papel importante en la suma de fuerzas que pueden influir en un cuerpo boyante. Desde un punto de vista ingenieril, el perfil de velocidades que puede impactar a un cuerpo boyante y la distribución regional de las corrientes marinas es de suma importancia. El estudio de corrientes marinas permite el desarrollo y mejora de planes de respuesta que garanticen la estabilidad de la unidad flotante, y una respuesta efectiva ante derrames de fluidos peligrosos y otros materiales con impactos ambientales potenciales.

Las corrientes inerciales extremas, con magnitudes entre 2 y 3 m/s, pueden ser generadas por tormentas de rápido movimiento, tales como huracanes. Estas fuertes corrientes inerciales pueden persistir por varios días, mientras que la energía que penetra en aguas más profundas con velocidades atenuadas de aproximadamente 0.5 m/s, pueden persistir por 10 días o más (Oey y Wang, 2009).

La circulación de la capa superior oceánica (de 0 a 1,000 m) en el oeste del Golfo de México está dominada principalmente por la Corriente de Lazo y los giros de mesoescala que se desprenden de ella (DeHaan y Sturges, 2005). La Corriente de Lazo se forma por el flujo de aguas del Mar Caribe a través del estrecho de Yucatán y hacia el Golfo de México, extendiéndose al noroeste y posteriormente al este en donde sale por estrecho de Florida (Corriente de Florida) para desplazarse hacia el Atlántico convirtiéndose en la Corriente del Golfo. Al penetrar al Golfo de México, la Corriente de Lazo se extiende al noroeste desprendiendo ocasionalmente giros de mesoescala anticiclónicos con diámetros que varían entre los 140 y 500 km y con una extensión vertical de 1,000 m de profundidad. Estos giros se originan en la porción central y norte del Golfo de México y viajan hacia al suroeste con una velocidad de 2 a 3 km/d. Estos giros de mesoescala tienen una duración aproximada de un año hasta que colisionan con la plataforma continental del oeste del Golfo de México (Romanou *et al.*, 2004).

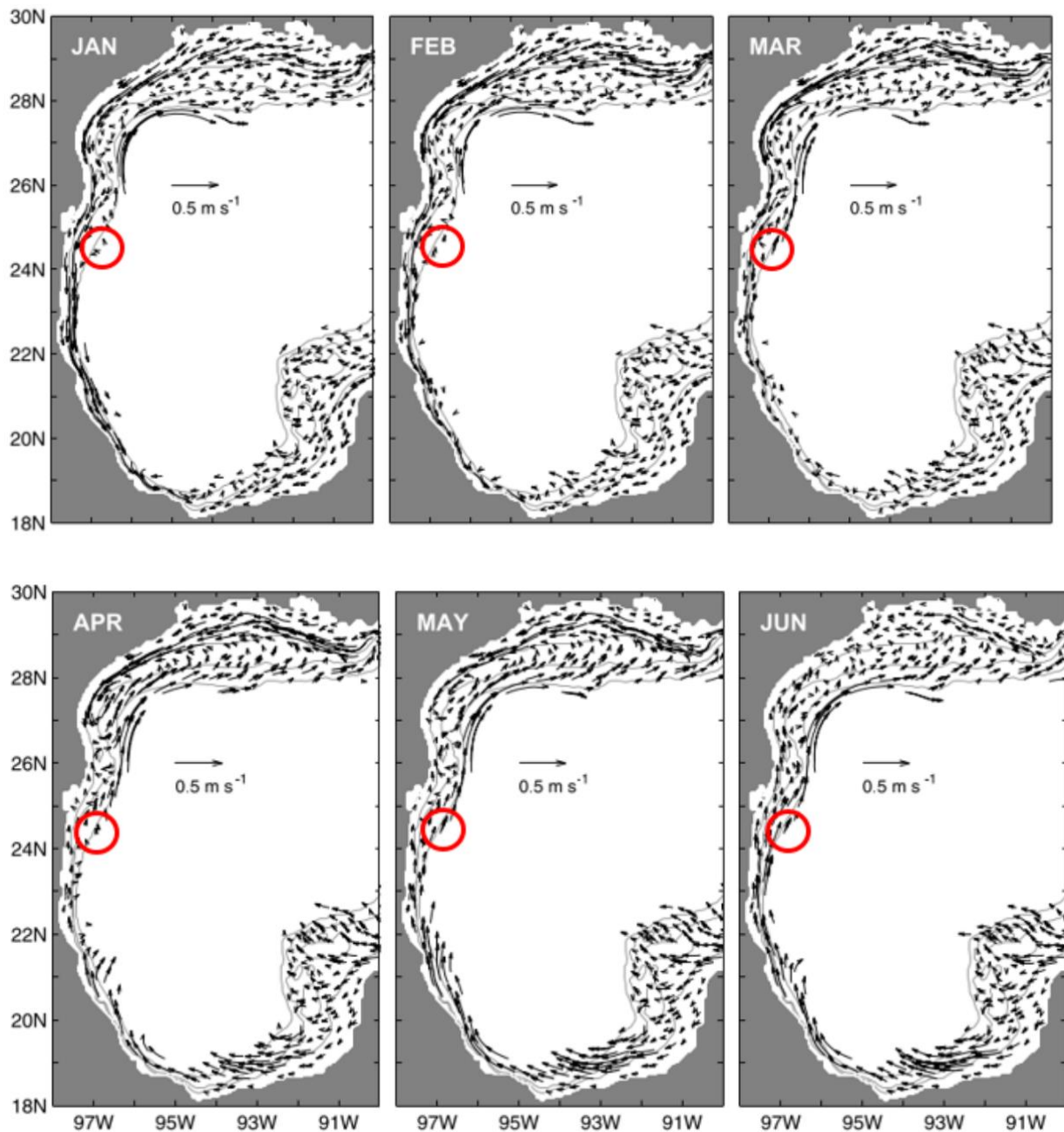
La plataforma continental del noroeste del Golfo de México puede dividirse en dos regiones principales: la plataforma Tamaulipas-Veracruz (TAVE) y la de Luisiana-Texas (LATEX), en donde el forzamiento dominante en la circulación superficial es el componente del estrés del viento a lo largo de la costa (Zavala-Hidalgo *et al.*, 2003). El Área Contractual se localiza en la porción este de la plataforma TAVE, en donde las corrientes viajan hacia el sur (costa abajo) de septiembre a marzo y hacia el norte (costa arriba) de mayo a agosto. El periodo de transición o “efecto de inversión” ocurre de finales de marzo a abril y de finales de agosto a septiembre costa (Zavala-Hidalgo *et al.*, 2003). Este fenómeno se considera un patrón estacional importante, ya que divide las condiciones de primavera-verano (vientos predominantes y



corrientes viajando hacia el norte) de las condiciones de otoño e invierno (vientos predominantes y corrientes viajando hacia el sur (Dubranna *et al.*, 2011).

El efecto de inversión de la corriente que viaja a lo largo de la costa en la plataforma TAVE y la recirculación en la plataforma LATEX fueron identificados a partir de los promedios mensuales de las corrientes obtenidas para un periodo de 7 años por medio un modelo numérico de alta resolución (Zavala-Hidalgo *et al.*, 2003) y se muestran en la **Figura 1-9** y **Figura 1-10**. Estos resultados concuerdan con mediciones de derivadores superficiales, anclajes y observaciones de altimetría satelital en la plataforma TAVE (Dubranna *et al.*, 2011; Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005).

Figura 1-9. Promedios mensuales de la circulación superficial a partir de siete años de simulación numérica (enero a junio).

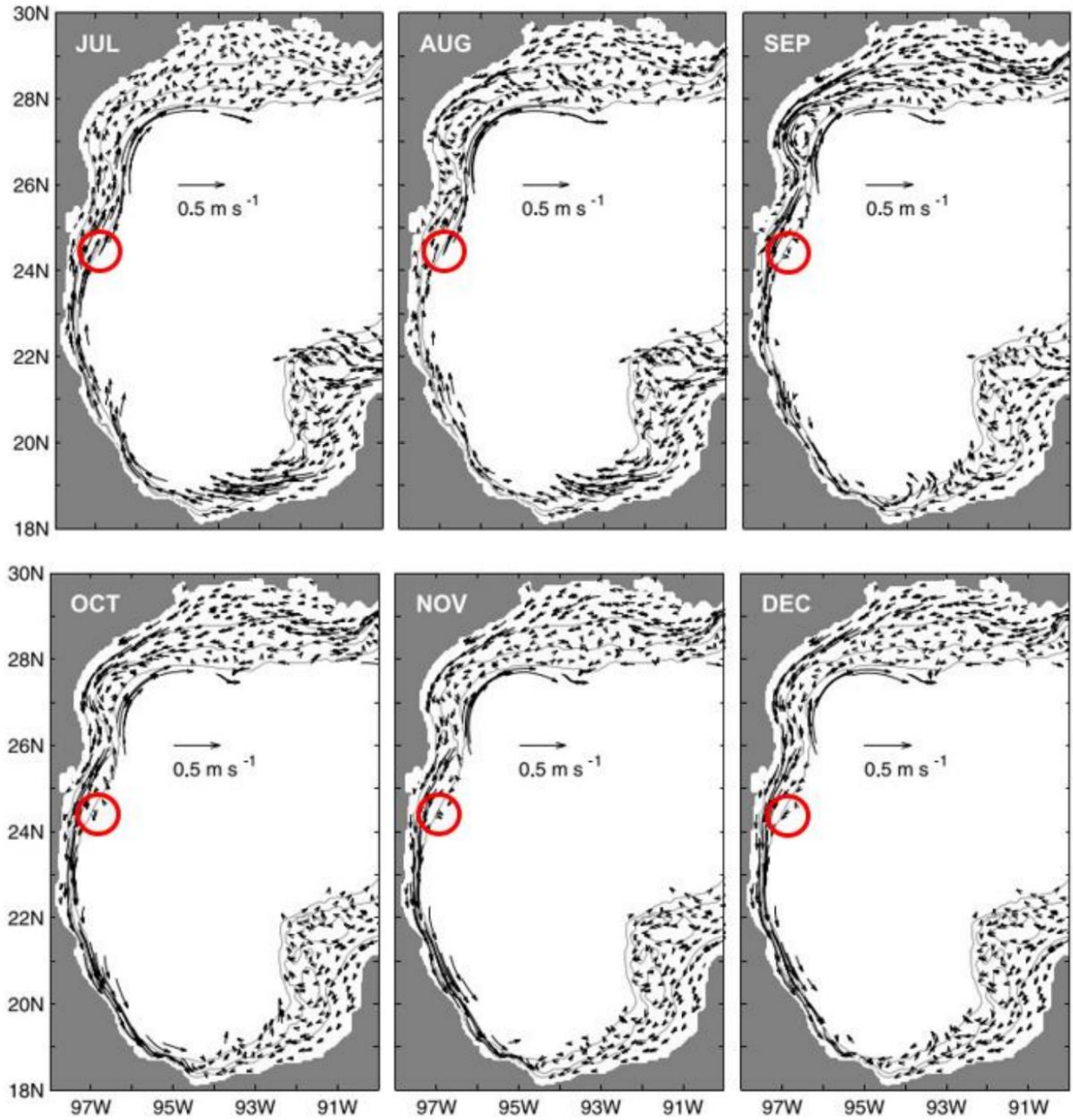


Nota: Se muestra la localización aproximada del Área Contractual en el círculo rojo.

Fuente: Adaptada de Zavala-Hidalgo, Morey, y O'Brien, 2003



Figura 1-10. Promedios mensuales de la circulación superficial a partir de siete años de simulación numérica (julio a diciembre).

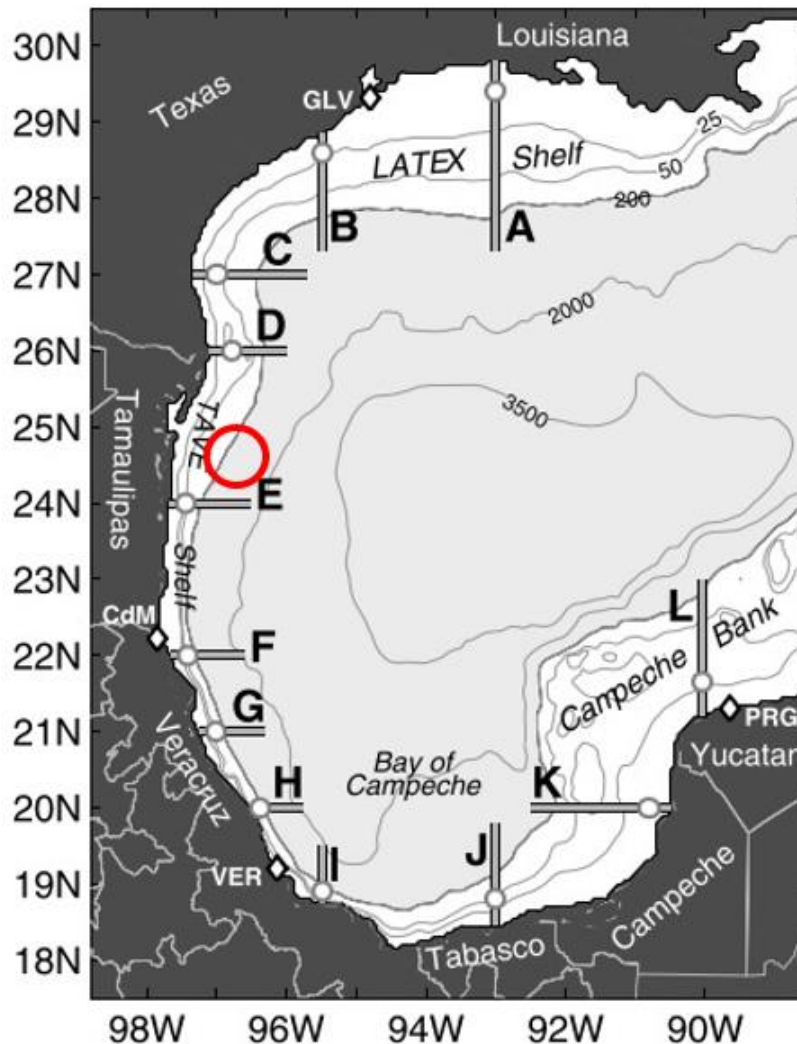


Nota: Se muestra la localización aproximada del Área Contractual en el círculo rojo.
Fuente: Adaptada de Zavala-Hidalgo, Morey, y O'Brien, 2003

El Área Contractual se encuentra entre las Secciones Transversales D y E (**Figura 1-11**) en donde Zavala-Hidalgo *et al.*, (2003) llevaron a cabo estudios del transporte de agua y la velocidad de las corrientes.



Figura 1-11. Ubicación de la plataforma continental TAVE, LATEX, Área Contractual y ubicaciones en donde se obtuvieron valores de corrientes superficiales (círculos sobre transectos).

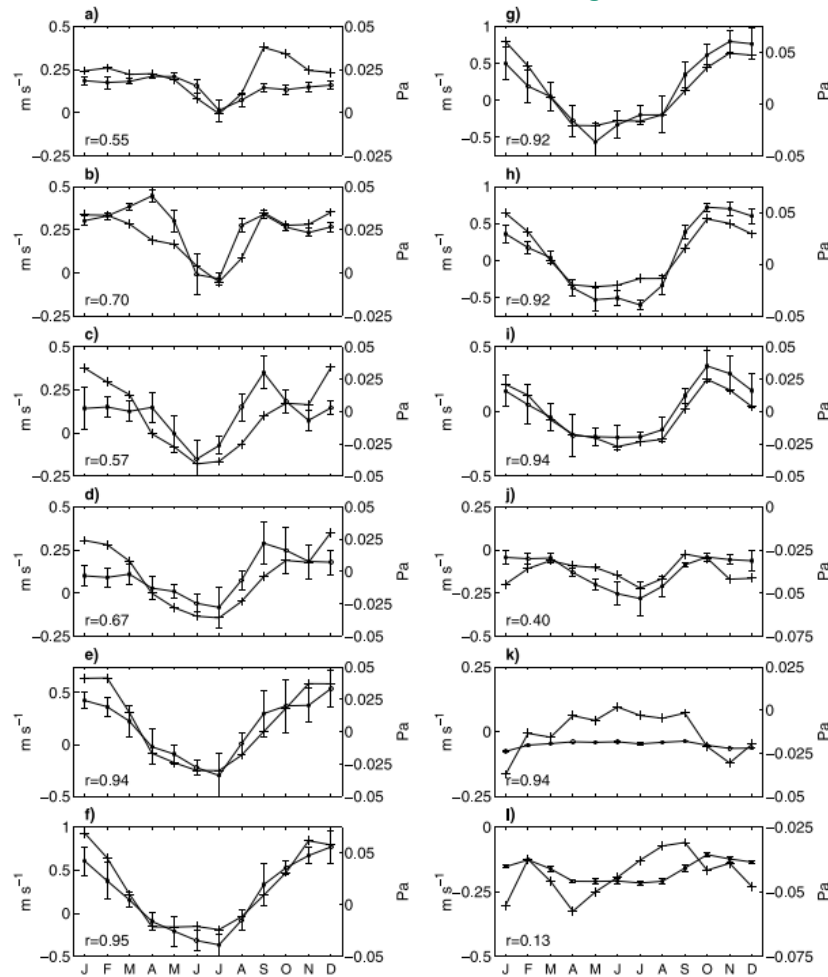


Nota: Se muestra la localización aproximada del Área Contractual en el círculo rojo.
Fuente: Zavala-Hidalgo et al., 2003.

La variación promedio mensual de la velocidad y de la componente del estrés del viento paralela a la costa, en los transectos transversales, puede verse en la **Figura 1-12**. La velocidad de la corriente y el estrés del viento se muestran por medio de una línea gruesa (con barras de desviación estándar) y una línea delgada con cruces, respectivamente. Así mismo, se muestra el coeficiente de correlación (r) entre ambas variables. A partir de las Sección E en esta figura (dónde se encuentra el Área Contractual), se puede observar que las corrientes que viajan costa abajo tienen valores pico de 0.5 m/s en enero y diciembre y las que viajan costa arriba tienen valores aproximados de 0.3 m/s en julio (Zavala-Hidalgo et al., 2003).



Figura 1-12. Promedio mensual de la velocidad de corrientes superficiales y estrés del viento en las ubicaciones mostradas en la Figura 1-11.



Fuente: Zavala-Hidalgo, Morey, y O'Brien, 2003.

1.2.2.1.7 Eventos extremos

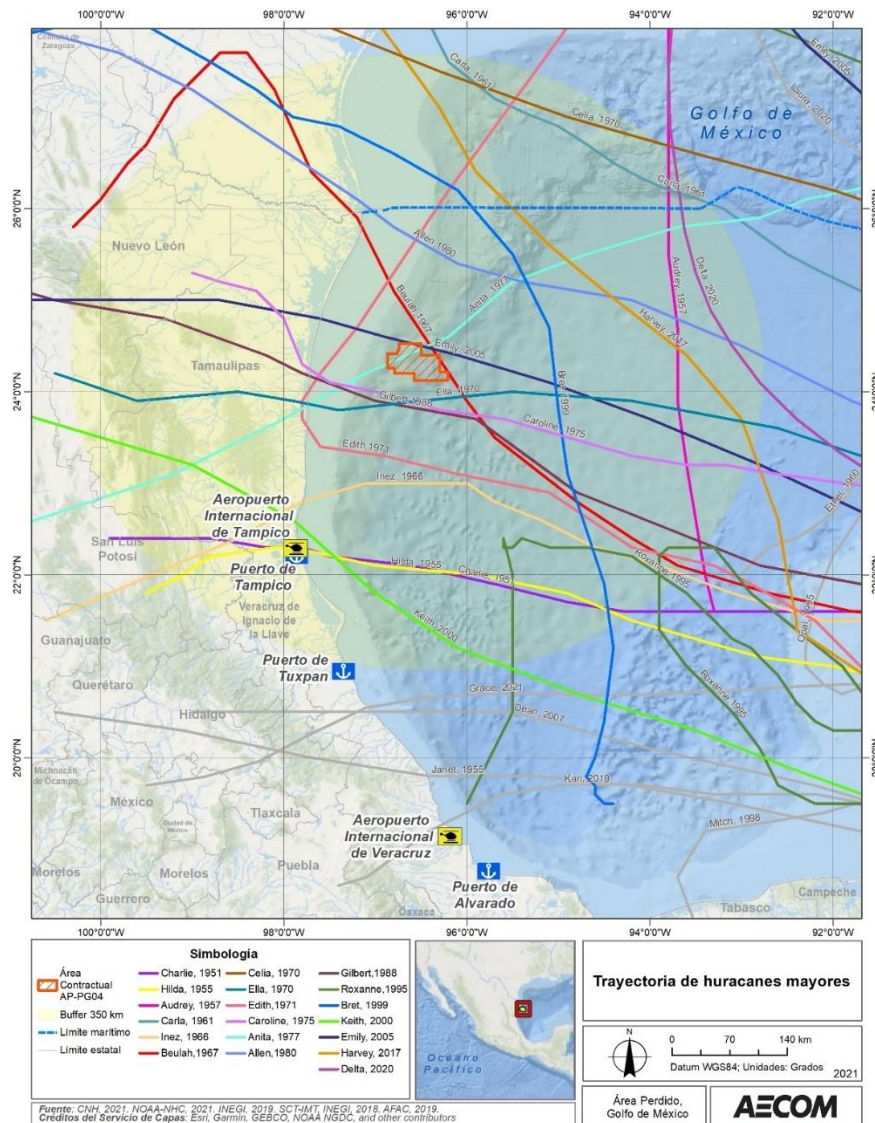
1.2.2.1.7.1 Huracanes

El periodo de huracanes y ciclones tropicales en el Golfo de México generalmente se presenta entre junio y octubre, donde septiembre representa el mes con mayor incidencia (NOAA-NHC, 2009). En promedio, 10 tormentas tropicales se generan en el Océano Atlántico durante esta temporada, de las cuales, aproximadamente seis se intensifican hasta convertirse en huracanes y dos o tres de ellos llegan a conformarse como huracanes mayores (categoría ≥ 3 , dentro de la escala Saffir-Simpson).

En los últimos 70 años (1950-2020), 127 huracanes han atravesado alguna porción del Golfo de México, en donde 56 de ellos fueron huracanes mayores (categoría ≥ 3), y 19 pasaron dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (**Tabla 1-5**). Estos huracanes fueron: Charlie (1951), Hilda (1955), Audrey (1957), Inez (1966), Beulah (1967), Celia, 1970, Ella (1970), Edith (1971), Caroline (1975), Anita (1977), Allen (1980), Gilbert (1988), Roxanne (1995), Bret (1999), Keith (2000), Emily (2005), Dean (2007), Harvey (2017) y Delta (2020). La **Figura 1-13** muestra las trayectorias de los huracanes mayores (categoría >3) identificados cerca del Área Contractual para el periodo de 1950 a 2020.



Figura 1-13. Trayectoria de huracanes mayores (categoría ≥ 3) registrados dentro de un radio de 350 km alrededor del Área Contractual (1951 – 2020).



Fuente: NOAA, 2019b, adaptado por AECOM, 2021.

Tabla 1-5. Resumen de huracanes mayores sucedidos dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2020).

Nombre	Año	Fecha	Categoría	Viento máximo (km/h)	Mínima presión atmosférica (mbar)
Charlie	1951	12 Ago – 30 Ago	4	213	968
Hilda	1955	12 Sep – 20 Sep	3	194	952
Audrey	1957	25 Jun – 29 Jun	4	232	946
Inez	1966	21 Sep – 11 Oct	4	241	929
Beulah	1967	5 Sep – 22 Sep	5	259	923



Nombre	Año	Fecha	Categoría	Viento máximo (km/h)	Mínima presión atmosférica (mbar)
Celia	1970	31 Jul – 05 Ago	3	110	945
Ella	1970	8 Sep – 13 Sep	3	204	967
Edith	1971	5 Sep - 18 Sep	5	259	943
Caroline	1975	24 Ago – 1 Sep	3	185	963
Anita	1977	29 Ago – 3 Sep	5	278	926
Allen	1980	1 Ago – 11 Ago	5	306	899
Gilbert	1988	8 Sep – 20 Sep	5	296	888
Roxanne	1995	7 Oct – 11 Oct	3	185	956
Bret	1999	18 Ago – 25 Ago	4	232	944
Keith	2000	28 Sep – 6 Oct	4	222	939
Emily	2005	11 Jul – 21 Jul	5	259	929
Dean	2007	13 Ago – 27 Ago	5	280	925
Harvey	2017	17 Ago – 31 Ago	4	213	941
Delta	2020	4 Oct - 10 Oct	4	222	953

Nota: La categoría de cada huracán está basada en la escala Saffir-Simpson.
Fuente: NOAA, 2021.

1.2.2.1.7.2 Deslizamientos, movimientos de roca y tsunamis

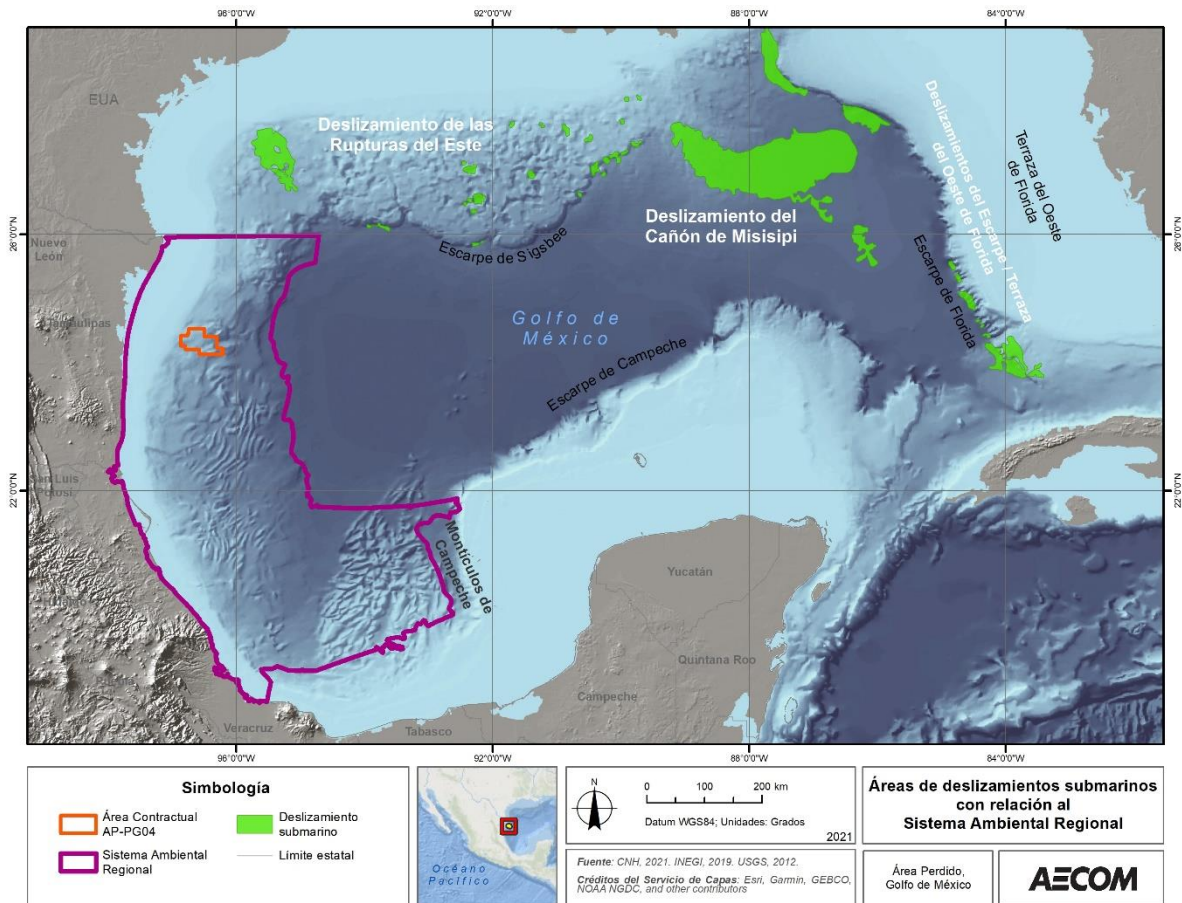
Si bien no se han registrado tsunamis originados dentro del SAR, se deben considerar los tsunamis originados en otras partes del Golfo de México. Los tsunamis en el Golfo de México tienen dos causas potenciales: 1) sismicidad; y 2) fallas de masa submarinas (SMF, por sus siglas en inglés) las cuales pueden ser o no sísmicamente inducidas (Pampell-Manis *et al.*, 2016).

Debido a las condiciones geológicas del Golfo de México, es poco probable que la actividad sísmica desencadene un tsunami directa o indirectamente (vía SMF). Los factores no sísmicos que contribuyen con SMF incluyen pendientes pronunciadas del lecho marino presentes en el Golfo de México (hasta 45°; (Bryant *et al.*, 1991)), secuencias de sedimentos profundos (hasta 18 km; (Hudec *et al.*, 2013), desgasificación de estructuras hidratadas (sobrepresión de fluidos de poro), debilitamiento de capas en secuencias sedimentarias y tectónica salina (Ten-Brink *et al.*, 2009).

Existe evidencia de deslizamientos submarinos del Holoceno en el Golfo de México (**Figura 1-14**, [Ten-Brink *et al.*, 2009]). Sin embargo, no se han localizado depósitos originados por un tsunami, adyacentes al Golfo de México. Lo anterior sugiere que tales eventos tienen una frecuencia muy baja de ocurrencia en la región tectónica pasiva. No existen reportes de SMF con potencial origen por tsunami cercanos al SAR.



Figura 1-14. Áreas de deslizamiento en el SAR.



Fuente: Ten Brink 2009.

1.2.2.1.7.3 Sismicidad

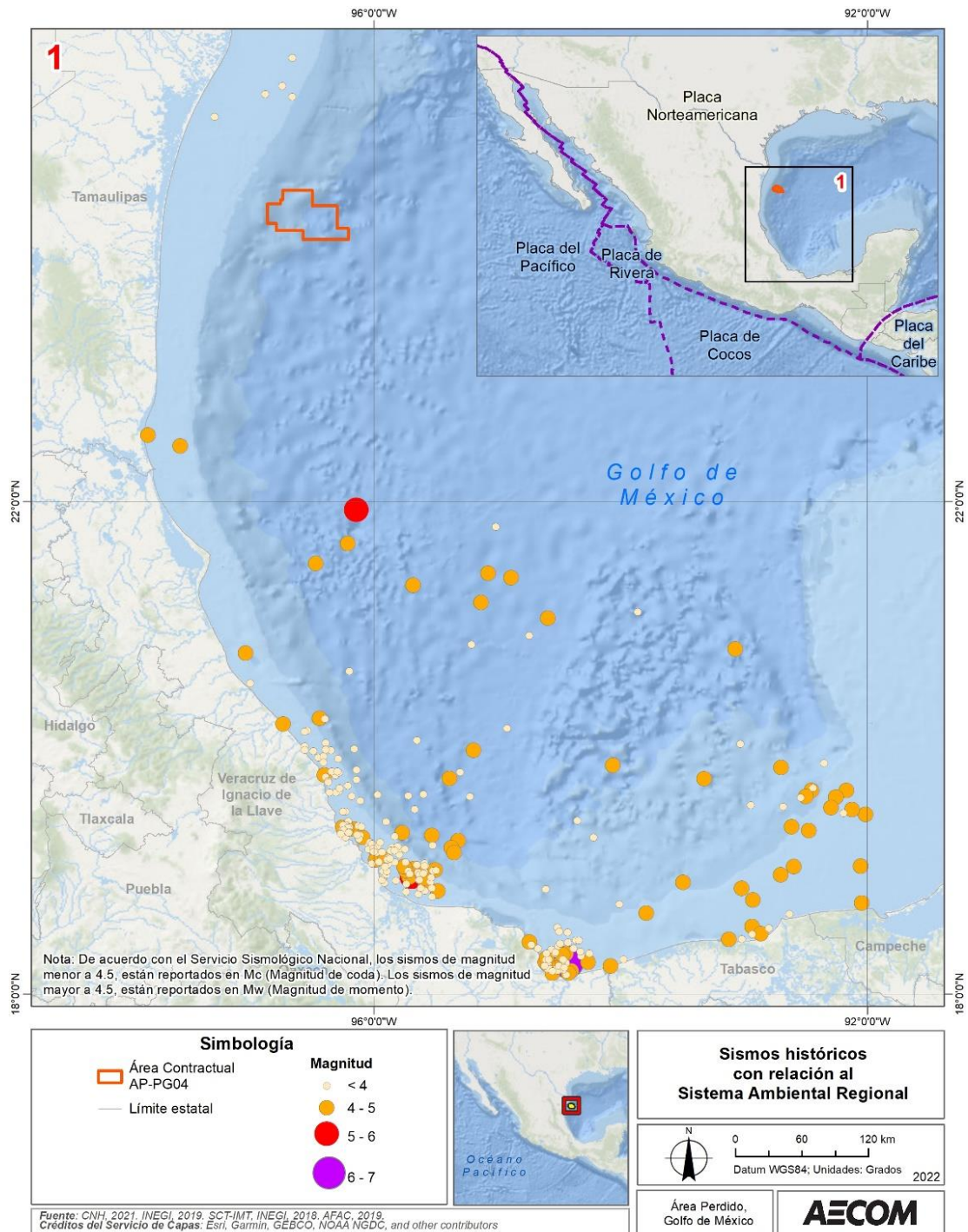
La secuencia de eventos geológicos que condujeron al desarrollo de la cuenca del Golfo de México, la han dejado en gran parte como un margen pasivo, exhibiendo una sismicidad escasa o nula (Franco *et al.*, 2013; Frohlich, 1982; Suárez y López, 2015). Sin embargo, se han registrado múltiples terremotos históricos dentro de los límites del SAR (Figura 1-15).

La mayoría de estos terremotos son de baja magnitud (es decir, magnitud 4 [M4] o menos) con epicentros generalmente agrupados a lo largo de áreas cercanas a la costa y la plataforma continental. La Placa de Cocos es la placa activa más cercana, la cual se encuentra relativamente distante del SAR y del Área Contractual (930 km al suroeste) según una estimación a partir de Bird (2003). Por lo tanto, la limitada actividad sísmica intraplaca que se lleva a cabo, está relacionada aparentemente con fallas de cabalgadura superficiales, tectónica salina y carga sedimentaria (Franco *et al.*, 2013; Frohlich, 1982; Suárez y López, 2015).

El extremo sur del SAR ha experimentado terremotos de la corteza superficial relacionados con la subducción de la Placa de Cocos. Estos sismos superficiales parecen estar restringidos al norte del Istmo de Tehuantepec, entre Veracruz y Ciudad del Carmen (Suárez, 2000; Suárez y López, 2015).



Figura 1-15. Sismicidad histórica en el SAR.



Fuente: USGS, 2022.

1.2.2.1.7.4 Contaminación asociada a actividades antropogénicas del sector hidrocarburos (hidrocarburos y metales en agua y sedimentos)

Dentro del Estudio de LBA (Shell, 2018) se evaluaron las concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP), Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos (HAP), BTEX (Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno) y metales en sedimentos. La mayoría de los valores de HAP, BTEX y HTP (fracciones pesada y ligera) estuvieron por debajo de los límites de detección. Respecto a la fracción media de HTP, en la mayoría de las muestras se excedió el valor de referencia. Sin embargo, las concentraciones de la fracción



media fueron inferiores a los valores reportados en la literatura para las áreas en donde ha habido exploración de petróleo y emanaciones de hidrocarburos naturales. En esta área del Golfo de México se ha documentado la presencia de fuentes potenciales de emanaciones de hidrocarburos.

Por otro lado, los resultados de los biomarcadores de petróleo (HTP C9-C44) y hopano fueron detectados con concentraciones consideradas de línea base y similares a las reportadas en estudios previos en el Golfo de México.

Durante el Estudio de LBA, se consideró que las concentraciones de los hidrocarburos detectados fueron consecuencia de pequeñas emanaciones naturales en la región, dada la ausencia de pozos de perforación activos o abandonados en la región, y a que no se identificaron capas o películas de aceite durante la campaña costa afuera. En materia de calidad de agua, también se evaluaron HAP, HTP y BTEX. Las concentraciones de los hidrocarburos estuvieron por debajo del LD en la mayoría de las estaciones de muestreo dentro del Área Contractual, con excepción de algunos HAP (fluoranteno, naftaleno y pireno) en tres muestras cercanas a la superficie. No se visualizaron capas o películas de aceite en las muestras de agua y las concentraciones de grasas y aceites estuvieron por debajo del LD. Las bajas concentraciones de hidrocarburos detectadas se consideraron representativas de las condiciones de línea base para esta región, en la cual se encuentran presentes pequeñas emanaciones naturales de hidrocarburos.

Se evaluaron 16 metales en el agua y sedimento (aluminio, arsénico, bario, cadmio, cobalto, cobre, cromo, estaño, hierro, plomo, manganeso, mercurio, níquel, selenio, vanadio y zinc). Respecto a los resultados en agua, 14 de los 16 metales analizados estuvieron por encima de los LD, sin embargo, las concentraciones de estos metales se consideraron condiciones representativas de línea base no impactadas comparadas con bases de datos de otras regiones del Golfo de México.

De los 16 metales analizados en las muestras de sedimento, tres metales (cadmio, selenio y mercurio) se mantuvieron por debajo del LD, de los 13 metales restante, hubo valores de referencia disponibles para siete. De estos siete metales detectados solamente la máxima concentración de arsénico en una muestra rebasó ligeramente el TEL/ISQG pero no el PEL. Los resultados de la presencia de metales en sedimento del Área Contractual fueron similares a los datos de referencia reportados en la literatura para aguas profundas de la región.

Con base en el índice de incidencia para cada componente ecológico mencionado (ver **Tabla 8.3-3** del Estudio de LBA) los valores obtenidos por componente se interpretaron como "**no relevantes**" o como de bajo impacto ambiental. Por lo tanto, la columna de agua y los sedimentos (entre otros componentes) del Área Contractual se consideraron representativas de las condiciones de línea base en aguas profundas del Área Perdido, y no se observaron daños ambientales existentes en el Área Contractual.

1.2.2.1.7.5 Susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos

A continuación, en la **Tabla 1-6** se presenta un resumen del nivel de susceptibilidad de las instalaciones del Proyecto a los efectos meteorológicos y oceanográficos adversos descritos anteriormente. Los niveles de susceptibilidad de muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto se definieron con base en los daños ocasionados en la industria del petróleo debido a la ocurrencia de estos fenómenos.

Tabla 1-6. Clasificación de la susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

Fenómeno	Susceptibilidad de riesgo	Justificación
Mareas	Muy bajo	El rango de mareas en aguas profundas del Golfo de México es pequeño. No se identificaron daños en la industria del petróleo debido a este fenómeno en el Golfo de México
Viento, corrientes y oleaje asociados a eventos extremos.	Medio	Los huracanes y Nortes que suceden en el Golfo de México ocasionan fuertes vientos, oleaje de gran altura y/o corrientes superficiales intensas. Dado que el buque de perforación es un elemento flotante, esta queda expuesta a los movimientos ocasionados por las corrientes marinas, el oleaje y el viento. Estos fenómenos han ocasionado daños severos más de una vez en la industria petrolera en el Golfo de México. Las corrientes



Fenómeno	Susceptibilidad de riesgo	Justificación
		y el oleaje pueden ocasionar daños severos al riser y al casco del buque de perforación, mientras que el viento puede afectar seriamente las operaciones en cubierta y al equipo de perforación
Tsunami	Muy bajo	La probabilidad de ocurrencia de un tsunami es extremadamente baja y no se han registrado causas potenciales que desencadenen tsunamis en el oeste del Golfo de México. No se identificaron daños en la industria en esta zona del Golfo debido a dicho fenómeno

Fuente: AECOM, 2021.

1.2.2.2 Aspecto biótico

En las siguientes secciones se redacta una breve descripción de los aspectos bióticos del Área Contractual. Para más información sobre cada apartado se recomienda revisar la Sección 4.2.2 de la MIA.

1.2.2.2.1 Fitoplancton

Durante el Estudio de LBA se identificaron cuatro Clases taxonómicas de fitoplancton del Área Contractual que incluyeron: Dinophyceae (dinoflagelados), Bacillariophyceae, Mediophyceae y Coscinodiscophyceae (diatomeas); *Hemiaulus hauckii* y *Trichodesmium erythraeum* fueron los taxa dominantes en el Área Contractual con una abundancia total de 17,299 y 13,277 individuos, respectivamente, identificados a partir de las muestras combinadas de las dos profundidades. En conjunto, estas dos especies representaron aproximadamente dos tercios del total de la abundancia observada.

1.2.2.2.2 Zooplancton e ictioplancton

Respecto al zooplancton, se registraron 27 grupos (Phyla, Órdenes, Clases) representados por 149 especies que dominaron las comunidades en todas las estaciones de muestreo en el Área Contractual. Los copépodos fueron el grupo más abundante con un total de 63.6% del zooplancton y una densidad de 28.7 individuos/m³, identificados en todas las muestras. Otros taxa abundantes incluyeron a Chaetognatha (15.0%), Appendicularia (4.5%) y Foraminifera (3.9%). La comunidad de zooplancton fue relativamente homogénea en todas las estaciones de muestreo. El valor promedio de la biomasa de zooplancton fue de 9.4 gramos/m³. Las densidades totales en cada estación fueron variables en el Área Contractual, desde 63.2 a 13,602 individuos/m³.

Para ictioplancton se registró un total de 396 larvas de peces, representando 79 taxa de 9 órdenes en las muestras de ictioplancton. Las especies más abundantes correspondieron al orden Perciformes, las cuales representaron 32.8% del total de la abundancia del ictioplancton en las siete estaciones del Área Contractual. Otras especies abundantes fueron *Cyclothone* sp. (7.8%) y *Notolychnus valdiviae* (5.0%). El valor promedio de densidad de ictioplancton en el Área Contractual fue de 0.224 individuos/m³.

1.2.2.2.3 Bentos, peces, mamíferos marinos, tortugas y aves

Bentos

A partir del Estudio de LBA se observó que las muestras obtenidas son comparables con los hallazgos en la revisión de escritorio e indican que la abundancia y diversidad de la macrofauna es baja en aguas profundas del Golfo de México (hasta de 983 m de profundidad), con índices por debajo de 1.5 (Índice Shannon-Wiener; Domínguez-Castañedo et al. 2007). La revisión bibliográfica sugiere que la composición faunística del Área Contractual fue característica del hábitat del Golfo de México en aguas profundas, con poliquetos y crustáceos como grupos dominantes, y grupos tales como los moluscos y equinodermos como componentes importantes de la comunidad bentónica.

La composición de meiofauna fue representativa del hábitat de mar profundo, con nemátodos como parte de la fauna dominante, así como copépodos harpacticoides y poliquetos como taxa importantes de la comunidad de meiofauna. La diversidad (Shannon-Weiner H') fue baja.



Las bacterias heterotróficas (BH), se encuentran presentes en el sedimento y en las aguas marinas. Las bacterias degradadoras de hidrocarburos (BDH) juegan un papel importante en la oxidación y la descomposición de los compuestos del petróleo en aguas marinas y sedimentos a través de procesos de oxidación-reducción. La relación promedio de BDH/BH (672%) para las muestras de sedimento del Área Contractual fue un valor porcentual demasiado alto para sedimento sin presencia de hidrocarburos. La elevada proporción entre las relaciones de BDH/BH que variaron de 58% a 7,714%, se debe a las altas concentraciones de BDH en las muestras. Por ello, los análisis confirman que estos grupos bacterianos estaban presentes en el Área Contractual y probablemente indican la presencia de hidrocarburos, sin embargo, dada la ausencia de pozos de perforación activos o abandonados en la región, y a que no se identificaron películas de aceite durante el Estudio de LBA, la presencia de hidrocarburos en la región podrían estar asociados principalmente a la presencia de emanaciones naturales de hidrocarburo (**Sección 1.2.2.1.7.4**).

Peces

Durante el Estudio de LBA se realizó una revisión en FishBase y se pudo observar que de las 430 especies identificadas que potencialmente pudieran estar presentes en el Área Contractual, 71 pertenecieron a la familia Stomiidae (p. ej. *Chauliodus sloani*), representando el 16.5% de las especies, seguido por 26 especies de Macrouridae (p. ej. *Coryphaenoides mexicanus*) representando el 6% y luego 17 especies de Ophidiidae (p. ej. *Ophidion dromio*), 14 especies de Alepocephalidae (e.j., *Conocara murrayi*) y 11 especies de Sternoptychidae (p. ej. *Argyropelecus aculeatus*) representando el 3.8%, 3.3% y 2.6%, respectivamente.

De las ocho especies enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, tres están asociadas con los hábitats presentes en el Área Contractual, y más ampliamente en el Golfo de México. Estas, son especies oceano-pelágicas, que están definidas dentro de la Categoría A y todas son especies de tiburones: tiburón peregrino (*Cetrhinus maximus*), el tiburón gran blanco (*Carcharodon carcharias*) y el tiburón ballena (*Rhincodon typus*). Estas especies también se encuentran en la lista de la CITES. Además de estas, dentro del Apéndice II de la CITES con la categoría de protección están listadas las siguientes cuatro especies el tiburón punta blanca (*C. longimanus*), la cornuda (*Sphyrna lewini*), el tiburón martillo (*Sphyrna mokarran*), el pez sierra (*P. perotteti*). Todas las especies mencionadas se encuentran listadas en la Lista Roja de especies amenazadas de la UICN. Además, el atún de aleta azul del Atlántico (*Thunnus thynnus*) está incluido en la Lista Roja como Amenazado.

Mamíferos marinos

En total, en el Golfo de México se han registrado 30 especies de mamíferos marinos (Ortega-Ortíz *et al.*, 2004). Todas las especies de mamíferos marinos presentes en el Golfo de México están consideradas como especies en alguna categoría de riesgo en la legislación mexicana (NOM-059-SEMARNAT-2010). No hay efectos en estas especies protegidas debido a cambios en las condiciones naturales del Área Contractual ocasionados por trabajos o actividades ejecutados en el pasado, incluyendo las actividades de la industria petrolera.

Aunque el Área Contractual se localiza dentro de la RMP Giro Tamaulipeco, se ubica a 97 km al noreste de la RMP más cercana catalogada como de importancia para los mamíferos marinos por la confluencia entre varias especies. No hubo avistamiento de mamíferos marinos durante el Estudio de LBA.

Tortugas

En los hábitats costeros y marinos del Golfo de México, incluyendo el oeste del Golfo y el Área Contractual, se encuentran cinco especies de tortugas marinas: *D. coriacea* (Tortuga Laúd), *C. caretta* (Tortuga Caguama), *E. imbricata* (Tortuga Carey), *L. kempii* (Tortuga Lora), y *C. mydas* (Tortuga Verde; Spotila, 2004; Valverde y Holzward, 2017). Las aguas oceánicas abiertas, incluida el Área Perdido, son utilizadas por las tortugas marinas adultas en los períodos de migración y, como hábitat para desarrollo en colaboración con las comunidades de Sargazo (NMFS, 2011). De acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2010, estas especies se encuentran en la categoría determinada como en peligro de extinción. Con base en la literatura existente para esta región y datos de ubicación relacionados con el Área Contractual del



Estudio de LBA, no se identificó evidencia de efectos sobre las tortugas debido a cambios en las condiciones naturales del Área Contractual ocasionados por los trabajos o actividades ejecutados en el pasado, incluidas las actividades de la industria petrolera. No se observaron tortugas marinas en el Área Contractual durante el Estudio de LBA.

Aves

Existen veinte especies costeras y terrestres (paseriformes) del Golfo de México listadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010, cuyo rango de migración abarca las costas norte y sur del Golfo de México. Dependiendo de las condiciones climatológicas prevalecientes, algunas de estas especies pueden transitar por el Área Contractual, cuando éstas migran a través del Golfo de México o aparecen esporádicamente vagando o en forma fortuita. De estas veinte especies, cinco están clasificadas en la Categoría P (en peligro de extinción), doce en la Categoría Pr (sujetas a protección especial) y diez como Categoría A (amenazadas). Todas estas especies están clasificadas como de Preocupación Menor (LC, por sus siglas en inglés) o No Amenazadas de acuerdo con la Lista Roja de la IUCN; así mismo, no se encuentran listadas en los Apéndices I o II de CITES. El Área Contractual se ubica fuera de éstas AICAs y la más cercana corresponde a Laguna Madre, la cual se localiza aproximadamente a 85 km de distancia. Durante el Estudio de LBA se identificaron catorce individuos de cuatro familias. Los charranes y las gaviotas fueron los grupos observados con mayor frecuencia. Otras especies observadas incluyeron: una especie de gorrión sin identificar, un bobo café y una fragata magnífica. Ninguna de estas especies se encuentra protegida y la presencia de estas especies es típica del mar abierto. No hay evidencia que sugiera efectos sobre estas especies protegidas, producto de los trabajos o actividades ejecutadas en el pasado en el Área Contractual por la industria petrolera.

1.2.2.4 Áreas sensibles

De acuerdo con la MIA-R, las áreas sensibles se describen en función de la presencia de ecosistemas sensibles, que incluyen: arrecifes de coral de aguas cálidas y profundas, montes y montículos submarinos y comunidades quimiosintéticas, así como en función de la presencia de Áreas Naturales Protegidas (ANP), Regiones Marinas Prioritarias (RMP), Sitios Prioritarios Marinos (SPM), Sitios Ramsar, Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICA), Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP) y Regiones Terrestres Prioritarias (RTP).

Con base en la información de la Sección 4.2.2.3 de la MIA-R, los arrecifes de coral de aguas cálidas del oeste del Golfo de México ocupan hábitats continentales terrígenos relativamente poco profundos y, por lo tanto, no se distribuyen en las aguas profundas del Área Contractual en el Área Perdido. Los arrecifes de coral más cercanos al Área Contractual son el Sistema Arrecifal Lobos Tuxpan, ubicado a 290 km del Área Contractual, seguido por el Sistema Banco de Campeche a 530 km, (**Figura 1-16**). Aunque no se identificaron corales u otro tipo de megafauna durante el análisis de recolección de imágenes del perfil del lecho marino o en las muestras recolectadas con el box core durante el Estudio de LBA, existen registros de octocorales identificados dentro y fuera del Área Contractual a 25 km al sureste y a 35 km al sur del Pozo Luwa, respectivamente (**Figura 1-16**).

En lo referente a comunidades quimiosintéticas, Yesson *et al.*, 2011 mapearon la distribución global de montes y montículos submarinos y, con base en esta información, se concluyó que no existen montes submarinos dentro del Área Contractual. Los montes submarinos más cercanos se sitúan a más de 100 km hacia el sur, mientras que los montículos más cercanos están a 50 km (**Figura 1-16**).

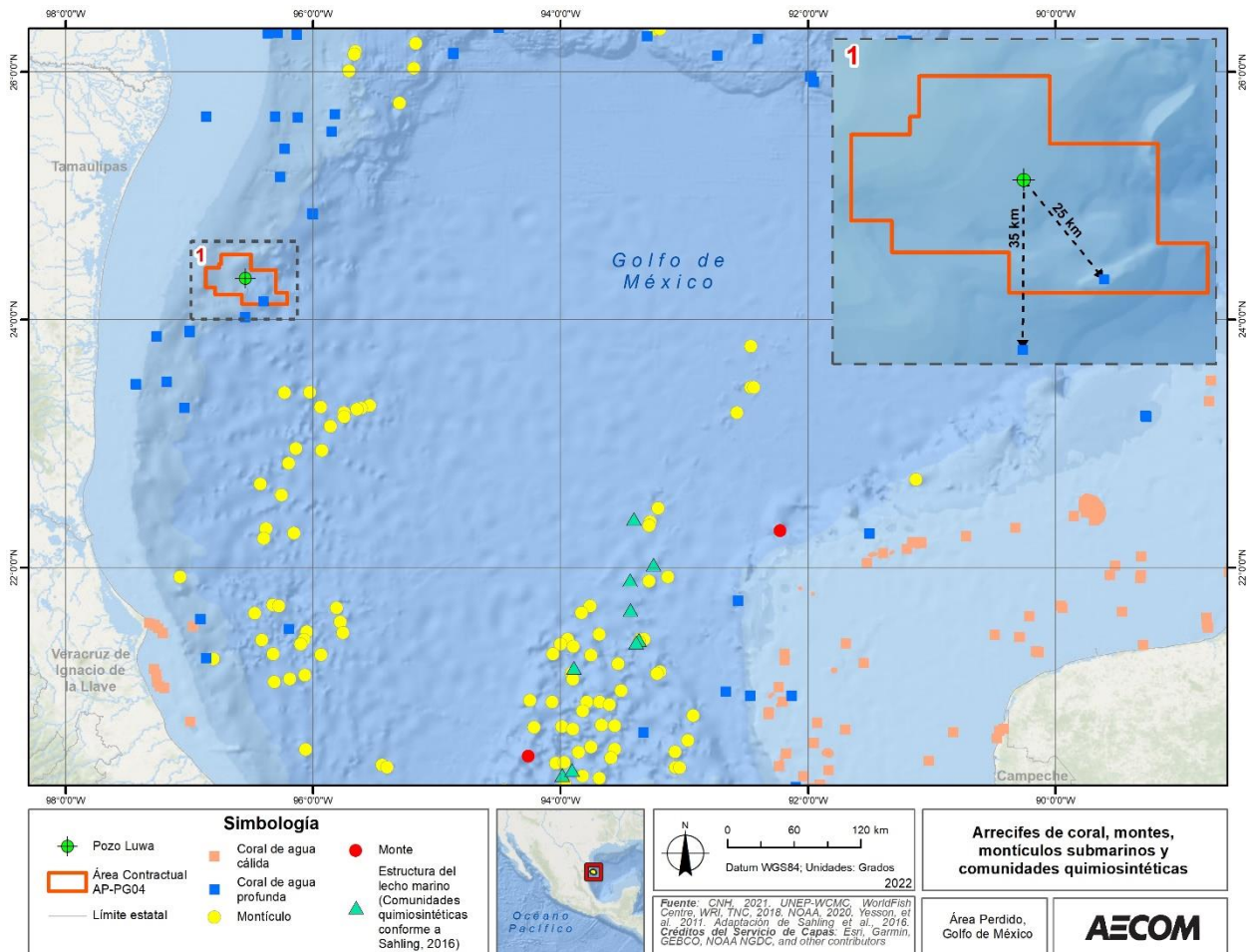
La **Figura 1-16** muestra la ubicación del Área Contractual con relación a las comunidades quimiosintéticas estudiadas por Sahling *et al.*, (2016). No se observaron comunidades quimiosintéticas durante el trabajo de campo del Estudio de LBA. De acuerdo con Sahling *et al.*, (2016), la estructura más cercana a las actividades de perforación del Proyecto, se encuentra a 500 km aproximadamente del Área Contractual. En la Sección 4.2.2.3.1.4 de la MIA-R se presenta más información sobre las estructuras asociadas a comunidades quimiosintéticas.

Finalmente, de acuerdo con lo reportado en la Sección 4.2.2.3.2 de la MIA-R, el Área Contractual no recae dentro de ninguna ANP, SPM (la más cercana está a 5 km al oeste), AICA, Sitio Ramsar, RHP o RTP; sin



embargo, el Área Contractual si recae en la RMP (54) Giro Tamaulipeco y está a 5 km al este de la RMP (44) Laguna Madre. Una descripción más detallada de estas áreas se encuentra en la Sección 4.2.2.3.3 de la MIA-R.

Figura 1-16. Ubicación de arrecifes de coral, montes, montículos submarinos y comunidades quimiosintéticas con respecto del Área Contractual.



Fuente: Etnoyer, 2009; Sahling et al., 2016; Yesson et al., 2011, adaptado por AECOM, 2021.

1.2.2.3 Descripción de infraestructura del sector hidrocarburos preexistente en el Área Contractual

De acuerdo con el Inventario de Activos con los que cuenta el Área Contractual, y con el Contrato celebrado entre CNH y Shell (CNH-R02-L04-AP-PG04/2018 [CNH, 2018]) en el Cuarto de Datos no se tiene registro de ningún pozo o infraestructura dentro del Área Contractual. Por dicha razón, y dado que el Área Contractual se encuentra costa fuera y en aguas profundas, es imposible realizar las interacciones de riesgo con otro tipo de infraestructura más que con la del Proyecto. Cabe señalar que debido a que las embarcaciones no relacionadas con el Proyecto, que pudieran transitar cerca del Área Contractual son consideradas como infraestructura intermitente, se decidió analizar la posible interacción de las actividades del Proyecto, en materia de riesgo, con las principales rutas de navegación cercanas al Área Contractual. Este análisis se presenta en la **Sección 2.4**.

1.2.3 Estándares y regulaciones aplicadas al Proyecto

El Proyecto cumplirá con los estándares internacionales sugeridos en las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos en Materia de Seguridad Industrial, Seguridad*



*Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos de ASEA, así como los Lineamientos de Perforación de Pozos de la CNH. Estos se encontrarán descritos en la solicitud de Autorización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) a implementar en el Área Contractual AP-PG04. El documento Listado de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-PG04 del 14 de julio de 2022, en el que se especifican los estándares que Shell implementará en el desarrollo de sus actividades y su justificación, se hace una recopilación de las mejores prácticas aplicables extraídas de todos los procedimientos para operaciones de exploración y perforación. Su aplicación es obligatoria para todo el personal involucrado en el Proyecto (ver **Capítulo 5, Anexo 5.8**).*

Los estándares que implementará Shell corresponden tanto a estándares internos, como a estándares emitidos por ocho instituciones reconocidas internacionalmente:

- Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI, por sus siglas en inglés)
- Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés)
- Dirección de Petróleo de Noruega (NORSOK, por sus siglas en noruego)
- Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés)
- Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME, por sus siglas en inglés)
- Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés)
- Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés)
- Asociación Nacional de Protección contra Incendio de Estados Unidos (NFPA, por sus siglas en inglés)

Se tiene previsto que el Proyecto cumpla con los instrumentos legales, regulatorios o administrativos descritos a detalle en el Capítulo 3 de la MIA-R correspondiente. Adicionalmente, el Proyecto estará alineado con lo establecido en la Conformación y en la Autorización del SASISOPA de Shell, con la finalidad de identificar y evaluar los riesgos de manera apropiada, e implementar las mejores prácticas de manera continua durante el desarrollo del Proyecto.

Por otra parte, Shell contratará el buque de perforación *Maersk Voyager* o similar, por medio de una empresa especializada en plataformas de perforación costa afuera. Dicha embarcación cumplirá con las regulaciones aplicables a los buques de perforación que operan en la región del Golfo de México. En caso de que utilizar un buque de perforación diferente a *Maersk Voyager*, el buque seleccionado contará con las clasificaciones señaladas por la normativa internacional y las que le apliquen en función a la bandera de la embarcación. Sin embargo, para el caso específico del buque de perforación *Maersk Voyager* cumplirá con las con las siguientes regulaciones:

- *International Convention for the Safety of Life at Sea (SOLAS), 1974 with Protocol of 1978, and the amendments.*
- *International Convention on Load Lines, 1966 with the Protocol of 1988.*
- *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL), 1973 (Annexes I, IV, V and VI) with Protocol of 1978 and the amendments. (Except requirements of raking damage and side and bottom damage in Regulation 28)*
- *International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL), 1973 (Annexes I, IV, V and VI) with Protocol of 1978 and the amendments. (Except requirements of raking damage and side and bottom damage in Regulation 28)*
- *International Convention for preventing Collisions at Sea, 1972 including amendments of 1981, 1987, 1989 and 1993.*
- *International Tele-Communications Union (ITU) Radio Regulations, 1982.*



- *International Convention on Tonnage Measurement of Ships, 1969.*
- *IEC 61892: Mobile and fixed offshore units-Electrical installations*
- *IEC 62271-200: AC metal-enclosed switchgear and control gear for rated voltages above 1kV up to and including 52kV*
- *IEC 61439: Low-voltage switchgear and control gear assemblies*
- *U.S. Coast Guard's regulations for Foreign Flag Vessels operating in Navigable Waters of the United States (except Alaskan waters, without Certificate nor Inspection)*
- *CFR title 33-part 155: Oil Pollution Prevention Regulations of Vessels*
- *CFR title 33-part 156: Oil and Hazardous Material Transfer Operation*
- *USCG NVIC 3-88 for foreign flag MODU's (Option C)*
- *CFR title 33-part 164: Navigation Safety Regulation International Labour Conference concerning Crew Accommodation on board Ship, Convention No. 92 and 133 (except swimming pool).*
- *IMO Resolution A.468(XII), "Code on Noise Levels on board Ships", 1981*
- *IMO MSC/Circ.645 Guidelines for Vessel with Dynamic Positioning System, Consequence Class 3.*
- *ABS MODU Rules 2011*
- *IMO MODU code, 2009*
- *Sulfide stress cracking resistant metallic material for oil field equipment for Topside facilities (Nace Standard MR-01-75)*
- *ISO 6954-2000(E) "Guideline for the Overall Evaluation of Vibration In Merchant Ships"*
- *International Ship and Port Facility Security Code (ISPS) (The Builder shall provide ship security alarm system and IMO number only)*
- *U.K. Civil Aviation Authority Publication CAP437 Offshore Helicopter Landing Area-A Guide to Criteria, Recommended Minimum Standard and Best Practice, 2008*
- *U.K. HSE requirements in association with U.K. "Offshore Installations (Safety Case) Regulations 1992" (SCR) -S.I. NO.2885*

1.2.4 Proyecto civil

La perforación exploratoria no es considerada una forma de proyecto civil para los propósitos de este ERA, debido a que las actividades se encuentran limitadas a operaciones de mantenimiento y la infraestructura necesaria será trasladada al sitio lista para operar.

1.2.5 Descripción del buque de perforación

En esta sección, se describen las principales características de los equipos e instalaciones más importantes involucradas en las actividades de perforación del Pozo Luwa.

1.2.5.1 Buque de perforación

De acuerdo con la información proporcionada por *Maersk Drilling*, el buque de perforación tiene las dimensiones que se presentan en la **Tabla 1-7**. Asimismo, la **Figura 1-17** y **Figura 1-18** muestran los planos del buque de perforación y en las **Secciones 1.2.6.1 a 1.2.6.10** se presenta la descripción de los principales componentes del buque de perforación. En el **Capítulo 5, Anexo 5.1**, se puede consultar la ficha técnica y los planos de dicha embarcación.

Tabla 1-7. Dimensiones del Maersk Voyager.

Parámetro	Dimensión (m)
Largo	228



Parámetro	Dimensión (m)
Ancho	42
Profundidad	19
Altura de la torre de perforación*	119.9
<i>Moonpool</i>	25.6 x 12.48
Calado (operacional/tránsito)	12 / 8.5

*Altura desde base inferior de cubierta
Fuente: Maersk Drilling, 2015.



Figura 1-17. Vista lateral del buque de perforación *Maersk Voyager*.

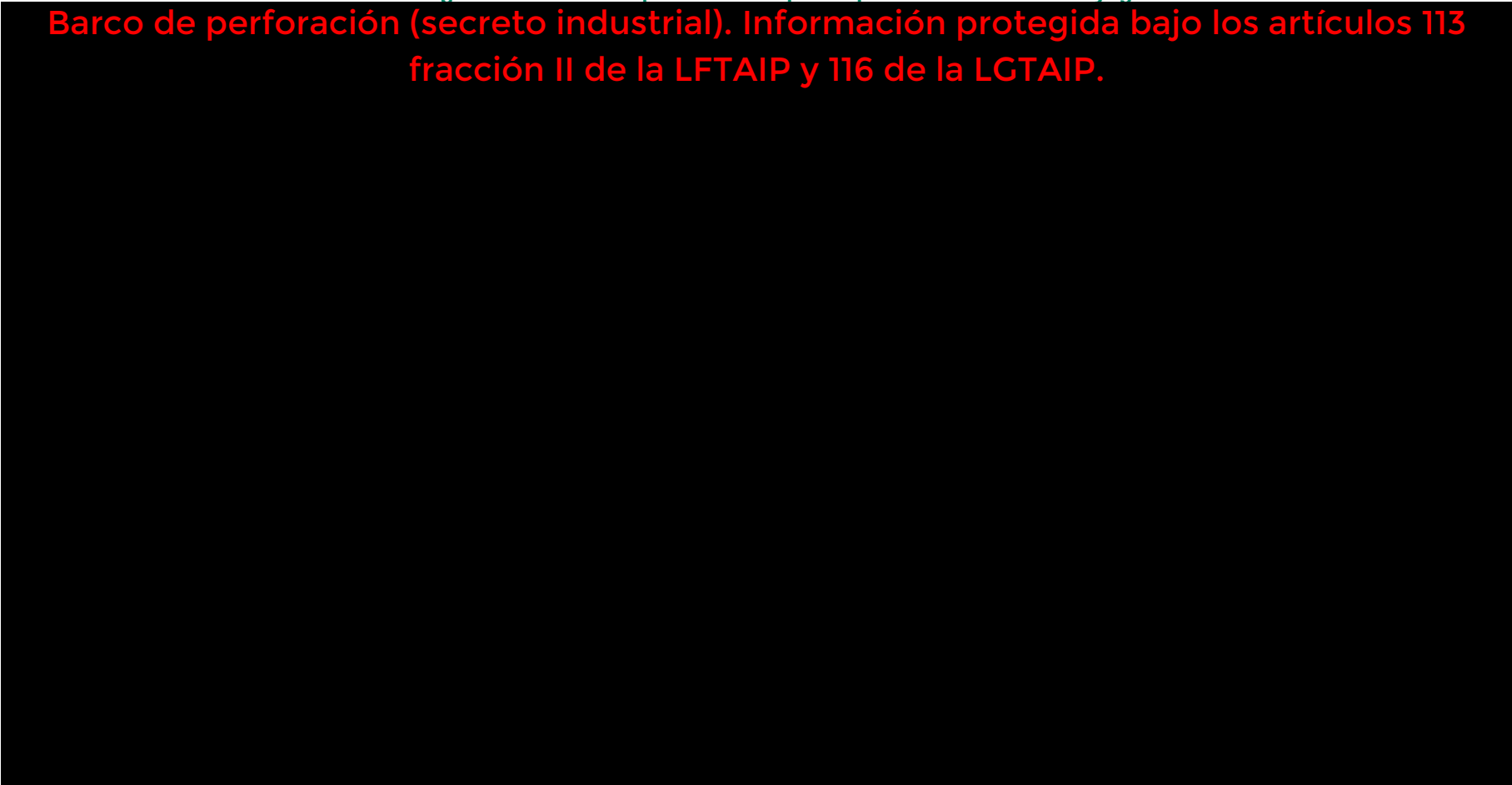
Barco de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Fuente: Maersk Drilling, 2012.



Figura 1-18. Vista en planta del buque de perforación *Maersk Voyager*.

Barco de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.



Fuente: Maersk Drilling, 2012.



1.2.6 Proyecto mecánico

1.2.6.1 Torre de perforación

El buque de perforación *Maersk Voyager* está equipado con una torre de perforación doble con capacidad de 2.5 millones de libras, diseñada para montar y desmontar la tubería de perforación, el arreglo de fondo de pozo (BHA) y la tubería de revestimiento durante la perforación, así como para poder montar soportes de tubería de perforación y de tubería de revestimiento. La base de la torre de perforación es de 18.3 m x 24.4 m con una altura de 64 m, diseñada de acuerdo con la ISO 1461.

1.2.6.2 Top Drive

La técnica de perforación empleada consiste en un sistema rotativo estándar con un sistema de Top Drive, el cual es un dispositivo mecánico que controla la rotación de la sarta de perforación y permite la inyección del fluido de perforación a través de este. El *Top Drive* se encuentra suspendido del gancho en el bloque viajero, lo que permite el movimiento ascendente y descendente a través de la acción de los malacates. Cuando la perforación comienza, una barrena rotativa se sujeta al extremo inferior de la sarta de perforación y se baja a través del piso del equipo de perforación. El *Top Drive* del *Maersk Voyager* tiene una capacidad de carga aproximada de 1,136 ton, con un torque máximo continuo de 105,000 lb/ft a una velocidad máxima de 275 rpm.

1.2.6.3 Propulsores

Los propulsores son equipos cuya función es ayudar al correcto posicionamiento del buque de perforación. El *Maersk Voyager* cuenta con seis propulsores Lips Modular FS3510/UN de 5,500 kW cada uno, conectados al sistema de posicionamiento.

1.2.6.4 Riser

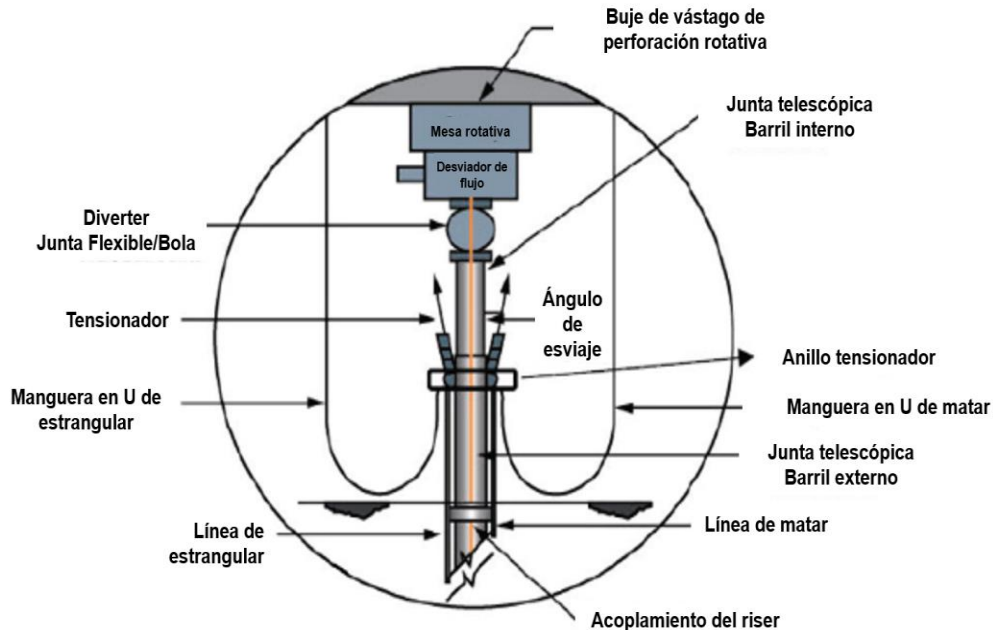
El riser marino es la unión entre el equipo de perforación flotante y el sistema de preventores en el lecho marino y es vital para el desarrollo de las operaciones de perforación, ya que proporciona un medio de retorno para el fluido de perforación y de guía para la sarta de perforación hacia el interior del pozo. En la parte inferior, el *riser* se une al sistema de preventores montados en el lecho marino, mientras que en la parte superior se encuentra unido al equipo de perforación. El *riser* del *Maersk Voyager*, cuenta con un desviador de flujo, elementos de flotación y líneas de matar, estrangular, booster e hidráulicas, juntas telescópicas y flexibles, un sistema de araña y soportes, así como el sistema de monitoreo de inclinación, ya descrito en el sistema DP, y posee un diámetro interno de 19- 1/2" y un diámetro externo de 21- 1/4".

1.2.6.5 Tensionador del riser

Considerando que el *riser* conecta la superficie del buque de perforación con el lecho marino, es necesario tener un sistema de tensión que lo soporte y le permita mantenerse en posición considerando la acción de las corrientes y el oleaje. Este sistema consiste en un conjunto de líneas de acero que descienden por el *moonpool*, que aplican un esfuerzo vertical para controlar la fuerza y desplazamiento ocasionados por el viento, las olas y las corrientes (Bravo, 2009). La **Figura 1-19** muestra los principales componentes de un sistema tensionador de un *riser*.



Figura 1-19. Sistema tensionador del riser.



Fuente: NASEM, 2018; adaptado por AECOM, 2022.

1.2.6.6 Desviador de flujo (*diverter*)

El *Maersk Voyager* cuenta con un desviador de flujo con sellos energizados por presión para instalarse en la mesa rotatoria de 75 ½", certificado para 500 psi con líneas de 18" y válvulas operadas remotamente en un panel de control hidráulico. Este incluye un dispositivo de cierre y apertura de la línea de descarga y se encuentra instalado directamente debajo de la mesa rotativa (Bravo Vallejo, 2009). El desviador es un medio para dirigir el flujo de fluidos fuera del pozo de manera segura sin entrar en contacto con el área de trabajo o causar que el pozo se cierre.

1.2.6.7 Juntas

La junta telescópica se instala en la parte superior del riser de perforación y se utiliza para compensar los movimientos verticales entre el equipo y el sistema de preventores, ya que puede extenderse o retraerse según sea el caso. Las juntas flexibles son esferas de acero forjado en forma de cuello con un adaptador de riser unido al final del cuello, que permiten el movimiento angular entre el riser y el sistema de preventores para reducir el momento máximo de flexión y están diseñadas considerando la presión diferencial (interna y externa; Bravo, 2009).

1.2.6.8 Managed Pressure Drilling (MPD)

El MPD es un método de perforación adaptable y adicional utilizado para controlar con precisión la presión anular en el pozo (Schlumberger, 2022) y facilitar la perforación, sin embargo, se debe analizar el costo-beneficio de este sistema ya que el tiempo de instalación y montaje es alto. Con la finalidad de determinar si el uso de un sistema MPD es necesario, Shell llevará a cabo la evaluación de la ventana operativa (rango de pesos de fluido de perforación que se puede utilizar con base en los estimados de presiones de formación y de fractura), y dependiendo de los resultados de esta evaluación, Shell tomará la decisión de perforar convencionalmente, es decir, manteniendo las presiones de la formación bajo control con la columna hidrostática de fluido, o utilizando el sistema MPD.



1.2.6.9 Arreglo de pozo

La configuración de arreglo de fondo de pozo es el conjunto de herramientas que se encuentran en la porción inferior de la sarta de perforación (**Figura 1-20**). Esta configuración, debe proporcionar la fuerza necesaria para que la barrena fracture la roca, sobreviva en un ambiente mecánico hostil y proporcione al perforador el control direccional del pozo (Schlumberger Limited, 2020). A menudo, el arreglo incluye: una barrena, un motor de fondo, proporcionando un mejor control de la desviación; un equipo de medición con herramientas de orientación y una sonda eléctrica para la adquisición de registros durante la perforación.

Figura 1-20. Arreglo de pozo.



Fuente: Prime Horizontal, 2016; adaptado por AECOM, 2022.

1.2.6.10 Sistema de Preventores

El cabezal de pozo, encontrado en el lecho marino, proporciona un soporte estructural para el equipo de perforación, sobre él se encuentra el sistema de preventores, conformado por el paquete inferior de riser marino (LMRP, por sus siglas en inglés) y BOP; **Figura 1-21**.

LMRP

El LMRP *Maersk Voyager* de 18 ¾" y 10,000 psi *Hydril GX 18-10 BTM FLG* se ubica en la parte superior del sistema de preventores y consiste en un conector hidráulico, preventor anular, junta flexible, adaptador de riser, mangueras para líneas de matar y estrangular, líneas auxiliares y dispositivos de control.

BOP

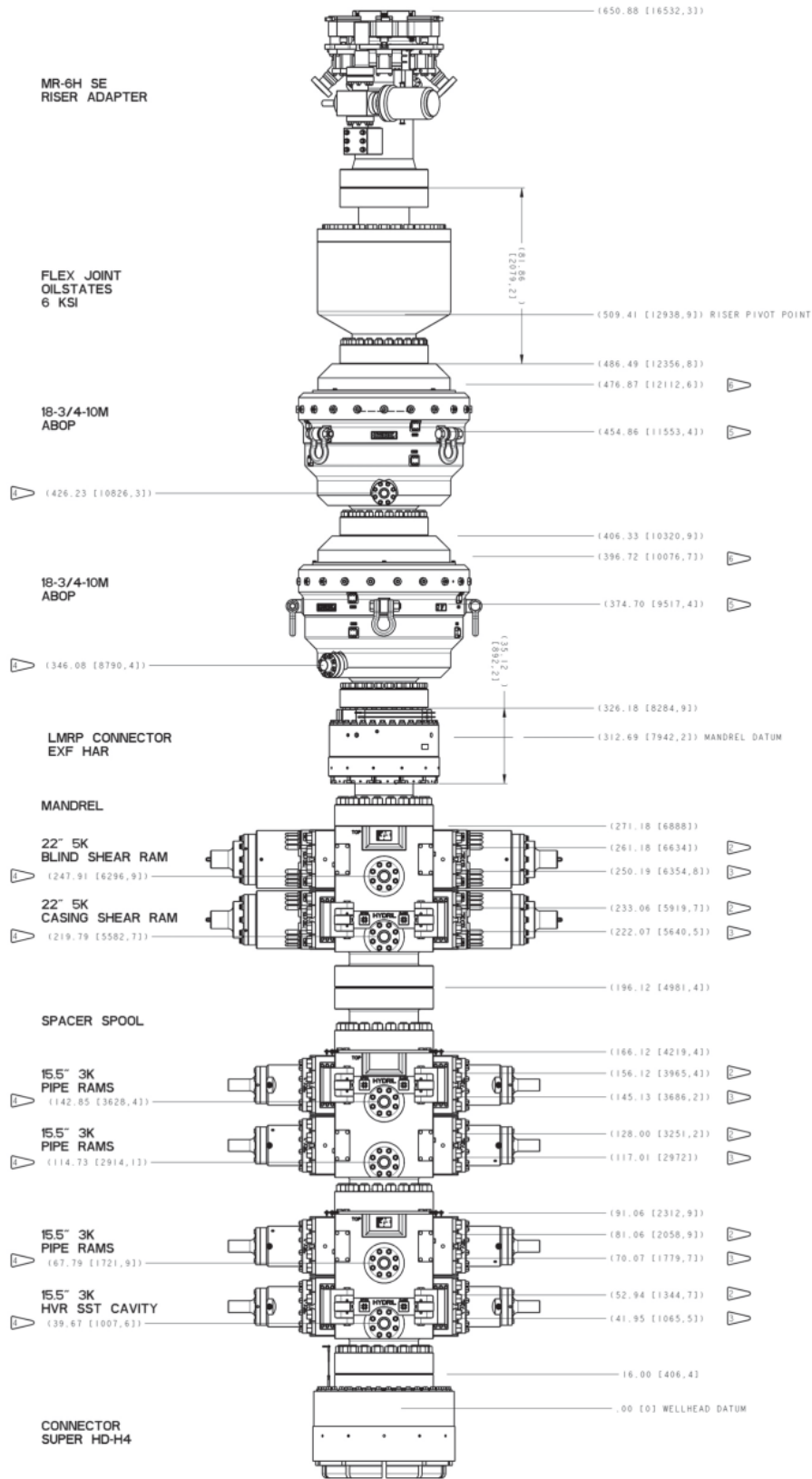
La función del BOP es controlar el paso de fluidos de un yacimiento hacia la superficie en caso de que se pierda el control primario del pozo. El BOP será probado durante su mantenimiento, antes de empezar el pozo, y también se realizarán pruebas periódicas durante las operaciones de perforación. Las pruebas y el mantenimiento serán verificadas por Shell y el subcontratista de perforación.

El *Maersk Voyager* cuenta con un BOP GE de 18 ¾", y 15,000 psi de presión, el equipo está conformado por el siguiente arreglo de arietes (de abajo hacia arriba):

- Dos preventores anulares de 18 ¾" 10,000 psi que permiten sellar alrededor de tubulares de diferentes diámetros;
- Tres arietes de tubería que incluyen un ariete inferior, un ariete intermedio y un ariete superior de 15.5" 3,000 psi permiten sellar alrededor de tubulares de diferentes diámetros; y
- Ariete ciego y de corte de 22" y 5,000 psi que permiten cortar tubulares, tales como tubería de perforación o de revestimiento. Cabe señalar que el ariete ciego de corte también permite sellar el pozo.



Figura 1-21. Vista general del sistema de preventores (LMRP y BOP).



Fuente: Maersk Drilling, 2018.



1.2.7 Proyecto del sistema contra incendios

El buque de perforación contará con los componentes pertinentes para proteger a las personas, a los equipos e instalaciones al detectar un incendio en etapa temprana y posterior a ello mandar una señal de peligro (ya sea visual o auditiva). Este sistema forma parte del sistema de control y seguridad integrados (ICS, por sus siglas en inglés) y consta de un panel de detección de incendios aprobado y de detectores direccionables individualmente en los distintos bucles de incendio. Los bucles están hechos con cableado redundante. Por otra parte, dentro del buque de perforación se contará con dos planes de control de incendios, extintores y equipo de emergencia y rescate, red de incendios, sistema de detección y dos conexiones internacionales a tierra. Los planos del Proyecto de Sistema de Control de Incendios y Salvamento se incluyen en el **Capítulo 5, Anexo 5.3**.

En paralelo el personal seguirá el protocolo de seguridad establecido en caso de incendio, que contempla, pero no se limitan a:

- Equipos de bomberos designados para extinguir cualquier incendio que pueda ocurrir, y sus respectivas tareas a realizar mientras se lleva a cabo este deber
- Reunir al personal en áreas designadas, si las circunstancias lo exigen
- Preparación y lanzamiento de botes salvavidas y/o balsas salvavidas
- Asegurar todos los accesos herméticos en la embarcación donde el ingreso de agua podría alterar fácilmente la estabilidad de la embarcación.

1.2.7.1 Extintores y equipo de emergencia y rescate

El buque de perforación contará con diversos tipos de extintores, la **Tabla 1-8** muestra la cantidad de los más importantes.

Tabla 1-8. Extintores disponibles en el buque de perforación *Maersk Voyager*.

Cantidad	Tipo
5	Extintor de CO ₂ de 2 kg
65	Extintor de CO ₂ de 5 kg
1	Extintor de CO ₂ de 20 kg
151	Extintor de polvo seco de 6 kg
2	Polvo seco portátil 25 kg
6	Tanques de espuma
5	Tanque de espuma transportable 45 L
1	Tanque de espuma transportable 135 L
5	Aplicador de espuma portátil - 20 L
7	Espuma portátil - 9 L
1	Extintor húmedo químico de 6 L

Fuente: Maersk Drilling, 2018.

1.2.7.2 Red contra incendios

El Código de la IMO y las reglas relevantes por las sociedades de clasificación, requieren que el diseño y la construcción de la red contra incendios del buque de perforación cumpla con los siguientes requisitos:

- Los diámetros de las tuberías de la red contra incendios y de servicio de agua, deberán estar diseñadas para obtener la descarga máxima posible de las bombas de incendio cuando se requiera que funcionen simultáneamente;
- La presión en la red contra incendios, con las bombas de incendio operando simultáneamente, deberá ser la adecuada para una operación segura y eficiente de todos los equipos suministrados;



- La red contra incendios deberá ubicarse lejos de áreas peligrosas y de ser posible, se dispondrá de tal manera que se haga un uso máximo de cualquier blindaje térmico o protección física del buque de perforación;
- La red contra incendios deberá contar con válvulas de aislamiento para que pueda ser utilizada en caso de que algunos sectores tengan daños físicos;
- La red contra incendios deberá tener únicamente conexiones dedicadas a la extinción de incendios;
- En las tomas de agua e hidrantes, no deberán utilizarse materiales que no resistan apropiadamente el calor, a menos que estén adecuadamente protegidas. Las tuberías y los hidrantes se colocarán de tal manera que las mangueras contra incendios puedan acoplarse fácilmente a ellos; y
- Se instalará una válvula para cada manguera contra incendios, de modo que cualquier manguera pueda retirarse sin problemas mientras las bombas estén en funcionamiento.

1.2.7.2.1 Hidrantes y mangueras

Los hidrantes están estratégicamente distribuidos en el buque de perforación. El agua se suministra desde la línea principal de fuego del anillo principal, y se descarga a través de boquillas y mangueras cuando es necesario. El anillo principal consiste en hidrantes y carretes de manguera, instalaciones de diluvio, carretes de manguera AFFF y boquillas de espuma y diluvio (ramales) ubicados en la sala de bombas de lastre, zonas de alojamiento, almacén de pintura, diluvio contra incendios para el tanque de combustible y la unidad de bombeo, espacios de maquinaria, salas de propulsores, depósito de graneles secos, sala de agitadores, zonas de la parte superior y en las estaciones de diluvio y espuma.

Todas las tomas contra incendio están provistas de una válvula reguladora de caudal de accionamiento manual y cuentan con una manguera contra incendios situada en una caja local o en un carrete de manguera.

1.2.7.2.2 Bombas

El sistema de agua contra incendios está diseñado para suministrar un flujo continuo de agua a presión para extinguir y evitar la propagación de los incendios que se produzcan en el buque de perforación. Consta de tres bombas de agua contra incendios y dos bombas jockey contra incendios.

Las bombas de agua contra incendios *Allweiler MA 200-500 AELE* cada una con una salida de 750 m³/h están situadas en la sala de máquinas de popa de babor (bomba n° 2), en la sala de máquinas de popa de estribor (bomba n° 3) y en la sala de máquinas auxiliares de proa (bomba n° 1). El sistema que cuenta con un diámetro de 300 mm suministra una red de agua contra incendios que cubre todas las zonas del buque de perforación.

Cada bomba principal es vertical de tipo centrífugo, que toma su succión desde el cruce de agua de refrigeración de mar principal situado en cada sala de máquinas. La línea de cruce que suministra a cada bomba principal tiene una válvula manual y remota situada en las cajas de mar. También, cuenta con un filtro de succión en los extremos de babor y estribor de la línea de cruce, diseñado para retener cualquier residuo que pueda ser arrastrado al sistema y evitar daños o un bloqueo que pueda afectar al rendimiento de cada bomba.

El anillo principal está dividido en secciones con válvulas de aislamiento instaladas que permiten que las operaciones de extinción de incendios continúen en caso de que una sección de la red falle. Para garantizar que el agua contra incendios esté disponible en todo momento, el sistema se mantiene bajo presión mediante el tanque hidrofóbico y las bombas jockey.

Para proteger el sistema de la sobrepresión y que las bombas contra incendios funcionen con sobrecarga, hay una válvula de recirculación FD403F situada en la sala de máquinas auxiliar de proa, lo que permite que el agua contra incendios vuelva a circular a la red de cruce si la presión del sistema supera los 14.2 bar.



1.2.7.2.3 Sistemas de detección

El buque de perforación contará con un sistema que detecta incendios mediante el uso de detectores de humo (tipo ionización), calor y llamas (tipo IR) situados en los espacios de maquinaria principal y auxiliar y en los alojamientos. Además, cuenta con detectores de hidrocarburos y H₂S en la toma de aire tanto de la cocina como del alojamiento en general.

Los bucles de detección de incendios están representados esquemáticamente en los paneles de incendios, mientras que los puntos de llamada manual de alarma de incendio (MAC, por sus siglas en inglés) están distribuidos por el buque de perforación y pueden ser accionados cuando un miembro de la tripulación ha detectado un incendio. Los interruptores de alarma también están indicados en el panel de alarma contra incendios. El sistema de detección está vinculado al sistema de megafonía para el anuncio de alarma de incendio, abandono, gas H₂S y gas combustible.

El sistema de detección de gases y el ICS del buque de perforación están conectados mediante unidades de puente de red entre la red dedicada del sistema de seguridad y la red redundante dual separada del ICS.

Los detectores enviarán una señal de alarma en caso de que se presenten las siguientes condiciones:

- Gas alto - 20% del límite inferior de explosividad (LEL)
- Gas alto-alto - 60% del LEL
- Nivel alto de H₂S: 5 ppm
- Nivel alto - alto de H₂S: 10 ppm

Los sistemas se alimentarán independientemente de la red principal y de fuentes de energía de emergencia, de tal manera que, en caso de un incidente, no se afecte la funcionalidad del Sistema.

1.2.7.2.4 Sistema de agua nebulizada y diluvio

El sistema de agua nebulizada proporciona protección contra incendios para 19 máquinas de áreas especiales. El agua se inyecta a alta presión (140 bar) en el espacio protegido a través de boquillas especiales que descomponen el chorro de agua en una niebla muy fina como partículas. El sistema se compone de bombas, gabinetes de control, válvulas de seccionamiento, y cabezales rociadores.

1.2.7.2.5 Sistema INERGEN

El gas INERGEN es un gas inerte capaz de extinguir incendios clase B y C rápidamente sin dañar equipos y no tener efectos en la salud humana. La mezcla consiste en nitrógeno, argón y dióxido de carbono, es incoloro e inodoro, durante su liberación, la concentración de oxígeno se disminuye entre un 10% y 13%. El gas será almacenado en 74 cilindros certificados a 300 bar en el cuarto INERGEN y en caso de emergencia, el suministro de estos se distribuye en modo cascada a las siguientes zonas:

- Zona 1 - Cuarto de paneles de babor (11 cilindros)
- Zona 2 - Cuarto de paneles central (10 cilindros)
- Zona 3 - Cuarto de paneles de estribor (11 cilindros)
- Zona 4 - Cuarto de control de motores (10 cilindros)
- Zona 5 - Cuarto de propulsores de popa babor (29 cilindros)
- Zona 6 - Cuarto central de propulsores de popa (36 cilindros)
- Zona 7 - Cuarto de propulsores de popa estribor (29 cilindros)
- Zona 8 - Cuarto de propulsores de proa de babor (59 cilindros)
- Zona 9 - Cuarto de propulsores de proa central (53 cilindros)
- Zona 10 - Cuarto de propulsores de proa de estribor (59 cilindros)



- Zona 11 - Cuarto de generador de emergencia (10 cilindros)
- Zona 12 - Cuarto de cemento (parte superior) (24 cilindros)
- Zona 13 - Cuarto de interruptores (superior) (74 cilindros)

1.3 Descripción detallada del proceso

El período inicial de exploración tiene como objetivo descubrir las formaciones geológicas en el subsuelo para identificar si alguna de ellas tiene reservas de hidrocarburos y determinar, de ser descubiertas, su viabilidad comercial. La duración de las actividades que se realizarán durante este periodo se estima de acuerdo con lo mostrado en la **Tabla 1-9**.

Las actividades incluyen: la movilización del buque de perforación y estudios previos a la perforación (geofísicos y de poca profundidad), la perforación, la obtención de información básica a través de adquisición de registro de pozo, la obtención del registro del perfil sísmico vertical (PSV), y el taponamiento y la desmovilización. En total, la campaña de perforación dependerá de la profundidad del prospecto, pero se estima que tomará aproximadamente entre 65 y 106 días para la perforación del Pozo Luwa

Tabla 1-9. Etapas de la perforación.

Etapa	Nombre	Actividades	Duración aproximada (días)
1		Movilización y estudio previo a la perforación	7 – 14
2	Operaciones	Perforación	28 – 39
		Adquisición de registros del pozo	2 - 5
		Cementación	3 - 6
		Pozo Ventana	10 – 15
		Adquisición de registros de pozo	4 - 10
		PSV	1 - 2
3		Taponamiento y desmovilización	10 - 15

Fuente: Shell, 2022.

1.3.1 Secuencia de perforación

Para la perforación del Pozo Luwa, se realizarán seis secciones del pozo original más dos secciones del Pozo Ventana (*sidetrack*), dando un total ocho secciones. Durante la primera sección, la sarta de perforación descenderá hasta el lecho marino (con tirante de agua de 1,528 m), y por medio de la técnica de jeteo, se removerá el sedimento marino para iniciar con la perforación y colocar el tubo conductor (TC) de 36" hasta una profundidad de 61 m por debajo del lecho marino. Una vez en posición, éste es cementado iniciando con la primera parte de los cimientos del pozo. Al tener el TC en posición, y con la ayuda de fluidos de perforación base agua (WBDF), la barrena perforará la roca con un diámetro de 31 ½", para introducir una tubería de revestimiento (TR) de 28", que será cementada. Posteriormente, se perforará un agujero de 26" para la instalación de una TR de 22". Estas tres secciones iniciales, se perforan durante la fase riserless o sin riser, ya que durante estas no se coloca ni se utiliza el riser marino.

Una vez teniendo los cimientos del pozo, se instalará el cabezal donde se encontrará el BOP y el LMRP para poder sellar y controlar cualquier presión extrema o flujo no controlado del yacimiento. En este momento inicia la fase de perforación con riser (usando fluidos de perforación base sintética, NADF) que unirá la plataforma con el lecho marino y además, proporcionará un sistema de circuito cerrado para el retorno de los recortes de perforación impregnados con fluido base sintética (NABF). El fluido NADF se utilizará hasta finalizar el pozo (incluyendo las secciones del Pozo Ventana) pasando por las secciones 4, 5 y 6, con diámetros que se reducen secuencialmente de 21" a 13 ½" a 10 5/8", y con la instalación de las TR que también se reducen secuencialmente de 14" a 11 7/8". La sección 6 corresponde al agujero descubierto en fondo de pozo con un diámetro de 10 5/8" (ver **Tabla 1-10**). Una vez perforada la sección 6, se iniciará la perforación del Pozo Ventana en las mismas coordenadas del pozo Luwa, para ello, se



cementarán las secciones 4, 5 y 6 del pozo original y se iniciará la perforación en el KOP a una profundidad de 3,350 m, donde comenzará la sección 7 con un agujero de 13 ½" y una TR de 11 ⅞" y la sección 8 con un diámetro de 10 ⅝" de agujero descubierto.

El arreglo completo del TC y las secciones posteriores de TR se conoce como estado mecánico del pozo y se presenta en la **Figura 1-22**. Es importante señalar que el estado mecánico que se presenta en este ERA, se realizó con datos de ingeniería básica, con los cuales se contaba al momento de la preparación de este estudio.

Tabla 1-10. Longitudes y dimensiones de las secciones del Pozo Luwa.

Fase	No. De Sección	Diámetro del agujero (")	Diámetro de TC/TR/AD (")	Longitud de sección (m)	Tipo de fluido de perforación
Riserless	1	36	36" (Jeteo)	61	Agua de mar
Riserless	2	31 ½	28"	432	WBDF
Riserless	3	26	22"	1,047	WBDF
Riser	4	21	14"	478	NADF
Riser	5	13 ½	11 ⅞	1,020	NADF
Riser	6	10 ⅝	Agujero descubierto	1,017	NADF
<i>KOP: 3,350 m</i>					
Riser	7 (pozo ventana)	13 ½	11 ⅞	1,150	NADF
Riser	8 (pozo ventana)	10 ⅝	Agujero descubierto	2,148	NADF

Nota: TC: Tubo conductor; TR: Tubería de revestimiento; AD: Agujero descubierto; KOP: Kick off point
Fuente: Shell, 2022.



Figura 1-22. Estado mecánico preliminar del Pozo Luwa.

Esquema de pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Nota: MD: Metros Direccionales. TVD: Total Vertical Depth, RKB: Rotary Kelly Bushing. ML: Mud Line (lecho marino). Los MD y la TVD se obtienen a partir del RKB a ML más la longitud de sección. Las celdas amarillas corresponden al pozo ventana.

Fuente: Shell, 2022.

1.3.2 Taponamiento y desmovilización

Después de la perforación, si un pozo se considera productivo, puede taponarse temporalmente la operación mediante la instalación de tapones de cemento o mecánicos con el propósito de aislar los intervalos de extracción de hidrocarburos y colocar una tapa de suspensión al pozo para permitir el reingreso al mismo en una fecha posterior (para su finalización o producción), en este último caso, se deberá contar con un sistema de suspensión de lecho marino (*Mud Line Suspensión System*).



Si no se encuentra una reserva comercialmente explotable, el pozo será taponado permanentemente, de acuerdo con lo establecido en las leyes Federales Mexicanas, regulaciones y mejores prácticas internacionales. Shell presentará ante la ASEA el "Aviso de Conclusión: Modalidad de Construcción de Pozo" y se enviará a la CNH el "Informe de abandono de pozo", conforme a los términos establecidos en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos (ver Capítulo 2 y 3 de la MIA).

Las actividades típicas de taponamiento incluyen el aislamiento del pozo para lo cual se utilizará cemento, con ello, se evitará el flujo de hidrocarburos hacia la superficie. Se realizará una inspección del sitio después de completar las operaciones de perforación para proporcionar un estado de la condición del lecho marino alrededor del pozo. El buque de perforación dejará la ubicación y cesará todo el transporte de embarcaciones a la ubicación.

1.3.3 Materias primas, productos y subproductos

1.3.3.1 Fluidos de perforación

El fluido de perforación se bombea por el interior de la sarta de perforación y sale por la barrena de perforación. El propósito del fluido de perforación es el siguiente:

- Reducir la fricción entre la sarta de perforación y el pozo
- Enfriar y lubricar la barrena de perforación
- Generar presión hidrostática para controlar la presión del fondo del pozo y evitar que los fluidos de formación ingresen al pozo
- Remover los recortes de perforación transportarlos a la superficie
- Suspender los recortes de perforación en el pozo para evitar su sedimentación en caso de que se interrumpa la circulación del pozo
- Crear un revoque de baja permeabilidad en las paredes del pozo para estabilizar y sellar las formaciones luego de ser perforadas

Durante la perforación riserless o sin riser, los fluidos típicamente utilizados son los "baches de barrido" a base de agua de mar y WBDF. Un bache de barrido es un volumen relativamente pequeño de fluido viscoso, típicamente un gel portador que circula para barrer, o remover, restos o fluidos residuales del sistema de circulación. Los baches utilizados en la perforación en esta sección son esencialmente agua de mar viscosificada.

La **Tabla 1-11** proporciona algunos de los componentes químicos típicos de los baches de barrido a base de agua de mar y WBDF, así como sus funciones correspondientes. La tabla hace diferencia entre las diferentes fases de perforación que se describieron anteriormente.

Tabla 1-11. Componentes químicos típicos de los baches de barrido a base de agua de mar

16.0 ppg SRV				
Productos	Función	Descripción	Concentración del producto MW 16.0 ppg sal saturada WBDF (SRV)	Concentración del producto MW 16.0 ppg sal saturada WBDF (SSRV)
10.0 ppg NaCl Salmuera, bbl / bbl	Fase continua	Salmuera inhibitoria	0.757 – 0.751	0.655 – 0.648
Cloruro de sodio, ppb	Sal inhibidora	Cloruro de sodio	-	100



16.0 ppg SRV				
BARAZAN® D PLUS, ppb	Viscosificador / Agente de suspensión	Polímero de goma de xantano	1.0 – 2.0	1.0 – 2.0
Barita 4.2 SG o Barita 4.1 SG, ppb	Agente de ponderación	Barita regular	350.32 – 354.12	305.74 – 308.75
Barridos de alta viscosidad				
Productos	Función	Descripción	Concentración del producto Barrido de Alta Viscosidad (Bentonita)	
Bentonita, ppb	Viscosificador	Bentonita API	25.0 – 30.0	
Cal, ppb	Fuente de alcalinidad	Cal	0.1 – 0.2	
BARAZAN® D PLUS, ppb	Viscosificador / Agente de suspensión	Polímero de goma de xantano líquido	0.1 – 0.25	
Píldoras SAPP				
Productos	Función	Descripción	Concentración del producto Barrido SAPP (Píldoras de dispersión)	
SAPP, ppb	Dispersión Gumbo	Pirofosfato ácido de sodio	1.0 – 2.0	

Fuente: Shell, 2020. y de WBDF.

Los baches de barrido se utilizarán para la fase de jeteo y la sección 2 y 3 del Pozo Luwa. No obstante, es probable que el agujero de 26" se perfora con WBDF. El WBDF inicialmente toma la forma de un bache de lodo bentonítico que es principalmente una mezcla de agua de mar y bentonita (un material compuesto de minerales arcillosos). Al bache de lodo bentonítico le sigue el "pad mud", un fluido de perforación compuesto principalmente de agua de mar y barita, diseñado para mantener la estabilidad del pozo mientras la tubería se instala en el agujero.

Los NADF ofrecen una mejor lubricación, estabilidad térmica, integridad del pozo y protección contra los hidratos de gas en el pozo, estos se utilizarán en las secciones 4 a 8 del Pozo Luwa. Los aditivos químicos específicos en el NADF y sus concentraciones relativas se adaptan de acuerdo con las condiciones específicas del pozo. La **Tabla 1-12** proporciona dos formulaciones típicas, una para el Pozo Luwa y la otra en caso de altas temperaturas durante la perforación, así como aditivos químicos opcionales para estos sistemas.

Tabla 1-12. Composición típica del NADF.

Productos	Función	Descripción	Rango de Concentraciones	
			Pozo Luwa	Pozo de Altas Temperaturas
Fluido Base BaraXcel™ 4, bbl/bbl	Aceite Base	Aceite Base	0.5 – 0.6	0.5 – 0.6
LE SUPERMUL, ppb	Emulsificante	Ácido graso poliaminado	8 – 14	8 – 14
Cal, ppb	Fuente de alcalinidad	Cal	-2 – 8	-2 – 8
Sal CaCl ₂ , ppb	Salinidad en la fase acuosa	Sal, cloruro de calcio	-18 – 26	18 – 26
ADAPTA L, ppb ADAPTA, ppb	Agente de control de filtración	Polímero reticulado	-0.1 – 6	-0.1 – 6
ADAPTA 450, ppb	Agente de control de filtración	Polímero reticulado	-2 – 6	-2 – 4



Productos	Función	Descripción	Rango de Concentraciones	
			Pozo Luwa	Pozo de Altas Temperaturas
TAU-MOD®, ppb	Agente de suspensión	Material poroso	-2 – 12	2 – 6
AQUAGEL GS, ppb	Agente de suspensión	Arcilla de Bentonita	N/A	1 – 4
RHEMOD L, ppb	Modificador de reología/agente de suspensión	Ácido graso	1 – 4	0.25 – 1
BARACARB 5, ppb	Agente de obturación	Carbonato de calcio	10 – 15	10 – 15
Barita 4.2 SG, ppb	Agente densificante	Sulfato de bario	55 – 350	140 – 350
BaraVis IE-568, ppb	Modificador de reología	Ácidos grasos polimerizados	0.25 – 1	-0.25 – 1
SOURSCAV, ppb	Secuestrador de H ₂ S	Gluconato de hierro (polvo)	1 – 10	1 – 10
Aditivos opcionales*				
COLDTROL, ppb	Agente de reología de baja temperatura	Alcohol	0.75 – 1.0	
DRILTREAT, ppb	Agente humectante	Agente humectante	0.25 – 3.0	
OMC-42, ppb	Diluyente de SBM	Diluyente de SBM	0.25 – 1.5	
BARACARB, ppb	Agente de obturación	Carbonato de calcio	20 – 40	
STEELSEAL, ppb	Material para pérdida de circulación (LCM, por sus siglas en inglés)	Grafito elástico	20 – 40	
BaraShield-663, ppb	LCM	LCM	30 – 100	
BaraShield-664, ppb	LCM	LCM	30 – 100	
BaraShield-632, ppb	LCM	LCM	30 – 100	
BaraBlend-657, ppb	LCM	LCM	90 – 120	
BaraBlend-665, ppb	LCM	LCM	90 – 120	
BaraBlend-680, ppb	LCM	LCM	90 – 120	
BaraLock-666, ppb	LCM	LCM	0.25 – 0.5	
BAROFIBRE, ppb	LCM	LCM	30 – 50	
EZ-PLUG, ppb	LCM	LCM	5 – 100	
STOPPIT, ppb	LCM	LCM	10 – 80	
N-SEAL, ppb	LCM	LCM	15 – 30	
Mica, ppb	LCM	LCM	5 – 20	
WALNUT, ppb	LCM	LCM	10 – 40	
BAROLIFT, ppb	Agente de limpieza	Material fibroso	0.2 – 0.25	
SOURSCAV, ppb	Secuestrador de H ₂ S	Gluconato de hierro	1 – 10	
Bicarbonato de sodio, ppb	Removedor de dureza de calcio	Bicarbonato de sodio	0.5 – 1.0	
Ceniza de soda, ppb	Removedor de dureza de calcio	Ceniza de soda	0.3 – 0.75	
ALDACIDE G, ppb	Biocida	Biocida	0.15 – 0.3	
CLAYSEAL PLUS, ppb	Estabilizador de lutita	Propilenglicol-polialquenamina	4.0 – 8.0	
BARASURE W-986,	Estabilizador de lutita	Propilenglicol-polialquenamina	4.0 – 8.0	
EZ-MUD, ppb	Estabilizador de lutita	PHPA	0.5 – 3.0	
SAPP, ppb	Dispersión de gumbo	Pirofosfato de ácido de sodio	1.0 – 2.0	

Nota: Los aditivos opcionales se utilizarán únicamente si son requeridos como respuesta a los desafíos específicos que puedan ocurrir. Por ejemplo, el LCM se utiliza cuando ocurren pérdidas de la formación; el agente de liberación de tubería se utiliza si ocurre un evento de tubería atascada, etc.

Fuente: Shell, 2020.



1.3.3.2 Hidrocarburos, sulfuro de hidrógeno y hoja de datos de seguridad

La composición y características del hidrocarburo varían dependiendo de la formación geológica, temperatura y presión. El grado API (Instituto Americano del Petróleo, por sus siglas en inglés) del crudo proveniente de la ubicación del Pozo Luwa no se conoce con exactitud, pero se prevé que tenga una gravedad API de 28. Dado lo anterior, se decidió tomar como base la Hoja de Datos de Seguridad (HDS) del crudo medio (**Capítulo 5, Anexo 5.7**), con la finalidad de presentar las características de inflamabilidad, explosividad y toxicidad, así como los datos de seguridad e información referente a información de los peligros potenciales asociados (salud, inflamabilidad, reactividad y ambiente), procedimientos de trabajo seguro y emergencia en caso de un derrame o liberación accidental.

De acuerdo con la HDS y el código de la NFPA, este hidrocarburo se clasifica como un líquido inflamable Categoría 3, y posee un valor de 3 en la categoría de riesgo a la salud. Esta sustancia podría tener una apariencia viscosa de color negro. El hidrocarburo es una sustancia insoluble en agua cuyo punto de ebullición del gas es de 550 °C. Entre los efectos a la salud se encuentran; riesgo por irritación al tracto respiratorio, fatiga, confusión, somnolencia, daños al sistema nervioso central o la muerte. En la Sección 1.5, se describe la composición porcentual de los componentes del crudo y algunas de las características esperadas del yacimiento.

1.3.4 Almacenamiento

Para proporcionar suministros de materiales para operaciones continuas, los buques de perforación suelen mantener a bordo un inventario de consumibles a granel, en sacos y también líquidos, suficientes para varias semanas de actividad. La **Tabla 1-13** muestra las capacidades particulares de la plataforma a utilizar durante el Proyecto.

Tabla 1-13. Capacidades de almacenamiento del Maersk Voyager.

Material	Capacidad
Fluidos de perforación	902.7 m ³ activo / 1,637 m ³ reserva
Agua de perforación	2,410 m ³
Agua potable	1,425 m ³
Salmuera	777 m ³
Base sintética	998 m ³
Combustible	6,210 m ³
Lodos de perforación	258 m ³
Material a granel	Lodo: 452 m ³ / Cemento 452 m ³

Fuente: Maersk Drilling, 2014.

1.3.5 Equipos auxiliares

Los equipos adicionales a los mencionados en secciones anteriores y utilizados en las actividades de perforación se muestran en la **Tabla 1-14**.

Tabla 1-14. Equipos adicionales del Maersk Voyager.

Equipo Adicional	Descripción
Grúas	El buque de perforación está provisto de cuatro grúas de pluma de nudillo del tipo electrohidráulico de <i>National Oilwell Varco</i> . Las grúas tienen una capacidad de 85 T a 18 m como máximo, y una capacidad auxiliar de 17 T. Dos grúas se ubican en la popa de la zona del piso de perforación para la manipulación de la tubería de revestimiento y el tubo vertical de perforación marino, y dos grúas en la proa del piso de perforación para la manipulación de la tubería de revestimiento y de perforación. Todas las grúas cuentan con alarmas de temperatura, un sistema de bocina de alarma, sistema de comunicación, indicadores de carga de grúa y un sensor de sobrecarga que monitorea la carga y hace sonar una alarma. También cuentan con interruptores de límite para evitar daños al equipo y al personal, al activarse la grúa dejará de funcionar.
Cabina de control de perforación	Es donde se controlan las operaciones de perforación. La cabina principal opera, entre otras cosas, el <i>Top Drive</i> , la mesa rotatoria, los malacates, bombas de fluidos de perforación y



Equipo Adicional	Descripción
	racks principales de tuberías. La cabina auxiliar cuenta con un panel de mando situado en el puente.
Sistema de los fluidos de perforación	El sistema de fluidos de perforación está compuesto de dos sub-secciones, la de procesamiento de fluidos y la de manejo de recortes. El fluido de perforación que lleva los recortes regresa desde el fondo del pozo y se procesa a través del separador Gumbo y de las temblorinas. El fluido con recortes pasa por los tanques de tratamiento antes de recogerse en las presas o se dirige directamente a las presas, donde se mezcla y circula de nuevo hacia el fondo del pozo.
Helipuerto	El helipuerto del buque consiste en una cubierta octogonal de 22.8 m x 22.8 m situada a 4.2 m por encima del nivel superior del puente de mando en el extremo delantero del buque perforador. Está diseñada para un helicóptero del tipo EH-101 o similar con un peso máximo de despegue de 14.6 toneladas. La cubierta del helicóptero es de acero con soportes de acero de tipo voladizo.
Equipo de seguridad	El buque de perforación <i>Maersk Voyager</i> contará con equipo de seguridad que garantizará que se cuenten con las medidas necesarias en caso de emergencia, en la Sección 1.2.7 se describen los equipos de seguridad del sistema contra incendios, en la Sección 3.1.3.2.2 se describen los equipos de salvamento y el equipo de control de pozo en caso de emergencia.
Rack de tuberías	Cuenta con dos <i>HydraRackers</i> , diseñados para funcionar en áreas peligrosas de la Zona 1 y en atmósferas de alta humedad y salinidad. El <i>HydraRacker</i> es un sistema manual, semiautomático y automático de tres brazos. Dos carros transportan la columna, el carro inferior se desplaza por un carril en el suelo de la perforación y el carro superior se desplaza por una viga en la torre de perforación.

Fuente: *Maersk Drilling, 2015a, 2018.*

1.3.6 Pruebas de verificación

El buque de perforación cumplirá con los estándares señalados en la **Sección 1.2.3**.

1.4 Condiciones de operación

Las especificaciones y las características técnicas del buque de perforación se presentan en la **Tabla 1-15**.

Tabla 1-15. Condiciones de diseño y operación del buque de perforación.

Parámetro	DP	Supervivencia y tránsito
Altura de ola (máx.)	5.8 m	14.4 m
Periodo de oleaje (máx.)	10.6 s	17 s
Velocidad del viento (máx.)	26 m/s	51 m/s
Velocidad de corriente	1.3 m/s	-

Fuente: *Maersk Drilling, 2015.*

1.4.1 Especificaciones del sistema de control

Las operaciones que se realicen en el buque de perforación serán coordinadas en el cuarto de control de perforación en el que se monitorearán, registrarán y operarán los siguientes parámetros y sistemas:

- Presión y temperatura del flujo en el cabezal del pozo
- Características y proporciones de crudo, gas y agua
- Presión y temperatura de la tubería de revestimiento (TR)
- Sistema de paro de emergencia

1.4.2 Sistemas de asilamiento

El diseño del buque de perforación separa las principales áreas de funcionamiento para así minimizar el riesgo para el personal, la comunidad, el medio ambiente y los activos. Estas zonas están clasificadas con



base en su probabilidad de presentar vapores o gases inflamables, así como las condiciones de ventilación que éstas presenten. Las áreas peligrosas se dividen en tres zonas:

- Zona 0: Parte del área presenta continuamente o durante largos periodos de tiempo una atmósfera inflamable
- Zona 1: Parte del área en la cual una atmósfera inflamable es posible que ocurra durante operaciones normales
- Zona 2: Parte de un área donde no es probable la presencia de una atmósfera inflamable y si es que la hubiera, sería por un periodo corto de tiempo

En dichas áreas peligrosas, no se instalará equipo y material eléctrico, a menos que sean considerados esenciales para la operación. En caso de presentarse, este deberá ser probado, certificado y etiquetado por una agencia reconocida o un laboratorio de certificación para garantizar que el equipo es adecuado para cada zona.

1.4.2.1 Sistemas de paro de emergencia

El sistema de apagado de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés) está diseñado para mitigar el riesgo de incendios, explosiones o la liberación no controlada de hidrocarburos. Este sistema interrumpe los sistemas de flujo de combustible y de energía eléctrica, limitando así potenciales fuentes de ignición durante alguna emergencia; adicionalmente, aíslan el flujo de hidrocarburos hacia la plataforma, permitiendo la despresurización del sistema mientras los servicios esenciales se mantienen funcionales.

El buque de perforación cuenta con un sistema de apagado de emergencia que puede ser activado manual o automáticamente. La activación manual puede realizarse desde los paneles de control y desde pulsadores de emergencia. La activación automática se ejecuta una vez que se haya confirmado alguna ignición o liberación de gas detectado por los sistemas de detección del buque de perforación (ver **Sección 1.2.7.2.3**). El sistema ESD monitorea y detecta condiciones peligrosas o de emergencia que se estén desarrollando a bordo del buque de perforación y actúa para prevenir que dichas situaciones peligrosas escalen mediante una interrupción segura y rápida de los sistemas y equipos de perforación.

El sistema ESD cuenta con diversos niveles de paro, en donde el nivel ESD 1 es el más crítico:

- ESD Camarotes 1 y 2 (automático): Apagado de sistemas de ventilación hacia camarotes
- ESD 3.3: Apagado de propulsor de proa y de ventilación en almacén de contramaestre y de cuarto auxiliar de máquinas
- ESD 3.4: Apagado de bombas y cierre de válvulas de aceites de lubricación y de fluidos de perforación
- ESD 3.5: Apagado de ventiladores en áreas no peligrosas de la cubierta superior y de ventiladores del sistema de posición hidroacústico (relacionado con el sistema DP).
- ESD 3.41: Apagado de propulsor de proa y de ventiladores en cuarto auxiliar de máquinas y cierre de regulador de su sistema de ventilación (incluyendo el cuarto de incineración).
- ESD 2.11: Apagado total de cuarto de máquinas de babor
- ESD 2.12: Apagado de ventiladores de cuarto de máquinas de babor
- ESD 2.21: Apagado total de cuarto de máquinas central
- ESD 2.22: Apagado de ventiladores de cuarto de máquinas central
- ESD 2.31: Apagado total de cuarto de máquinas de estribor
- ESD 2.32: Apagado de ventiladores de cuarto de máquinas de estribor
- ESD 2.61: Apagado del generador de emergencia
- ESD 2.81 y 2.82 (automático) Apagado de los Cuartos de Control de Perforación y Cuarto de ventilación



- ESD de Lastre: Apagado del sistema de lastre
- ESD 1: Abandono de embarcación

El nivel ESD 1 apagará todo el buque de perforación de manera gradual para garantizar una evacuación segura. Los únicos sistemas que quedan funcionales tras la activación de ESD 1 son:

- Iluminación de emergencia (sostenidos por 30 min a través del UPS)
- Sistema general de las alarmas de emergencia
- Sistema de comunicación general (notificaciones)
- Sistema global de auxilio y de seguridad (GMDSS, por sus siglas en inglés)
- Sistema de detección de incendio y gas
- Sistema de radio UHF

El sistema ESD se encuentra conectado a un sistema de UPS que permitirá una operación continua por 30 minutos después de la pérdida de energía en el buque de perforación.

Los paneles con los pulsadores de emergencia se localizan en el Cuarto de Control de Máquinas, en el Puente de Navegación, en la Estación de Control de Incendios, Cuarto de Extinción de Incendios, y en la Cabina del Perforista.

Los detalles de los procedimientos de emergencia en caso de un brote inesperado o “kick”, potencial reventón de pozo y posible liberación de gas, así como un apagón durante estos incidentes se presenta en el **Capítulo 3**.

1.5 Análisis y evaluación de riesgos

El riesgo ambiental se define como la probabilidad de que se presente un accidente, emergencia ambiental, daño ambiental o catástrofe en el medio ambiente donde se involucren sustancias peligrosas, cuyas causas pudieran derivarse de un fenómeno natural o actividad humana (SEMARNAT, 2001). Dentro de este contexto, la Evaluación del Riesgo Ambiental como instrumento preventivo, busca la aplicación de políticas y procedimientos de análisis con la finalidad de proteger al medio ambiente y a la comunidad, de una situación de riesgo ambiental por la liberación de sustancias peligrosas, así como la evaluación del impacto que éstas pudieran tener en el medio ambiente en caso de liberarse. A partir de esta evaluación, también se buscan definir las medidas preventivas, de mitigación y sistemas de seguridad que se podrían aplicar para disminuir la probabilidad de ocurrencia de un evento no deseado, las cuales serán abordadas más adelante en el **Capítulo 3**.

En el Capítulo V de la LGEEPA referente a las Actividades Consideradas como Altamente Riesgosas; se establece que la clasificación de estas actividades se realizará de acuerdo con las características de peligrosidad de las sustancias que se generen o manejen en establecimientos industriales, comerciales o de servicios, considerando el volumen manejado, la ubicación del establecimiento, entre otros factores. Estas sustancias se definen en el Primer Listado (sustancias tóxicas) y Segundo Listado (explosivas e inflamables) de las AAR, las cuales, al estar presentes en las actividades en cantidades superiores a las cantidades de reporte establecidas, permiten considerarlas como altamente riesgosas y requieren ser evaluadas a partir de un ERA. En la **Tabla 1-16** se presentan algunas de las sustancias presentes con mayor frecuencia en las actividades de perforación y extracción de hidrocarburos y sus correspondientes cantidades de reporte.

Tabla 1-16. Listado de sustancias altamente riesgosas.

Sustancia	Cantidad de reporte
<i>Primer listado de AAR – Sustancias tóxicas</i>	
Sulfuro de hidrógeno	10 kg
<i>Segundo Listado de AAR – Sustancias inflamables y explosivas</i>	
Metano	500 kg
Etano	500 kg



Sustancia	Cantidad de reporte
Propano	500 kg
Butano	500 kg
Hexano	500 kg
Heptano	500 kg
Octano	500 kg

Fuente: DOF, 1990, 1992.

En este sentido, la evaluación de riesgos potenciales en este ERA, se diseñó para complementar la evaluación de impacto ambiental abarcada en la MIA-R, la cual será presentada al mismo tiempo que este documento. Sin embargo, la evaluación del ERA tiene un alcance distinto, en donde se evalúan los escenarios que pudieran liberar cantidades de reporte o mayores de las sustancias indicadas en los Listados de AAR y se simulan los escenarios de riesgo con severidad moderada o mayores.

En esta sección, se presenta el procedimiento implementado para la evaluación de riesgo ambiental, incluyendo los receptores de ambiente, de personal, activos y comunidad, en la cual se realizó la definición de los Eventos de Riesgo que podrían materializarse provocando un evento no deseado.

Para brindar claridad a la evaluación, se establecieron términos que serán utilizados en el presente documento para describir el proceso de identificación de peligros y evaluación de riesgos ambientales:

- **Peligro:** agente o característica de un sistema, proceso o material, que representa el potencial de causar daño
- **Evento de Riesgo:** liberación de peligros asociados a las sustancias inflamables tóxicas o explosivas que son manipuladas durante las actividades involucradas del Proyecto
- **Amenaza:** acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al bienestar o salvaguarda del personal, población, medio ambiente, instalación, producción, etc.
- **Consecuencias:** son los efectos en las personas, los activos, las comunidades y el medio ambiente resultantes de la liberación de ese peligro:
 - **Personas:** se refiere a los impactos en la salud y seguridad de los empleados, contratistas, subcontratistas y a la seguridad de la comunidad
 - **Activos:** se refiere a los daños ocasionados a Shell y sin considerar la pérdida comercial consecuente
 - **Comunidades:** se refiere a las personas, recursos y activos impactados fuera de las instalaciones
 - **Ambiente:** se refiere a los impactos al aire, agua y tierra tanto internos como externos a las instalaciones en cuestión
- **Barreras de prevención:** conjunto de acciones para prevenir, el deterioro que pudiera provocar un evento no deseado en la realización de algún proyecto en cualquiera de sus etapas

1.5.1 Historia de accidentes e incidentes

Como primer paso, se realizó una revisión de incidentes ocurridos costa afuera, en los que se presentó una liberación de hidrocarburos. A partir de esta investigación, fue posible conocer las principales causas que dieron origen a los eventos no deseados y las principales consecuencias. A continuación, se presenta la revisión histórica de accidentes e incidentes ocurridos en Golfo de México, tanto en aguas de México como de Estados Unidos. La revisión completa de estos eventos a nivel global se presenta en el **Capítulo 4, Sección 4.1.2** del Informe Técnico.

En 2020, la Oficina de Gestión de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos realizó una recopilación de accidentes “mayores” de derrames de hidrocarburo registrados en el Golfo de México, esta organización, define como “mayores” a aquellos accidentes en los que se liberó una cantidad mayor o igual a 2,380 bbl, sin considerar los impactos que pudieron haber tenido al medio ambiente (BOEM, 2020).



En la **Tabla 1-17**, se presenta el listado publicado por BOEM, que muestra los derrames históricos mayores registrados del año 1964 al año 2011. El listado incluye las fechas y características de los accidentes, la cantidad de hidrocarburo derramado, así como las causas que originaron el derrame. De acuerdo con el reporte de BOEM, las estadísticas indicaron que las principales causas que han originado estos accidentes fueron: clima extremo (temporada de huracanes, principalmente), fuerzas externas, falla en el equipo y/o error humano.

Tabla 1-17. Derrames históricos mayores (> 2,380 bbl) en el Golfo de México de 1964 – 2010.

Fecha (año/mes/día)	Empresa	Profundidad (ft)	Distancia a la costa (mi)	Instalación	Barriles totales derramados (bbl)	Causa del incidente
1964-04-08	Continental Oil Company	94	48	Plataforma A	2,559	Colisión, fuerzas externas, falla en el equipo, incendio
1964-10-03	Signal Oil & Gas Company	55	33	Plataforma B	5,100	Clima, fuerzas externas, huracán Hilda
1964-10-03	Midwest Oil Corp. &/or Continental Oil Co.	94	48	Plataformas A, C, & D (fija)	5,180	Clima, fuerzas externas, huracán Hilda
1969-03-16	Mobil Producing Texas & New Mexico	30	6	Pozo #3, equipo de perforación	2,500	Clima, Colisión, fuerzas externas, falla en el equipo, error humano, reventón de pozo
1970-02-10	Chevron Oil Company	39	14	Plataforma C	65,000	Fuerzas externas, falla en el equipo, Error humano, Incendio, reventón de pozo
1970-12-01	Shell Offshore, Inc.	60	8	Plataforma B	53,000	Falla en el equipo, explosión/Incendio, reventón de pozo
1973-01-09	Signal Oil & Gas Company	110	17	Plataforma A (fija)	9,935	Falla en el equipo
1973-01-26	Chevron Oil Company	61	15	Plataformas C/A	7,000	Clima, fuerzas externas, Falla en el equipo
1990-01-24	Shell Offshore, Inc.	197	60	Plataforma A	14,423	Fuerzas externas, falla en el equipo
1999-07-23	Seashell Pipeline Company	133	50	Plataforma A	3,200	Fuerzas externas, error humano
2010-04-20	BP Exploration & Production Inc.	4,992	52	Semisub <i>Deepwater Horizon</i>	4,900,000	Error humano, falla en el equipo

Fuente: BOEM, 2020; National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill, 2011, adaptado por AECOM, 2021.

En 2021, el Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales (SNIARN) publicó un listado de derrames de hidrocarburo de Petróleos Mexicanos (PEMEX). En la **Tabla 1-18**, se presenta un extracto del listado, que incluye información sobre la fecha del derrame, el ambiente afectado, ya sea terrestre o marino (desde el año 2005 se dejó de diferenciar entre los derrames ocurridos en ambientes marinos o terrestres), el organismo de PEMEX involucrado en el derrame (considerando únicamente aquellos relacionados con actividades de exploración), el número de derrames registrados por este organismo y el volumen total derramado por todos los derrames.



Tabla 1-18. Incidentes de derrames de hidrocarburos de PEMEX.

Año	Concepto	Organismo subsidiario	Número de derrames	Volumen derramado (bbl)
1997	Ambientes marinos	PEMEX Exploración y Producción (PEP)	59	2,601
1998	Ambientes marinos	PEP	55	25,997
1999	Ambientes marinos	PEP	90	395
2000	Ambientes marinos	PEP	52	522
2001	Ambientes marinos	PEP	52	368
2002	Ambientes marinos	PEP	51	219
2003	Ambientes marinos	PEP	70	412
2004	Ambientes marinos	PEP	110	374
2005	-	PEP	328	3,979
2006	-	PEP	219	3,407
2007	-	PEP	168	2,862
2008	-	PEP	133	1,521
2009	-	PEP	78	10,935
2010	-	PEP	38	2,914
2011	-	PEP	40	3,595
2012	-	PEP	56	319
2013	-	PEP	44	1,658
2014	-	PEP	17	5,465
2015	-	PEP	29	109
2016	-	PEP	41	178
2017	-	PEP	20	196
		PEP	436	722
2018	-	PEMEX Perforación y Servicios	3	2
	-	PEP	582	1,391
2019	-	PEMEX Perforación y Servicios	3	4
2020	-	PEP	536	1,681

Fuente: SNIARN, 2019, adaptado por AECOM.

1.5.2 Identificación de peligros y evaluación de riesgos

La evaluación de riesgos parte de la identificación de peligros en el lugar de trabajo, los cuales deberán estar relacionados a las actividades desarrolladas en dicho lugar. Para cada peligro, se define un Evento de Riesgo, que representa la liberación del peligro y para cada Evento de Riesgo se definen las amenazas (causas) y posibles consecuencias a los receptores de interés y posteriormente, determinar el nivel de riesgo, con base en la severidad y probabilidad de ocurrencia del riesgo evaluado.

Para la identificación de peligros abarcados en este estudio, se utilizó el proceso *Hazard Identification* (HAZID), el cual es frecuentemente utilizado en instalaciones costa fuera. El HAZID es un proceso sistemático y estructurado que identifica y documenta los peligros asociados con una operación, con el propósito de evaluar los riesgos potenciales a los distintos receptores. Esta metodología fue realizada por Shell durante la sesión de trabajo realizada el 11 de julio de 2022, por medio de un grupo interdisciplinario relacionado con las actividades de perforación. En la **Tabla 1-19** se muestra la lista de asistencia del personal involucrado en la elaboración del HAZID para el Proyecto (la minuta puede encontrarse en el **Capítulo 5, Anexo 5.4**).

Tabla 1-19. Lista de asistencia de sesión de trabajo para la identificación de peligros del Bloque AP-PG04.

Nombre	Cargo
Julio Patiño	Líder de ingeniería de operaciones
Yao, Dongping	Líder de ingeniería de diseño de pozos
Antonio Moreno	Líder de ingeniería de pozos



Nombre	Cargo
Luysterburg, Carolyn	Geocientífico de exploración
Jackson Castellanos	Supervisor de Seguridad, Salud y Medio Ambiente
Bill Wester	Gerente de Seguridad, Salud y Medio Ambiente

Fuente: Shell, 2020.

La identificación de peligros se realizó para todas las actividades que conforman el Proyecto, y se actualizó con base en el caso de seguridad de *Maersk Voyager* (HSE Case) y en paralelo con la matriz de Shell para conformar el *Registro de peligros y efectos bloque AP-PG-04 (Capítulo 5, Anexo 5.4)*.

A partir de este registro, se contemplaron aquellos peligros que pudieran desencadenar un riesgo ambiental debido a la potencial liberación de sustancias altamente riesgosas, que rebasaran la cantidad de reporte establecida en los Listados de AAR (ver **Tabla 1-22** más adelante). Para esto, se utilizó el peor caso de descarga (WCD, por sus siglas en inglés) de la tasa de liberación de hidrocarburo (crudo y gas) considerado para los peores escenarios de riesgo (p. ej. reventón de pozo - liberación descontrolada de hidrocarburos en lecho marino o a nivel de plataforma).

La metodología para el cálculo de los flujos de crudo y gas para el WCD involucró un modelo integrado de producción sistemática (ISPM, por sus siglas en inglés), el cual se describe a continuación.

Modelo Integrado de Producción Sistemática (ISPM):

Se utilizó un modelo integrado de producción sistemática para determinar la tasa de liberación de hidrocarburo, el cual consta de uno o más modelos de yacimiento correspondientes a las formaciones geológicas del pozo y un modelo de salida de flujo del pozo. A partir de este modelo integrado, se obtuvo la tasa de liberación de hidrocarburo gaseoso y líquido del Pozo Luwa. A continuación, se presenta una breve explicación para la estimación de flujo y cálculo de cantidades de reporte para este pozo.

Los datos de entrada para alimentar el modelo integrado de este Proyecto correspondieron a estimaciones representativas del subsuelo, por medio de interpretación sísmica, tales como presión, temperatura, espesor, porosidad y permeabilidad del yacimiento, así como propiedades del hidrocarburo esperado basado en análogos (**Tabla 1-20**).

Tabla 1-20. Datos de entrada para la estimación de flujos en el Pozo Luwa.

Propiedades del yacimiento		
Propiedad	Unidad	Yacimiento
Formación superior	m TVD RKB	3,566
Temperatura en res top	°C	60
Presión	psi	8,700
Profundidad bruta del intervalo, total de arena	m	330
Tasa N/G	-	0.27
Espesor estratigráfico real neto, Capa de hidrocarburo	m	215
Porosidad promedio	Fracción	0.22
Factor de daño de formación (<i>skin factor</i>)	-	0
Corte de agua	%	0
Propiedades del fluido del yacimiento		
Condiciones estándar (15.5 °C/14.5 psi)		
Densidad del crudo	kg/Sm ³	890
Densidad del Gas	kg/Sm ³	0.8



Propiedades del yacimiento		
Proporción Gas-Crudo (GOR, por sus siglas en inglés)	scf/bbl	665
Condiciones del yacimiento (60 °C/8,700 psi)		
Densidad del crudo	kg/m ³	790
Punto de burbujeo	psi	4,400

Fuente: Shell, 2020.

Posteriormente, se basó en la metodología establecida en perforación de pozos regulados por la BOEM en aguas costa afuera en Estados Unidos (Society of Petroleum Engineers, 2016), la cual, establece que el WCD es relacionado con el escenario de agujero descubierto como peor condición de pozo o peor escenario posible, ya que en él se esperaría un mayor volumen de hidrocarburos líquidos liberados. En la **Tabla 1-21** y la **Figura 1-23** se muestra una comparación de posibles escenarios de falla de pozo.

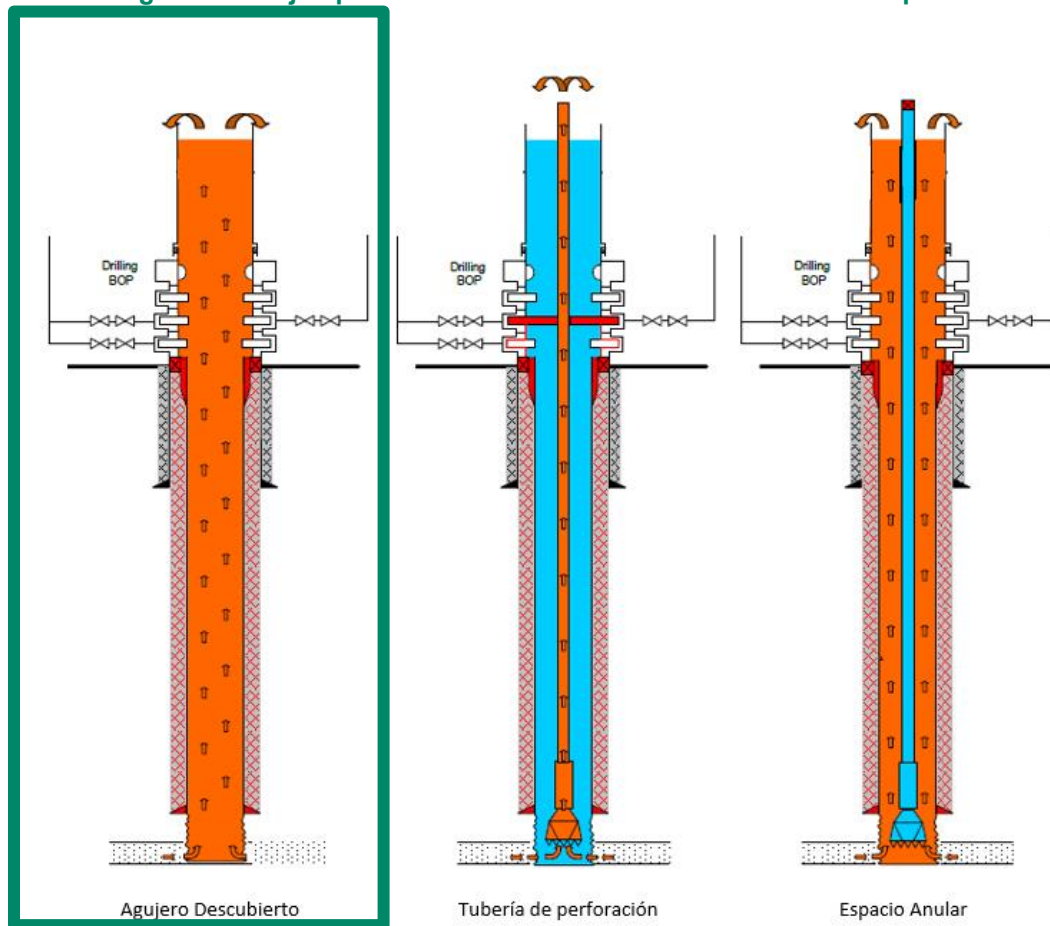
Tabla 1-21. Escenarios de pozo.

Escenario	Descripción
Espacio anular	<ul style="list-style-type: none">• Un reventón del pozo ocurre a través del espacio anular entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento/agujero abierto• El yacimiento es completamente penetrado por el pozo• El BOP se encuentra completamente abierto
Agujero descubierto	<ul style="list-style-type: none">• Un reventón del pozo ocurre a través de la tubería de revestimiento/agujero descubierto (sin tubería de perforación en el pozo)• El yacimiento es completamente penetrado por el pozo• El BOP se encuentra completamente abierto
Tubería de perforación	<ul style="list-style-type: none">• Un reventón del pozo ocurre a través de la tubería de perforación, sin flujo en el espacio anular• El yacimiento es completamente penetrado por el pozo• El BOP se encuentra completamente abierto

Fuente: Lloyd's Register, 2016; Ranold A.S., 2018; SINTEF, 2015.



Figura 1-23. Ejemplificación de los escenarios de reventón de pozo.



Fuente: Shell, 2020.

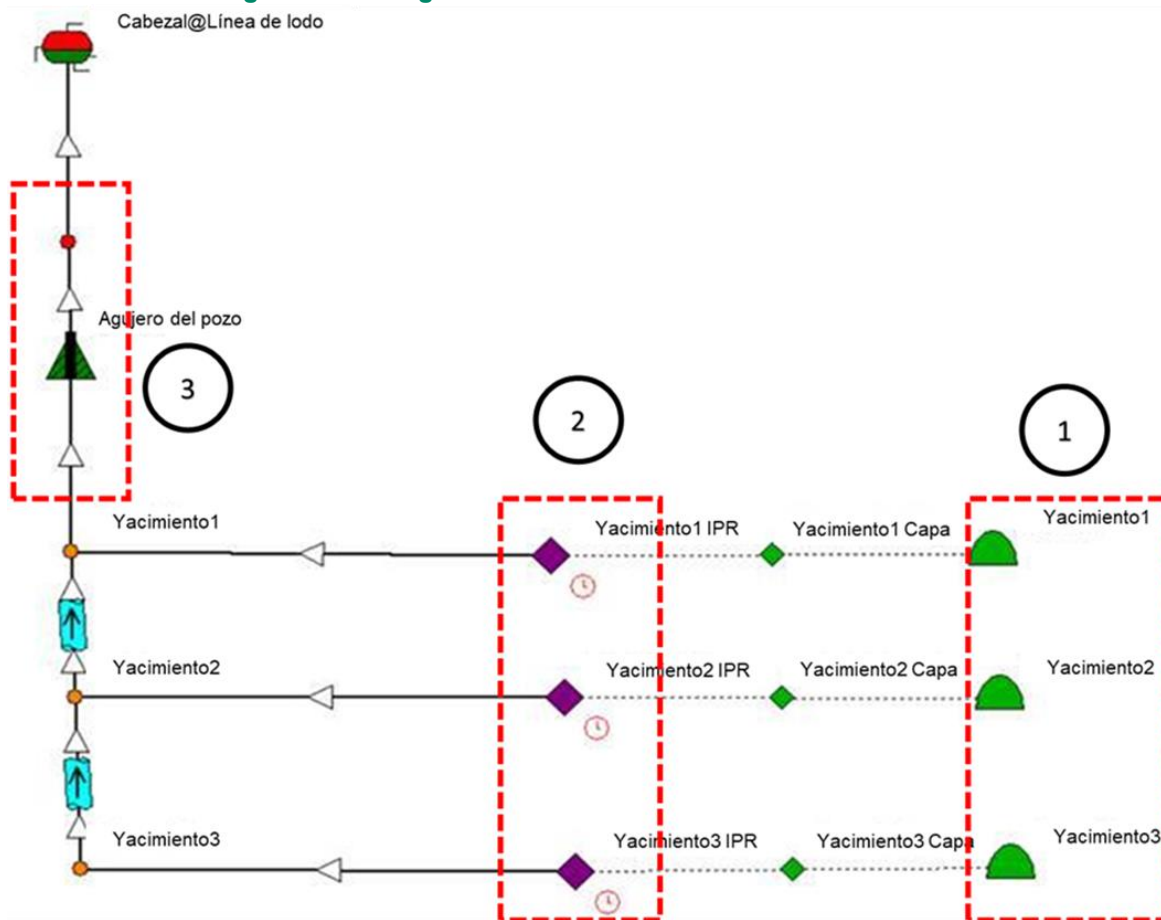
Posteriormente, los datos del yacimiento para el escenario de agujero descubierto fueron introducidos en el modelo utilizado para la obtención de la tasa de flujo. El modelo consiste en un acoplamiento complejo de módulos que contemplan el agotamiento de hidrocarburo del yacimiento, ocasionado por el flujo del yacimiento hacia el fondo del pozo, y el flujo vertical a lo largo del agujero del pozo.

Dicha herramienta, tiene un enfoque de modelación integrada de producción sistemática en donde existe un modelo de yacimiento para cada una de las formaciones geológicas esperadas en el pozo, acoplados con un modelo de agujero de pozo que empata con el estado mecánico del mismo. En resumen, el software IPM de la compañía *Petroleum Experts* (Petex; <https://www.petex.com/>), realiza los cálculos combinando los módulos de agotamiento del yacimiento (módulo MBAL), el flujo de hidrocarburo del yacimiento hacia el fondo del pozo (módulo Prosper) y el flujo vertical desde el fondo del pozo hacia el lecho marino (módulo GAP). Actualmente, estos módulos son considerados como el estándar en la simulación de yacimientos dentro de la industria de hidrocarburos.

Cada uno de estos módulos contiene ecuaciones matemáticas que obedecen al balance de presiones, el cual se obtiene a partir de complejos algoritmos que no pueden ser expresados en una ecuación general y, que inclusive, no pudieran ser implementados en una hoja de cálculo convencional. El cálculo numérico implementado en el software IPM, asegura el balance en función de las propiedades físicas del fluido (p. ej. densidad y viscosidad, obtenidas por medio de correlaciones de presión, volumen y temperatura [PVT]) para cada paso de tiempo entre cada módulo. La **Figura 1-24** muestra el diagrama de funcionamiento del modelo para el cálculo de las tasas potenciales de descarga utilizando los módulos MBAL-Prosper-GAP.



Figura 1-24. Diagrama del funcionamiento del modelo de cálculo.



IPR: Inflow Performance Relationship.

Los recuadros en rojo representan los modelos (1: MBAL, 2: Prosper y 3: GAP) del modelo de cálculo

Cada módulo mostrado en la **Figura 1-24** (1, 2 y 3) posee su propia ecuación matemática y cada una representa lo siguiente:

1. **Módulo de Balance de Material (MBAL)**, basado en el principio de conservación de masa, el cual señala que la masa de los fluidos originalmente en sitio = fluidos producidos + fluidos remanentes en el sitio. Esto puede ser sintetizado en la siguiente ecuación fundamental:

$$N_p B_o = N B_{oi} \left(\frac{c_o S_o + c_w S_{wc} + c_f}{1 - S_{wc}} \right) \Delta p$$

Donde:

N: Inventario de crudo originalmente en el yacimiento (STOIP, por sus siglas en inglés) c_w : compresibilidad para agua y formaciones rocosas

N_p : producción acumulada retirada del yacimiento c_f : compresibilidad para formación

B_o : factor de volumen de formación de crudo (condición final) Δp : diferencial de presión del yacimiento

B_{oi} : factor de volumen de formación de crudo (condición inicial) S_o : saturación de crudo



co: compresibilidad para crudo

Swc saturación de agua atrapada en el yacimiento

2. **Módulo Prosper**, que corresponde al Modelo IPR, el cual permite al usuario determinar la productividad del yacimiento basado en la siguiente ecuación:

$$P_r - P_{wf} = \frac{162.6 q_o \mu_o B_o}{k_o h} \left(\text{Log} \left(\frac{k_o t}{\phi \mu_o C_t r_w^2} \right) - 3.23 + 0.87 S \right)$$

Donde:

P_r: presión del yacimiento

B_o: factor de volumen de formación de crudo

P_{wf}: presión de fondo del pozo

μ_o: viscosidad

q_o: tasa de flujo de crudo

φ: porosidad

k_o: permeabilidad del crudo

S: factor de daño de formación (skin factor)

C_t: compresibilidad total de la roca y los fluidos

t: tiempo

h: altura del pozoencias

r_w: radio del fondo de pozo

3. **Módulo GAP**: Flujo de salida, el cual permite simular el flujo en pozo desde la parte superior de la perforación hasta el cabezal del pozo

$$\frac{\partial P}{\partial h} = FN (V_L, V_g, \rho_L, \rho_g, d, r)$$

$$\frac{dp}{dh} = \left(\frac{dp}{dh} \right)_{GRAVITY} + \left(\frac{dp}{dh} \right)_{FRICTION} + \left(\frac{dp}{dh} \right)_{KINETIC}$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{Gravity} = \frac{g}{g_c} \rho_l h_l + \rho_g (1 - h_l)$$

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_{Friction} = f \frac{\rho_f V_m^2}{2 g_c d}$$

Donde:

P: presión

ρ_L: densidad del crudo

h: altura

d: diámetro de la tubería

V_g: velocidad del gas

r: rugosidad de la tubería

V_L: velocidad del líquido

ρ_f: densidad del fluido

f: coeficiente de fricción

V_m: velocidad de la mezcla

ρ_g: densidad del gas

g: constante gravitacional

g_c: constante dimensional



A partir de esta metodología, se obtuvieron las tasas de crudo y gas presentadas para los tres escenarios dada las condiciones del yacimiento (**Tabla 1-20**), con lo cual, se obtuvo que, para el agujero descubierto se presentan las tasas de crudo y gas más elevadas, obteniendo una tasa potencial de crudo de **45,000 bbl/d** y una tasa potencial de gas de **30 MMSCFD** de gas las cuales se utilizaron para la modelación de consecuencias.

De las sustancias potenciales presentes en la mezcla de hidrocarburo se seleccionaron aquellas que, debido a su concentración en la mezcla tendrían el potencial de rebasar las cantidades de reporte establecidas durante un evento no deseado (i.e. metano, etano, propano, butano, pentano, hexano y H₂S). Una vez identificadas, se calcularon las cantidades liberadas por una pérdida de control del pozo durante la perforación del Pozo Luwa, contemplando una liberación continua durante un lapso de 24 h, utilizando una tasa de liberación estimada de **30 MMSCFD** de gas y **45,000 bbl/d** de hidrocarburo (**Tabla 1-22**).

Con base en los cálculos, todas las sustancias identificadas superarían los límites establecidos en los Listados de AAR en un día de liberación continua en caso de un reventón de pozo. Es importante mencionar que todas estas sustancias se liberarían simultáneamente dentro de la mezcla hipotética del crudo.

Tabla 1-22. Límites de liberación para sustancias AAR.

Parámetros	Sulfuro de Hidrógeno	Metano	Etano	Propano	Butano	Pentano	Hexano
Cantidad de reporte indicada en Listados de AAR (kg)	10	500	500	500	500	3,000	20,000
Densidad (kg/m ³)	1.36	0.66	1.28	1.83	2.52	630	654
% de gas	0	66.29	10.72	10.32	1.56		
% de líquidos						0.42	1.57
Cantidad de sustancia liberada (kg/d)*	0	369,981.01	116,565.71	160,434.15	33,395.75	18,813.06	73,004.06

Nota: *En rojo los volúmenes que rebasan las cantidades de reporte establecidas en los Listados de AAR en un día para una liberación calculadas con un flujo promedio estimado 30 MMSCFD y 45,000 bbl/d. Las densidades respectivas de cada compuesto y los factores de conversión son: 1 MMscfd = 28,316.84 m³/d y 1 bbl/d = 0.158 m³/d.

Fuente: AECOM, 2022.

Una vez justificada la presentación del ERA a partir de la comprobación de la liberación de sustancias altamente riesgosas en una cantidad superior a la de reporte, y con la finalidad de evaluar únicamente los peligros involucrados en la liberación de estas sustancias (a partir del *Registro de peligros y efectos bloque AP-PG04*), se seleccionaron del registro los peligros relacionados con la potencial liberación de la mezcla de hidrocarburo (p.ej. metano, etano, propano, butano, pentano y hexano).

Posteriormente, para cada uno, se determinó el Evento de Riesgo que resultaría en caso de la liberación de ese peligro. Estos eventos se integraron en una nueva Matriz de Evaluación de Eventos de Riesgo (MEER), que se presenta en el **Capítulo 5, Anexo 5.4**, considerada como la matriz principal para la evaluación de la trazabilidad de los escenarios.

La MEER, consta de una clave de identificación de riesgo para su trazabilidad con los peligros evaluados por Shell (*Registro de peligros y efectos bloque AP-PG04*), la definición del Evento de Riesgo; las amenazas o causas que lo originan; las consecuencias; la evaluación del nivel de riesgo a partir de la calificación de la severidad y probabilidad de ocurrencia del evento para cuatro diferentes receptores:



personal, activos, comunidad y ambiente; y barreras de prevención y/o mitigación encaminadas a la reducción de la probabilidad y severidad de las consecuencias del Evento de Riesgo.

Para la obtención del nivel de riesgo (probabilidad y severidad), se utilizó el documento *Managing Risk Guide*, actualiza en febrero de 2022 (versión 4.0), este documento brinda las recomendaciones para llevar a cabo la identificación de peligros y su reducción a los niveles más bajos. Este documento presenta a la matriz de evaluación de riesgos de Shell (RAM, por sus siglas en inglés), esta matriz de 6x5 se basa en el concepto de aplicar la experiencia pasada de eventos o incidentes ocurridos en operaciones similares (**Tabla 1-23**). La matriz se divide en tres regiones de riesgo: tolerables, moderados o no tolerables, estas representan los niveles de riesgo, e incrementan de la parte superior izquierda hacia la parte inferior derecha. Las diferentes categorías de riesgo se definen a continuación:

Riesgos tolerables

Considerados de prioridad baja y tolerables, son riesgos de bajo impacto no requieren acciones preventivas o correctivas adicionales. Los programas de trabajo deben continuarse para mantener la integridad en los niveles de protección. Se administrará la mejora continua a través de la implementación efectiva del Sistema de Gestión HSE.

Riesgos moderados

Considerados de prioridad media, según la jerarquía de control de Shell. Se intentará disminuir el nivel de riesgo de los peligros cuando sea razonablemente práctico. Los riesgos moderados se tratan de riesgos residuales que se consideran tolerables después de haber implementado controles y medidas (Bow-tie) a través de ALARP (Tan Bajo como sea Razonablemente Posible, por sus siglas en inglés). Se deberá mantener un registro de peligros y efectos.

Riesgos no tolerables

Considerados de prioridad alta y requieren barreras para su administración. Los riesgos más importantes se reportan al director de operaciones de exploración y producción, otros se notifican al vicepresidente de pozos regionales y a los gerentes de pozos de estas regiones según la naturaleza específica del riesgo y su posición en la matriz. La comunicación de riesgos y las barreras existentes para prevenir o mitigar estos riesgos son importantes para reforzar la responsabilidad que cada miembro de la fuerza laboral tiene en la administración de estos. De igual forma se identificarán e implementarán controles y medidas para reducir el riesgo y se proporcionará una demostración documentada por Bow-tie o por una metodología equivalente. En ellas se identificarán las barreras para evitar algún evento culminante y así prevenir los factores de escalamiento.

Tabla 1-23. Categorías del nivel de riesgo de la RAM de Shell

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	Tolerable	Tolerable	Tolerable	Tolerable	Tolerable
	1	Tolerable	Tolerable	Tolerable	Tolerable	Tolerable
	2	Tolerable	Tolerable	Tolerable	Moderado	Moderado
	3	Tolerable	Tolerable	Moderado	Moderado	No tolerable
	4	Moderado	Moderado	Moderado	No tolerable	No tolerable
	5	Moderado	Moderado	No tolerable	No tolerable	No tolerable

Fuente: Shell, 2020.

La RAM de Shell consta de dos ejes, el eje horizontal representa la probabilidad de ocurrencia y el eje vertical representa la gravedad/severidad del riesgo. Las categorías de probabilidad y severidad para cada uno de los receptores evaluados (personas, activos comunidades y ambiente) se definen en la **Tabla 1-24** y **Tabla 1-25**, respectivamente.



Los riesgos identificados cuya conjugación de probabilidad y severidad los ubique dentro de un nivel moderado y no tolerable, serán considerados para el análisis detallado de consecuencias (simulación de consecuencias a través de modelos numéricos).

Tabla 1-24. Categorías de probabilidad de ocurrencia en los receptores.

Nivel	Definición
A	Nunca se ha escuchado en la industria
B	Escuchado en la industria
C	Ha ocurrido en la organización o más de una vez al año en la industria
D	Ha ocurrido en el lugar o más de una vez al año en la organización
E	Ha pasado más de una vez al año en el lugar

Fuente: Shell, 2020.



Tabla 1-25. Categorías del nivel de gravedad/severidad de consecuencias en los receptores.

Nivel	Definición	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente
0	Ningún efecto	Sin lesiones o afectaciones a la salud	Sin daños	Sin efecto	Sin efecto
1	Efecto leve	<p>Lesión o efectos a la salud leves</p> <ul style="list-style-type: none"> Caso de primeros auxilios o ningún tratamiento Enfermedades que causan incomodidad notable, irritación leve o efectos transitorios reversibles después de la exposición. 	<p>Daño leve</p> <p>El costo es menor a \$100,000 USD</p>	<p>Efecto leve</p> <ul style="list-style-type: none"> Molestias leves poco frecuentes. (molestias que incluyen interferencia con comodidades y placeres de la vida, molestias generales relacionadas con las actividades cotidianas) No se observan efectos adversos o percibidos en los medios de vida, los bienes sociales y culturales, la seguridad y la salud de la comunidad, las personas vulnerables o indígenas. Conocimiento del público local, pero no preocupante. 	<p>Efecto leve</p> <p>Los daños ambientales leves son contenidos en las instalaciones.</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejemplo: derrame pequeño en el área de proceso o en el área de patio de tanques que se evapora fácilmente;
2	Efecto menor	<p>Lesión menor o efecto a la salud.</p> <ul style="list-style-type: none"> Caso de tratamiento médico Pérdida de días laborales (hasta 5 días) Enfermedades con efectos reversibles para la salud tales como envenenamiento por comida y dermatitis 	<p>Daño menor</p> <p>El costo se encuentra entre \$100,000 y \$1, 000,000 USD</p>	<p>Efecto menor</p> <ul style="list-style-type: none"> Molestias limitadas a corto plazo Los efectos limitados sobre los medios de vida y/o los bienes sociales o culturales, la salud de la comunidad. Ningún efecto adverso observable en la seguridad de la comunidad, de las personas vulnerables o indígenas Preocupación pública local 	<p>Efecto menor:</p> <p>Daños ambientales menores, pero sin efecto duradero.</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejemplo: pequeño derrame en sitio con potencial de dañar el medio ambiente que no tiene impacto fuera del sitio Contaminación de aguas subterráneas en el sitio sin posibilidad de contaminación fuera del sitio Una única superación del límite legal u otro límite prescrito
3	Efecto moderado	<p>Lesiones graves o efectos a la salud.</p> <ul style="list-style-type: none"> Casos de última jornada laboral o de semana restringida (superior a 5 días) 	<p>Daño moderado</p> <p>El costo se encuentra entre \$1, 000,000 y \$10, 000,000 USD</p>	<p>Efecto moderado</p> <ul style="list-style-type: none"> Molestias persistentes Efectos sobre los medios de subsistencia y/o activos 	<p>Efecto moderado</p> <p>Daño ambiental limitado que persistirá o requerirá limpieza.</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejemplo: derrame con potencial de dañar el medio



Nivel	Definición	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente
		<ul style="list-style-type: none"> Enfermedades con efectos irreversibles en la salud como sensibilización, pérdida de audición por ruido, trastornos de la espalda o por esfuerzos repetitivos Enfermedad mental por estrés con efectos reversibles para la salud 		<p>sociales y culturales, salud de la comunidad.</p> <ul style="list-style-type: none"> Efectos observables limitados en la seguridad de la comunidad, de las personas vulnerables o indígenas Preocupación pública local o regional. Los interesados locales, por ejemplo, la comunidad, las Organizaciones No Gubernamentales (ONG), la industria y el gobierno son conscientes 	<p>ambiente requiere la remoción y eliminación de más de 100 m³ de tierra/arena impactada.</p> <ul style="list-style-type: none"> Un derrame con potencial para dañar el medio ambiente que llega a aguas superficiales fuera del sitio. Contaminación de aguas subterráneas fuera del sitio Efectos o daños en el hábitat y/o la ecología fuera del sitio, (peces, vegetación) Superación de los límites de emisión reglamentarios o prescritos durante más de tres meses y/o con potencial efecto a largo plazo
4	Efecto importante	<p>Incapacidad total permanente o hasta tres muertes.</p> <ul style="list-style-type: none"> Enfermedades con efectos de salud irreversibles tales como quemaduras corrosivas, asbestosis y silicosis cáncer Enfermedad mental por estrés con efectos irreversibles para la salud 	<p>Daño mayor</p> <p>El costo se encuentra entre \$10, 000,000 y \$100, 000,000 USD</p>	<p>Efecto mayor</p> <ul style="list-style-type: none"> Efectos persistentes en los medios de vida y/o en los bienes sociales y culturales, salud de la comunidad. Efectos sobre la seguridad de la comunidad, pueblos indígenas o vulnerables y/o infracciones a los derechos humanos, que sean graves o de ámbito comunitario La mitigación es compleja o prolongada. La preocupación pública nacional. Impacto en las relaciones locales y nacionales con los interesados. Participación de gobiernos nacionales y/o ONG con potencial para acción internacional de ONG. 	<p>Efecto mayor</p> <p>Diversos daños ambientales que requerirán medidas extensivas para restaurar los usos beneficiosos del medio ambiente.</p> <ul style="list-style-type: none"> Ejemplo: derrame en el agua con potencial de llegar a la costa y causar daño al medio ambiente. Contaminación de aguas superficiales y subterráneas fuera del sitio en un área extensa. Activación de la respuesta de emergencia ante derrames de petróleo Nivel 2 Efectos o daños en el hábitat y/o la ecología fuera del sitio durante más de un año. Exceso prolongados de los límites de emisión reglamentarios u otros prescritos por más de un año y/o con potencial efecto a largo plazo.



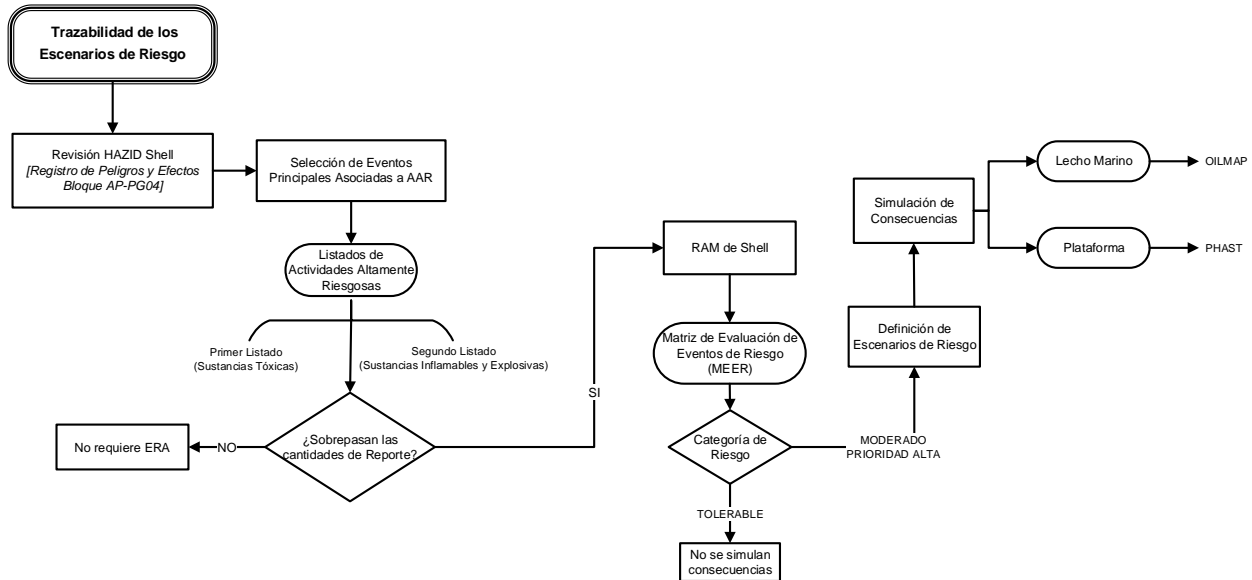
Nivel	Definición	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente
5	Efecto masivo	<p>Más de tres muertes.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enfermedades con efectos irreversibles para la salud y como asbestosis múltiples atribuidos a un a sola situación de exposición • Cáncer en una gran población expuesta 	<p>Daño masivo El costo excede \$100, 000,000 USD</p>	<p>Efecto masivo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Impacto persistente y grave en los medios de vida, los activos sociales y culturales, la seguridad comunitaria, pueblos indígenas o vulnerables y/o la vulneración de los derechos humanos. • El impacto puede afectar a una gran área geográfica o población. • La mitigación es compleja o prolongada y de efectividad limitada. • Preocupación pública/internacional • Alto nivel de interés y acciones por parte de los gobiernos y/o por ONG. 	<p>Efecto masivo Grave daño ambiental persistente que llevará a una pérdida de los recursos naturales en un área amplia.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Ejemplo: derrame que resulta en la contaminación de una gran extensión de humedales, océanos, estuarios de un río, playa/hábitat costero • Se requiere la respuesta de emergencia ante derrames de petróleo Nivel 3 • Efectos o daños persistentes en el hábitat y/o ecología fuera del sitio con un efecto probado a largo plazo

Fuente: Shell, 2020.



En la **Figura 1-25**, se presenta un resumen de la metodología descrita para la identificación y evaluación de Eventos de Riesgo, a partir de este diagrama, también es posible identificar la trazabilidad de los Escenarios de Riesgos evaluados en el **Capítulo 1** de este ERA, desde la identificación y evaluación de peligros a partir del *Registro de peligros y efectos bloque AP-PG04*, su selección e integración en la MEER dependiendo de las sustancias AAR y las cantidades de reporte potencialmente liberadas (**Tabla 1-22**), y la simulación de consecuencias a nivel de plataforma y en el lecho marino (ver **Capítulo 2**).

Figura 1-25. Metodología de evaluación de Escenarios de Riesgo y simulación de consecuencias.



Fuente: AECOM, 2020.

A partir de la aplicación de la metodología descrita en la sección anterior, en la MEER se integraron ocho Eventos de Riesgo asociados a la liberación de sustancias AAR (**Capítulo 5, Anexo 5.4**). En la **Tabla 1-26** se presenta el resumen obtenido de los Eventos de Riesgo identificados, sus amenazas y consecuencias, así como el nivel de riesgo obtenido resultante de la evaluación de severidad (S) y probabilidad (P) para los demás receptores: ambiente, personal, activos y comunidad, los cuales se muestran de la **Tabla 1-27** a la **Tabla 1-30**.



Tabla 1-26. Resumen de los resultados de la evaluación del nivel de riesgo de la MEER.

ID* HAZID	ID** ERA	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias	P NR	A NR	C NR	Am NR	Región de riesgo
01	R1	Descontrol de pozo submarino por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (etapa sin riser).	Bolsas de gas o hidrocarburo / Riesgo de gas somero Falta de identificación de gas poco profundo / Falta de precaución / Fallo de comunicación / Falla en actuar a información obtenida en revisión en sitio / Posición incorrecta de la plataforma / Fallo humano.	Derrame submarino de hidrocarburos	0A	3C	0A	2B	Moderado 3C
02	R2	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (entrada/terminación) (etapa con riser).	Columna geológica imprevista / Rampa de presión / Mala calidad de la cementación en etapas anteriores / Falla del equipo / error del operador, Planeación inapropiada del pozo / Cambios no controlados / Distracción o sobrecarga al perforador / Objetos caídos en infraestructura submarina;	Derrame de hidrocarburos / Incendio Explosión / Atmósfera tóxica / fatalidades/ pérdida de la plataforma / Daño ambiental / Dificultad para el rescate / Daño a los sistemas de control de seguridad críticos	5B	5B	4C	5B	Moderado 5B
03	R3	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante operaciones de entrada/terminación con línea de acero	Falla del sistema de línea de acero, Planeación del pozo inapropiada / Fallo en el procedimiento de control de pozos	Derrame de hidrocarburos superficial /submarino, incendio y/o explosión / atmosfera toxica / Fatalidades / Dificultades para rescate / Daños estructurales / Daño ambiental / Daño a los sistemas de control de seguridad críticos	5B	4B	5B	5B	Moderado 5B
04	R4	Fuga de gases por presencia de hidrocarburo gaseoso en lodo durante la perforación (etapa con riser)	Bolsas de gas o hidrocarburos / Altos niveles de gas, inhabilidad para ventilar los espacios	Asfixia / Fuego / Explosión en temblorinas y/o tanques de lodo que puede ocasionar lesiones graves y/o fatalidades / Daño estructural	5B	4B	5B	5B	Moderado 5B
20	R5	Desplazamiento de la plataforma durante situaciones dinámicas	Fallo del sistema de control automático / Pérdida de las señales de referencia / Perdida total de la energía (Blackout) / Condiciones metoceanicas adversas / Colisión por embarcación	Daño al riser y sus componentes (fuga de lodo) / Descontrol submarino	1B	4B	2A	5A	Moderado 5A
21	R6	Pérdida de la estabilidad durante situaciones dinámicas	Condiciones metoceanicas adversas / fallo del sistema de lastrado / Pérdida de integridad estructural de la Plataforma / Pérdida total de la energía (Blackout) / Colisión por embarcación. Pérdida de Propulsión	Embarcación volcada / hundida - múltiples muertes / pérdida del equipo de perforación	5A	5B	4B	4B	Moderado 5A
47	R7	Fuga de H ₂ S durante las operaciones de perforación/terminación de pozo	Manifestación del pozo con presencia de H ₂ S / Presencia de H ₂ S en el circuito de lodos - agitadores	Atmósfera tóxica / Fatalidades / Explosión / Incendio	4B	0A	0A	0A	Moderado 4B

Nota: *Este valor hace referencia a la ubicación del evento de riesgo en el archivo digital de PDF del Registro de Peligros y Efectos bloque AP-PG04 (Capítulo 5, Anexo 5.4). **Este valor corresponde al número del Evento de Riesgo adaptado por AECOM en la MEER (Capítulo 5, Anexo 5.4). P: Personas; A: Activos, C: Comunidad, Am: Ambiente, NR: Nivel de Riesgo.

Fuente: AECOM, 2022.



Cada Evento de Riesgo mostrado en la **Tabla 1-26** se colocó en la RAM de Shell para identificar el nivel de riesgo según su clasificación de severidad y probabilidad para cada receptor (**Tabla 1-27 - Tabla 1-30**). Los ocho eventos de riesgo identificados obtuvieron al menos un receptor ubicado en el nivel de riesgo moderado.

Tabla 1-27. RAM de Shell para Ambiente.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R7				
	1					
	2		R1			
	3					
	4		R6			
	5	R5	R2, R3, R4			

Fuente: Shell, 2022.

Tabla 1-28. RAM de Shell para Personas.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R1				
	1		R5			
	2					
	3					
	4		R7			
	5	R6	R2, R3, R4			

Fuente: Shell, 2022.

Tabla 1-29. RAM de Shell para Comunidad.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R1, R7				
	1					
	2	R5				
	3					
	4		R6	R2		
	5		R3, R4			

Fuente: Shell, 2022.



Tabla 1-30. RAM de Shell para Activos.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R7				
	1					
	2					
	3			R1		
	4		R3, R4 R5			
	5		R2, R6			

Fuente: Shell, 2022.



2 Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, (análisis de consecuencias)

En este capítulo se describen los resultados de la modelación numérica de las consecuencias de los Eventos de Riesgo evaluados en la MEER (**Capítulo 1, Sección 1.5**) que obtuvieron un nivel de riesgo “Moderado”. La modelación numérica consiste en la simulación de las consecuencias previamente definidas para cada Evento de Riesgo para determinar las potenciales zonas de afectación relacionadas con las actividades del Proyecto. En la **Tabla 2-1** se enlistan los escenarios de simulación definidos, así como los Eventos de Riesgo en la MEER y el HAZID de Shell. Como puede observarse, diferentes Eventos de Riesgo pueden derivar en la misma consecuencia y, por lo tanto, en el mismo escenario de simulación.

Tabla 2-1. Escenarios de simulación definidos.

ID	Escenario de simulación	ID HAZID* / ID ERA** (Evento de Riesgo)
E1	Explosión por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo	02/R2
E2	Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo	03/R3
E3	Dispersión de H ₂ S por liberación de hidrocarburos por manifestación de pozo	04/R4 47/R7
E4	Derrame de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo	01/R1 02/R2 03/R3 21/R5 22/R6

Nota: *ID HAZID: corresponde a la ubicación del Evento de Riesgo en el *Registro de Peligros y Efectos bloque AP-PG04 (Capítulo 5, Anexo 5.4)*. **ID ERA: corresponde al número de riesgo adaptado por AECOM (MEER) (**Capítulo 5, Anexo 5.4**).

Fuente: AECOM, 2022.

La descripción de los resultados de las simulaciones se dividió en dos partes, la primera, corresponde a la **Sección 2.1**, donde se muestran los radios de afectación de incendio, explosión y dispersión tóxica de H₂S de los escenarios de simulación E1 a E3; de acuerdo con los criterios determinados en la Guía de SEMARNAT y la Guía de ASEA. Los resultados de esta sección muestran las tablas con los radios de afectación para cada criterio establecido, seguido de los diagramas de pétalos que muestran las zonas del buque de perforación afectadas durante los escenarios.

La segunda parte, corresponde a las zonas de afectación por la liberación no controlada de hidrocarburos al mar (**Sección 2.2**) del escenario de simulación E4. En donde se evaluó la probabilidad de presencia y tiempos mínimos de arribo de los hidrocarburos en la superficie marina y las costas del Golfo de México, con especial atención en las áreas sensibles del Golfo de México.

Cabe señalar que con la finalidad de verificar cualquier interacción posible con infraestructura preexistente y/o rutas de navegación dentro del Área Contractual, se preparó la **Sección 2.4**, que contiene los resultados de los diagramas de pétalos para, incendio, explosión y dispersión tóxica en la ubicación del Pozo Luwa.



2.1 Representación de los radios potenciales de afectación por incendio, explosión, dispersión tóxica y análisis de vulnerabilidad

2.1.1 Software PHAST de simulación de escenarios

Para simular y estimar los radios de afectación debido a una falla en el riser, se utilizó la herramienta de modelación de consecuencias PHAST (*Process Hazard Analysis Software*) versión 8.61, desarrollado por la compañía DNV GL. El modelo incluye las siguientes suposiciones generales, las cuales se ven reflejadas en los resultados:

- El radio de afectación por radiación térmica no considera ninguna protección u obstrucción física
- El radio de afectación es la distancia radial máxima desde la fuente de liberación en todas las condiciones de viento y estabildades atmosféricas posibles
- La explosión es generada por medio de una fuente de ignición presente dentro de los primeros 60 segundos (tiempo típico para ignición de atmósfera explosiva) a partir de una liberación del gas inflamable
- El Método Multi-Energía (MEM, por sus siglas en inglés) es utilizado para obtener valores de sobrepresión en explosiones de alto nivel
- Los valores para los radios de sobrepresión en explosiones son independientes de las condiciones climáticas

La memoria de cálculo que muestra los datos de entrada, y hoja de resultados proporcionadas por el modelo se muestran en el **Capítulo 5, Anexo 5.5**.

2.1.2 Criterios para la definición de las zonas de protección

Partiendo de las especificaciones de la Guía de la ASEA y de la Guía de la SEMARNAT, se consideraron tres zonas de protección: alto riesgo a equipos (límites superior e inferior), alto riesgo y zona de amortiguamiento, mismos que se muestran en la **Tabla 2-2**.

Tabla 2-2. Criterios para definir las zonas de alto riesgo y las zonas de amortiguamiento.

Consecuencia	Zona		
	Alto riesgo para el equipo (inferior – superior)	Alto riesgo	Amortiguamiento
Incendio (radiación térmica)	12.5 kW/m ² – 37.5 kW/m ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosión (sobrepresión)	0.210 bar – 0.70 bar	0.070 bar	0.035 bar
	3 lb/pulg ² – 10 lb/pulg ²	1 lb/pulg ²	0.5 lb/pulg ²
Dispersión tóxica (toxicidad)	-	IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) o TLV (15 min, STEL) (ppm)

Nota: TLV: Valor umbral límite, por sus siglas en inglés. TWA: Promedio ponderado en el tiempo, por sus siglas en inglés. STEL: Límite de exposición a corto plazo, por sus siglas en inglés. IDLH: Inmediatamente peligroso para la vida y a la salud, por sus siglas en inglés.

Fuente: ASEA, 2020; SEMARNAT, 2001; adaptado por AECOM, 2022.

Los umbrales de radiación térmica y sobrepresión, así como la descripción de sus respectivas consecuencias, se muestran en la **Tabla 2-3** y **Tabla 2-4**, respectivamente.



Tabla 2-3. Umbrales para radiación térmica.

Radiación Térmica (kW/m ²)	Descripción
1.4 (zona de amortiguamiento)	El personal puede encontrarse normalmente trabajando bajo este umbral. No se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición. El personal con ropa de trabajo adecuada puede ser expuesto continuamente. El flujo térmico es equivalente al sol de verano y al mediodía.
5 (zona de alto riesgo)	Intensidad máxima de radiación calorífica en áreas donde las acciones de emergencia deberán ser aplicadas en menos de 30 s para personal con ropa de trabajo adecuada, pero sin protección adicional. El umbral de dolor se alcanza después de 20 s de exposición; después de 40 s de exposición son probables las quemaduras de segundo grado.
12.5 (alto riesgo para el equipo – límite inferior)	Mínima energía requerida para la ignición de madera por contacto con fuego y fusión de tubos de plástico.
37.5 (alto riesgo para el equipo – límite superior)	Suficiente para causar daños al equipo del proceso.

Fuente: PEMEX, 2012, adaptado por AECOM, 2022.

Tabla 2-4. Umbrales para sobrepresión.

Sobrepresión (lb/pulg ²)	Descripción
0.5 (zona de amortiguamiento)	En esta zona, se espera la ruptura de ventanas y daños en los marcos de estas. Los daños a estructuras bajo este valor de presión son menores.
1 (zona de alto riesgo)	Bajo este nivel de sobrepresión las láminas de asbesto corrugado se hacen añicos, los paneles de aluminio o acero corrugado, así como accesorios de sujeción presentan pandeo y se presentan daños en paneles de madera. En personas, se espera ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles.
3 (alto riesgo para el equipo – límite inferior)	En este umbral de presión, se espera la ruptura de tanques de almacenamiento. La maquinaria industrial pesada (1,500 kg) sufre daños menores; estructuras de acero de edificios se distorsionan y son arrancados de su base.
10 (alto riesgo para el equipo – límite superior)	En este límite se espera que máquinas pesadas (3,500 kg) sean desplazadas y queden muy dañadas. La maquinaria con peso de 5,500 kg o superior tiene probabilidad de no verse afectada

Fuente: PEMEX, 2012, adaptado por AECOM, 2022.

2.1.3 Condiciones de simulación

Para llevar a cabo la simulación de los escenarios de riesgo definidos, el software de modelación PHAST 8.61 fue alimentado con las diferentes condiciones del sitio como: condiciones atmosféricas, tiempos de liberación y composición hipotética de la mezcla de hidrocarburos, las cuales se describirán a continuación.

2.1.3.1 Condiciones atmosféricas

Los valores de temperatura del aire y humedad relativa se retomaron del Estudio de Línea Base Ambiental (Estudio de LBA) del Área Contractual (Shell, 2018). Por otra parte, para la selección de las categorías de estabilidad atmosférica se utilizaron las clasificaciones establecidas por Pasquill-Glifford (**Tabla 2-5** y **Tabla 2-6**).

Tabla 2-5. Categorías de estabilidad de Pasquill.

Viento superficial Velocidad (m/s)	Radiación solar recibida			Cobertura nocturna de nubes		
	Fuerte	Moderada	Ligera	Delgada < 3/8	Moderada > 3/8	Nublada > 4/5
< 2	A	A - B	B	-	-	D



Viento superficial	Radiación solar recibida			Cobertura nocturna de nubes		
2 – 3	A – B	B	C	E	F	D
3 – 5	B	B – C	C	D	E	D
5 – 6	C	C – D	D	D	D	D
<6	C	D	D	D	D	D

Nota: *Medición de velocidad a 10 m sobre la superficie del mar.

Fuente: PEMEX, 2012.

Tabla 2-6. Condiciones esperadas para las estabildades atmosféricas.

Condición de Pasquill	Atmósfera	Condiciones esperadas en el sitio
A	Muy inestable	Totalmente soleado con vientos ligeros
A-B	Inestable	Menos soleado que la condición A o con más viento
B	Inestable	Menos soleado que la condición A - B o con más vientos
B-C	Moderadamente inestable	Sol y vientos moderado
C	Moderadamente inestable	Mucho sol y mucho viento, o nublado con vientos ligeros
C-D	Moderadamente inestable	Sol moderado y mucho viento
D	Neutral	Poco sol y mucho viento o nublado con vientos durante la noche
E	Moderadamente inestable	Menos nublado y menos vientos durante la noche que la condición D
F	Estable	Noche con nublado moderado y vientos de ligeros a moderados

Fuente: PEMEX, 2012.

De estos valores, y a partir de la información obtenida del Estudio de LBA en el Área Contractual AP-PG04, se seleccionaron velocidades de viento de 2 m/s, 5 m/s y 10 m/s, así como condiciones de radiación solar y cobertura de nubes “F” y “D” que pudieran proporcionar un panorama sobre el comportamiento de las zonas de afectación ante diferentes condiciones atmosféricas presentes en el sitio. La clasificación 5D/10D representa condiciones neutrales, parcialmente soleado/nublado con velocidades de viento de 5 m/s o 10 m/s, respectivamente, y condiciones diurnas típicas (estado meteorológico observado con mayor frecuencia). La clasificación 2F representa condiciones estables de clima con una velocidad de viento igual o menor a los 2 m/s y condiciones típicas de claridad y calma. El resumen de las condiciones atmosféricas utilizadas para las simulaciones se muestra en la **Tabla 2-7**.

Tabla 2-7. Condiciones atmosféricas.

Parámetro	Valor
Temperatura ambiente	27 °C
Humedad Relativa	74%
Condición atmosférica de Pasquill (velocidad del viento y radiación o nubosidad)	2F (2 m/s), 5D (5 m/s) y 10D (10 m/s)
Rugosidad	0.2 mm

Nota: Los valores de temperatura ambiente y humedad relativa se obtuvieron del Estudio de LBA del Área Contractual AP-PG04 (Boya Oceanográfica de Campeche NOAA (42055)); asimismo, las condiciones atmosféricas de Pasquill, se seleccionaron considerando las condiciones predominantes de la zona.

Fuente: AECOM, 2022.

2.1.3.2 Tiempos de liberación

Uno de los parámetros más importantes involucrados en la simulación de los escenarios de riesgo es el tiempo de liberación. Para el escenario de explosión, el tiempo de liberación se seleccionó considerando el tiempo en el cual la ignición de la nube explosiva tiene lugar. Lannoy (1984) establece que el 69% de



las igniciones accidentales de nubes de gas explosivas ocurren en menos de un minuto después de la liberación del producto. Con base en lo anterior, se consideró un tiempo de un minuto (60 s) después de la liberación para que se presente un escenario de explosión, por lo que la cantidad liberada de masa inflamable corresponde a la masa total que pueda acumularse en el buque de perforación en un minuto sin considerar dispersión y contemplando la tasa de liberación.

En el caso del escenario de radiación térmica, se consideró un tiempo de liberación de una hora (3,600 s), tiempo límite considerado en la simulación para una cantidad infinita de inventario.

Finalmente, para el escenario de toxicidad se consideraron los tiempos de liberación necesarios para alcanzar las concentraciones de exposición establecidas para los valores límite (IDLH, TWA y STEL).

2.1.3.3 Condiciones de liberación

Debido a que el Proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, aún no se conocen las propiedades exactas del yacimiento ni tampoco las condiciones precisas de operación de los equipos que serán utilizados para las actividades de perforación. Sin embargo, para llevar a cabo la simulación de los radios de afectación por incendio, explosión y dispersión tóxica, y de acuerdo con la información proporcionada por Shell, se utilizaron las condiciones del yacimiento y de operación de los equipos presentes en el buque de perforación, así como el flujo de gas de **30 MMSCFD** (discutido en la **Sección 1.5.2**). La simulación se realizó considerando una liberación con dirección vertical a través de un riser de 20". Se asume que la fase gaseosa de la mezcla se libera con una presión de 8,700 psi, posee una densidad de 0.88 kg/Sm³ y se libera con una temperatura de 60°C.

Dado el flujo de gas y los tiempos de liberación establecidos para explosión (60 s) e incendio (3,600 s), se obtuvo una masa explosiva de 480 kg e inflamable de 28,800 kg.

2.1.3.4 Composición hipotética de la mezcla de hidrocarburos

La mezcla de compuestos gaseosos esperada en el yacimiento y seleccionada para la definición de radios de afectación fue proporcionada por Shell, quienes la obtuvieron a partir de análogos. Los compuestos gaseosos individuales que componen dicha mezcla y sus respectivos porcentajes se muestran en la **Tabla 2-8**. A partir de estos valores, se asignaron porcentajes a cada componente disponible en la base de datos del modelo PHAST para cumplir con el 100% de la mezcla como se muestra en la **Figura 2-1**. Cabe aclarar que el pentano se consideró en la fase gaseosa debido a su punto de ebullición (36°C) con respecto a la temperatura de liberación en plataforma (60°C). Sin embargo, dado que el punto de ebullición del hexano es ligeramente mayor (68.7°C) a la temperatura de liberación en plataforma (60°C), su contribución a la masa de la nube explosiva o inflamable no fue significativa.

Tabla 2-8. Componentes utilizados en la simulación de los escenarios.

Componente de la mezcla	Componente en PHAST	Yacimiento (%)
Sulfuro de hidrógeno (en el yacimiento)	H ₂ S	0 ppm
Metano	CH ₄	66.29
Etano	C ₂ H ₆	10.72
Propano	C ₃ H ₈	10.32
Butano	C ₄ H ₁₀	1.56
Pentano	C ₅ H ₁₂	0.42
Hexano	C ₆ H ₁₄	1.57

Fuente: Shell, 2020, adaptado por AECOM, 2022.



Figura 2-1. Composición de la mezcla introducida a PHAST.

Available Components:		Selected Components:	
COMPONENT		COMPONENT	Molar Amount
1,2-PROPYLENE OXIDE		METHANE	72.942
1,3-BUTADIENE		ETHANE	11.796
1-BUTENE		PROPANE	11.356
1-DECENE		N-BUTANE	1.717
1-OCTANOL		N-PENTANE	0.462
2-BUTANOL		N-HEXANE	1.728
3-CHLORO-1-PROPENE			
3-METHYLHEPTANE			
4-METHYL-2-PENTANOL			
ACETONE			
ACETYLENE			

Fuente: AECOM, 2022.

2.1.4 Resultados de la simulación

En esta sección se presentan los resultados de las zonas de protección para los escenarios E1 a E3, los cuales tienen como consecuencia una explosión e incendio a nivel del buque de perforación. Estos resultados se muestran en términos de radios de afectación (diagramas de pétalos) en las siguientes secciones.

Con la finalidad de contemplar el peor escenario posible en la determinación de las zonas de afectación, el buque de perforación fue orientado en contra del viento. Sin embargo, en la práctica, los operadores tomarán en cuenta la dirección del viento para posicionar la plataforma en la posición más adecuada con respecto a éste. Además, cabe señalar que, para la representación de dichos radios y la descripción de las zonas y equipos de afectación, se seleccionó el piso de perforación donde se encuentra el *moonpool* al descubierto (**Figura 2-2 a Figura 2-4**).



Figura 2-2. Vista en planta de la cubierta a nivel del piso de perforación del *Maersk Voyager*.

Barco de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.



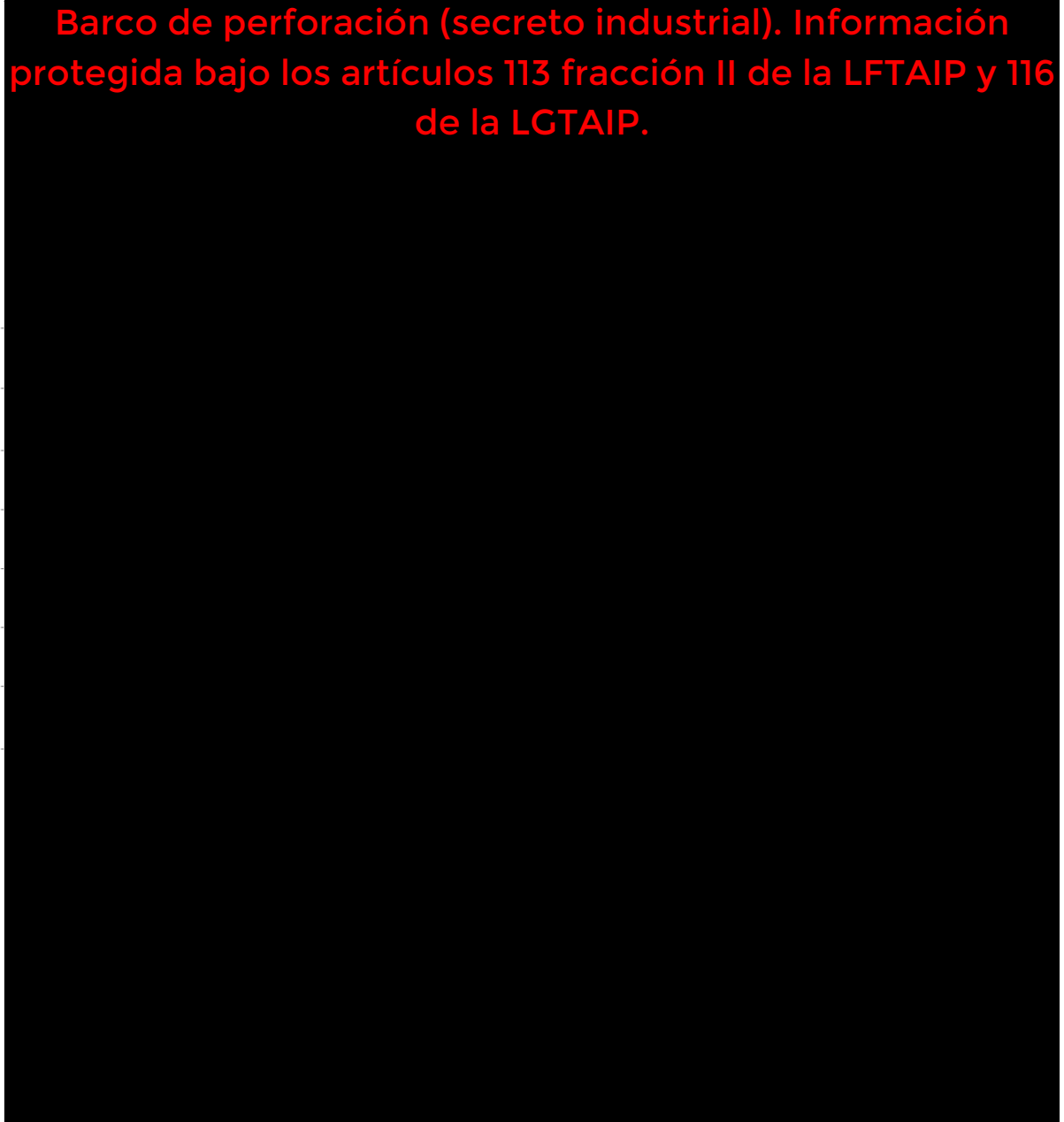
Barco de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Fuente: Maersk Drilling, 2012.



Figura 2-4. Vista de popa del buque de perforación *Maersk Voyager*.

Barco de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.



Fuente: Maersk Drilling, 2012.



2.1.4.1 E1: Explosión por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo

Para el escenario de explosión, los radios de afectación se presentan en la **Tabla 2-9**. Tomando en cuenta el flujo de gas de 30 MMSCFD, la masa de la nube explosiva en 60 s resultó de 480 kg.

Tabla 2-9. Radios de afectación por explosión para E1 sobre la cubierta inferior del *Maersk Voyager*.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 10 lb/pulg ²	Alto riesgo al equipo (L.I.) 3 lb/pulg ²	Alto riesgo 1 lb/pulg ²	Amortiguamiento 0.5 lb/pulg ²
2F, 5D, 10D	45 m	102 m	237 m	437 m

Nota: L.S: límite superior. L.I: límite inferior.
Fuente: AECOM, 2022.

Ante un escenario de explosión, el radio del límite superior de alto riesgo a equipos (10 lb/pulg²) se extendió 45 m, afectando el *moonpool* (donde se encuentra el tensionador del *riser*), el nivel inferior de la torre de perforación, el área del BOP, el cuarto de bombas hidráulicas para el BOP y el desviador de flujo, los contenedores de almacenamiento de recortes de perforación, y la estantería del *riser*. Para este umbral, no se alcanzó el cuarto de bombas de fluidos de perforación ni la zona de camarotes. En este límite de presión, se espera que las máquinas con un peso superior a 3,500 kg sean desplazadas y queden dañadas o inutilizables, además se podría esperar la muerte del personal expuesto. Para este umbral de sobrepresión no se rebasan los límites del buque de perforación, por lo que no existen afectaciones potenciales fuera o alrededor de este.

La zona de alto riesgo a equipos límite inferior (3 lb/pulg²) se extendió en un radio de 102 m abarcando el buque de perforación, desde los botes salvavidas en popa hasta el hospital y los camarotes de proa, y alcanzando el cuarto del propulsor de proa. A este umbral de presión, se espera que la maquinaria pesada (1,500 kg) sufra daños menores, así como la distorsión de estructuras de acero. Al igual que el límite anterior, se podría esperar la muerte del personal expuesto.

Los radios subsecuentes de sobrepresión (1 y 0.5 lb/pulg²) se extendieron en un radio de 237 m y 437 m, respectivamente, sobrepasando los límites del buque de perforación, pudiendo interactuar con otras embarcaciones de operadores o subcontratistas del Proyecto. Bajo estos umbrales, se podrían esperar daños menores a instalaciones, posibles ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles al personal expuesto. Dicha evaluación de interacciones se describe en la **Sección 2.4**.

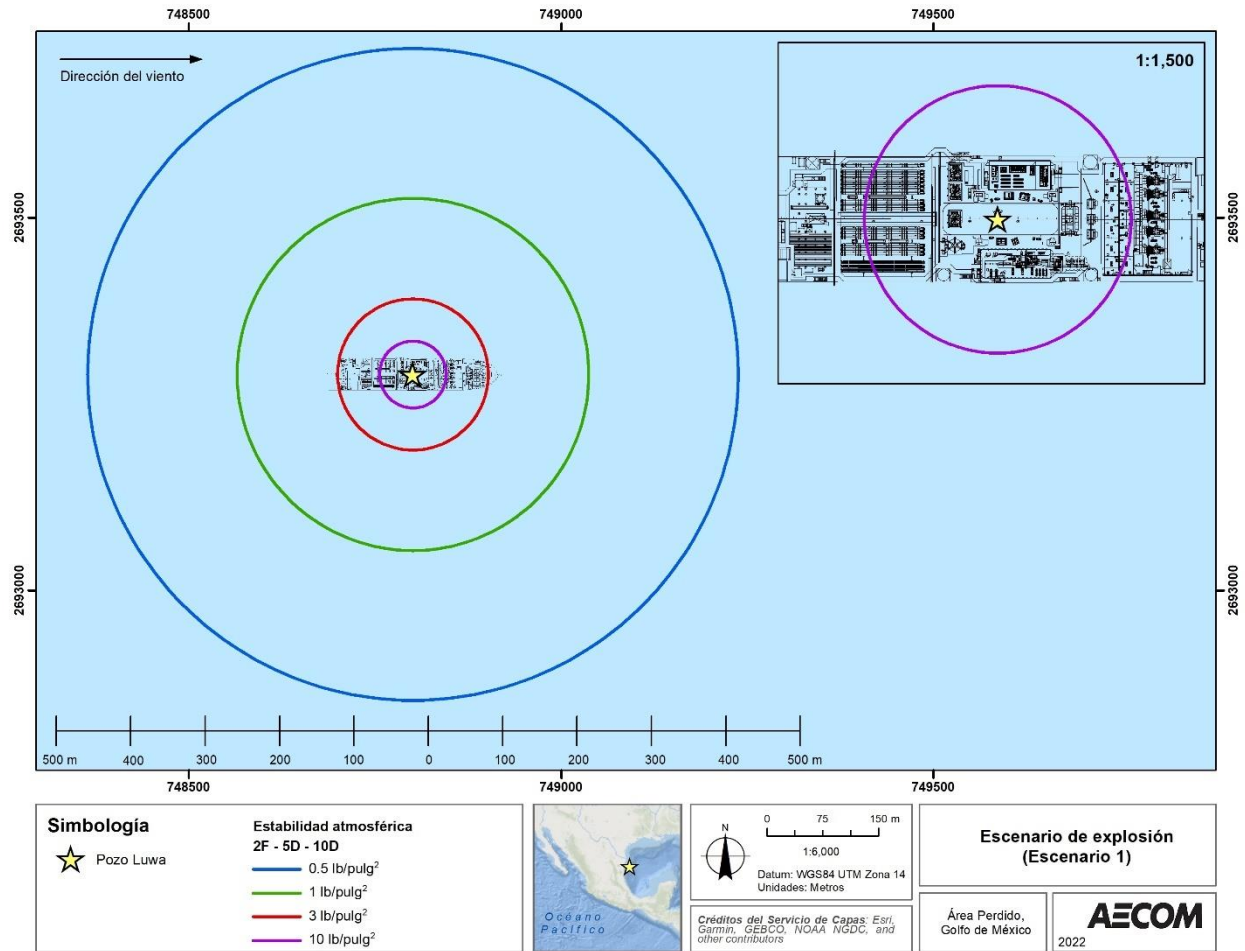


Figura 2-5. E1: Diagramas de pétalos para explosión (E1) sobre la cubierta inferior del *Maersk Voyager*.

Fuente: AECOM, 2022.

2.1.4.2 E2: Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo

Los radios de afectación por incendio se presentan en la **Tabla 2-10**. Tomando en cuenta el flujo de gas de 30 MMSCFD, la masa inflamable en 3,600 s resultó de 28,800 kg.

Tabla 2-10. Radios de afectación por incendio para E2 sobre la cubierta inferior del *Maersk Voyager*.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 37.5 kW/m ²	Alto riesgo al equipo (L.I.) 12.5 kW/m ²	Alto riesgo 5 kW/m ²	Amortiguamiento 1.4 kW/m ²
2F	<1	10	38	73
5D	<1	30	44	78
10D	23	35	50	79

Nota: L.S: límite superior. L.I: límite inferior.

Fuente: AECOM, 2022.



Estabilidad atmosférica 2F:

A partir del diagrama de pétalos para incendio mostrado en la **Figura 2-6**, el radio de la zona de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m^2) fue menor a un metro y no fue posible representarlo en el plano, este radio únicamente afectaría el *riser* de perforación, a estos niveles de radiación, la energía es suficiente para causar daños al equipo de proceso.

Para el límite inferior de alto riesgo a equipos (12.5 kW/m^2), el radio se extendió 10 m sobre la zona del *moonpool* donde se encuentra el sistema tensionador del *riser* en dirección hacia proa. A estos niveles de radiación térmica, se cuenta con la energía mínima requerida para la ignición de madera por contacto con fuego y fusión de tubos de plástico y se podría presentar la muerte del personal expuesto.

Por otra parte, el radio de la zona del alto riesgo (5 kW/m^2) se extendió 38 m sobre la totalidad del *moonpool*, y el radio abarcó el área donde se resguarda el BOP y el LMRP, el cuarto de bombas hidráulicas para el BOP y desviador de flujo hacia babor, la zona donde se almacenan los contenedores de recortes de perforación hacia estribor, sin alcanzar el cuarto de bombas de fluidos de perforación hacia proa. A este nivel de radiación térmica, se alcanzaría el umbral de dolor después de 20 s de exposición, y después de 40 s podrían presentarse quemaduras de segundo grado.

El radio de la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendió 73 m sobre la zona central del buque de perforación desde la estantería del *riser* hasta la proa, pasando sobre el *moonpool*, el cuarto de bombas de fluidos de perforación, pero sin alcanzar el hospital y la zona de camarotes hacia proa. Bajo este umbral no se esperarían daños o molestias al personal.

Estabilidad atmosférica 5D:

El radio de la zona de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m^2) fue menor a un metro y no fue posible representarlo en el plano, este radio únicamente afectaría el *riser* de perforación.

El radio correspondiente al límite inferior de la zona de alto riesgo por daño a equipos (12.5 kW/m^2) se extendió 30 m sobre el *moonpool*, alcanzando el cuarto de bombas hidráulicas de BOP y de desviador de flujo hacia babor.

El radio de la zona de alto riesgo (5 kW/m^2) se extendió 44 m sobre el *moonpool*, el cuarto de bombas hidráulicas de BOP y de desviador de flujo hacia babor, la zona de contenedores de recortes de perforación hacia estribor, pero sin alcanzar el cuarto de bombas de fluidos de perforación hacia proa.

Finalmente, el radio de la zona de amortiguamiento se extendió 78 m sobre la zona central del buque de perforación desde la estantería del *riser* hasta la proa, pasando sobre el *moonpool*, el cuarto de bombas de fluidos de perforación y el hospital, sin alcanzar la zona de camarotes hacia proa.

Los daños al personal y equipos para los diferentes umbrales serían los mismos que se discutieron anteriormente para estabilidad 2F.

Estabilidad atmosférica 10D:

El radio del límite superior de la zona de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m^2) se extendió 23 m desde el punto de liberación hasta el límite del *moonpool* hacia la proa. Dada la velocidad y dirección del viento para esta estabilidad atmosférica, este umbral tuvo mayor alcance que para 2F y 5D pudiendo tener mayor interacción con el personal que se encuentre alrededor del *moonpool* en el piso de perforación, en donde se podría presentar la muerte del personal expuesto.

El radio del límite inferior de la zona de alto riesgo a equipos (12.5 kW/m^2) se extendió 35 m sobre el *moonpool*, los contenedores de recortes de perforación hacia estribor, el cuarto de bombas hidráulicas para el BOP y desviador de flujo hacia babor, sin alcanzar el cuarto de bombas de fluidos de perforación hacia proa.



El radio de la zona de alto riesgo (5 kW/m^2) se extendió 50 m sobre el *moonpool*, los contenedores de recortes de perforación hacia estribor, el cuarto de bombas hidráulicas para el BOP y de desviador de flujo hacia babor, alcanzando parcialmente el cuarto de bombas de fluidos de perforación hacia proa.

El radio de la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendió 79 m sobre la zona central del buque de perforación desde la estantería del *riser* hasta la proa, pasando por el *moonpool*, los contenedores de recortes de perforación hacia estribor, el cuarto de bombas hidráulicas para el BOP y de desviador de flujo hacia babor, la zona de resguardo del BOP y LMRP, el cuarto de bombas de fluidos de perforación y alcanzando parcialmente el hospital, pero sin alcanzar la zona de camarotes.

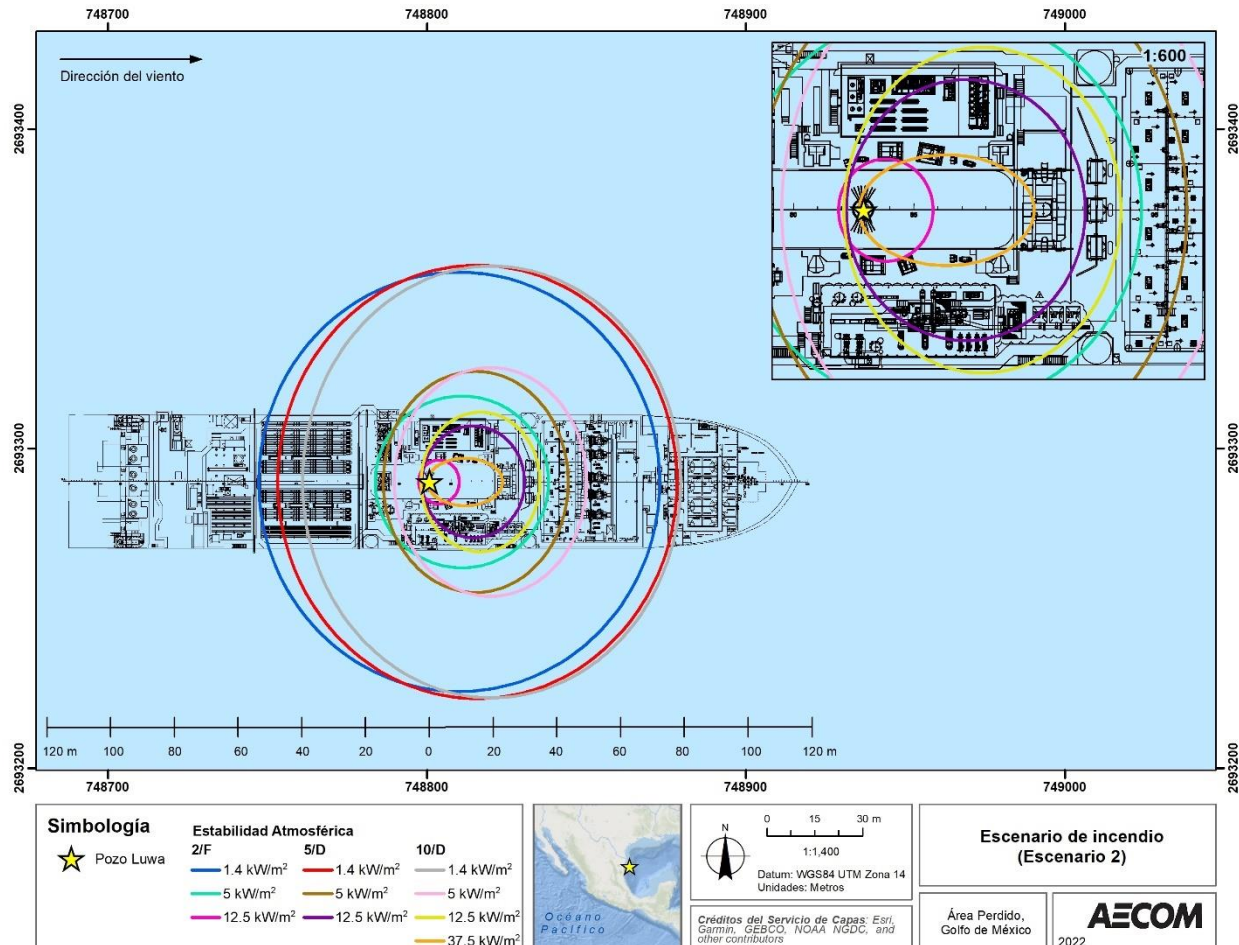


Figura 2-6. E1: Diagramas de pétalos para incendio (E2) sobre la cubierta inferior del *Maersk Voyager*.

Fuente: AECOM, 2022.

2.1.4.3 E3: Dispersión de H₂S por liberación de hidrocarburos por manifestación de pozo

Dadas las condiciones del yacimiento previstas por Shell, no se espera la presencia de H₂S en el yacimiento, por lo cual, no se obtuvieron resultados para el escenario dispersión tóxica.



2.2 Zonas potenciales de afectación por liberación no controlada de hidrocarburos al mar

En esta sección se presentan los resultados de la modelación numérica de la liberación no controlada de hidrocarburos elaborado por RPS Ocean Science (de aquí en adelante, RPS) en representación de Shell, evaluando la trayectoria y destino de los eventos potenciales de liberación no controlada de hidrocarburos debido a un hipotético reventón de pozo en el lecho marino en la posición del Pozo Luwa.

La modelación de las posibles trayectorias de una liberación no controlada de hidrocarburos fue conducida para evaluar la probabilidad acumulada de la posible huella de los hidrocarburos por medio de un conjunto de trayectorias (modelo estocástico), y los potenciales efectos asociados con los diferentes escenarios, dependiendo de las condiciones metoceanicas.

Es importante señalar que los resultados que se presentan en esta sección corresponden a una aproximación probabilística de la presencia de hidrocarburos en el Golfo de México, más no representan una predicción de un potencial incidente futuro. No obstante, esta aproximación contempla la variabilidad de las condiciones metoceanicas y, por lo tanto, es una herramienta estandarizada para apoyar la planificación de la respuesta inmediata ante un potencial derrame de hidrocarburos, a partir de la identificación de las áreas sensibles de riesgo y el tiempo estimado que se tardaría el hidrocarburo en arribar a ellas, si no hubiera una intervención para controlar la fuente o responder al derrame.

Justificación de 30 y 13 días de modelación

La modelación de la trayectoria del derrame de hidrocarburos presentada en este ERA, comprende dos periodos de liberación: 30 días y 13 días de liberación continua en el lecho marino. Se considera que la simulación de 30 días utilizada en este reporte proporciona información suficiente para la planificación de respuesta inmediata que permitirá concentrar los esfuerzos, en un corto plazo, en las áreas sensibles de riesgo identificadas. Esto se debe a que, durante este periodo, es posible identificar las áreas sensibles con mayor probabilidad de ser afectadas en el Golfo de México. Este estándar de 30 días es utilizado por Shell en otros países de América, como Estados Unidos, Canadá, Colombia, Brasil y Guyana Francesa.

No obstante, ante un incidente real, los protocolos de respuesta establecen que la planificación de respuesta a corto y mediano plazo, se deben basar en los resultados de una nueva modelación numérica de tipo determinística (trayectorias individuales). Dicha modelación debe contemplar los datos reales recopilados durante el incidente, tales como la tasa del flujo de liberación y la composición del hidrocarburo, así como condiciones metoceanicas en tiempo real para estimar con mayor precisión, por medio de pronósticos inmediatos y de corta duración, la posible trayectoria del hidrocarburo. Adicionalmente, las trayectorias del modelo determinístico deben corregirse regularmente por medio de la observación en tiempo real de la trayectoria de la huella de hidrocarburos. De esta manera, el equipo de respuesta debe trabajar de manera integral para obtener datos y predicciones precisas del derrame y así actualizar el plan de respuesta (ver **Capítulo 3, Sección 3.1.3** para mayores detalles acerca de la planificación de respuesta e incidente real). Durante un evento real, habrá acciones de respuesta continuas trabajando junto con la dispersión natural del crudo (p. ej. evaporación y biodegradación) para reducir el volumen de crudo en la superficie. Por lo tanto, las trayectorias de 30 días evaluadas durante este análisis sobreestiman la dispersión del crudo y, por ello, se consideran como conservadoras.

Otro aspecto importante que debe considerarse acerca del periodo de los 30 días es que los modelos de planificación pudieran perder precisión con el tiempo debido a la incertidumbre de la predicción meteorológica, por lo que la ejecución durante un periodo más largo podría reducir la confiabilidad de los resultados para su uso en planificación de largo plazo.

Adicionalmente a este periodo, los 13 días de liberación continua considerados en este reporte, corresponden al periodo de tiempo necesario para desplegar el sistema o el equipo de contención de pozo (*capping stack*), el cual taponará el pozo e interrumpirá el flujo de hidrocarburos. El tiempo de implementación del *capping stack* se describe en el **Capítulo 3, Sección 3.1.3.2.3**



En el **Capítulo 3, Sección 3.1.3.1.3** se describen algunas consideraciones de respuesta ante derrames, en donde se discuten las estrategias de acciones y decisiones a tomar en caso de un incidente real.

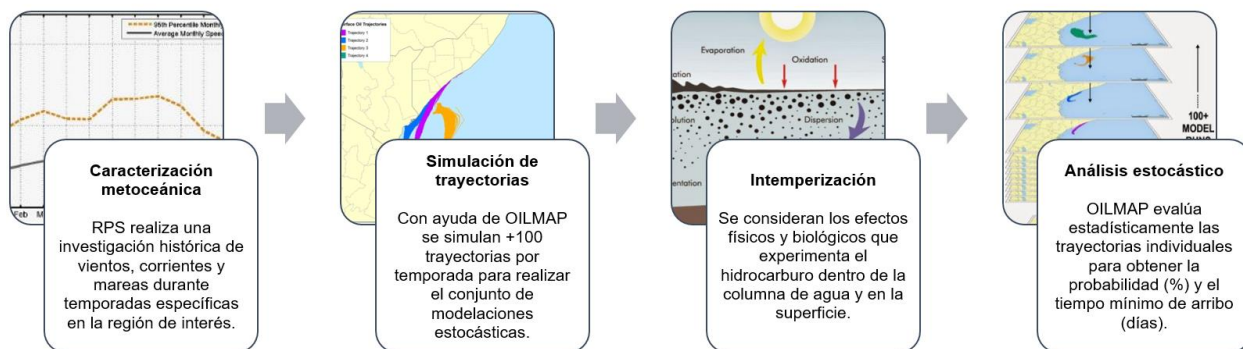
Las siguientes secciones describen los detalles de la modelación (p. ej. datos meteoceánicos, umbral de espesor de la capa de crudo, configuración del modelo y los escenarios modelados), seguidos por los resultados del modelo con especial atención en áreas sensibles como RMP, SPM y ANP, entre otros. Los resultados del modelo se presentan como tablas de probabilidad acumulativa de la presencia de hidrocarburo en la superficie del mar y la probabilidad de arribo de este a la línea de costa (**Capítulo 5, Anexo 5.5**).

2.2.1 Software de simulación OILMAP

La modelación realizada por RPS, se llevó a cabo con el software de modelación de liberación de hidrocarburos OILMAP. Esta es una herramienta utilizada mundialmente por gobiernos y compañías del sector energético para la planificación de contingencia y respuesta a derrames de hidrocarburos con el fin de predecir el movimiento de hidrocarburo derramado (RPS-ASA, 2020).

La primera fase de la simulación, llevada a cabo por el módulo OILMAP-Deep, correspondió a la determinación de la geometría de la pluma de hidrocarburos y la formación de gotas (*droplets*) de este en la columna de agua, para lo cual, se utilizó una velocidad de descarga definida en conjunto con las características del crudo liberado (p. ej. GOR) y las condiciones oceanográficas de fondo. Esta parte de la modelación se le conoce como modelo de campo cercano o *near-field model*. La segunda fase, realizada por el módulo general de OILMAP, consistió en la simulación de la trayectoria del hidrocarburo en la capa superficial del océano una vez que este ha dejado la pluma para estimar su probabilidad de presencia y tiempos mínimos de arribo, tanto en la superficie marina como en la zona costera del Golfo de México. Esta fase se conoce como modelo de campo lejano o *far-field model*. Para ello, se utilizaron registros históricos de las condiciones meteoceánicas para determinar la posible trayectoria del hidrocarburo, con base en las corrientes marinas y el viento, en conjunto con las propiedades del crudo para poder estimar su intemperización. La **Figura 2-7** muestra la secuencia del proceso de simulación realizada por RPS y la **Figura 2-8** los detalles de este y sus aplicaciones más comunes.

Figura 2-7 Proceso llevado a cabo en la simulación con OILMAP.



Fuente: RPS-ASA, 2020, adaptado por AECOM, 2022.



Figura 2-8 Detalles del proceso de simulación con OILMAP y aplicaciones más comunes.

Datos de entrada	Módulo near-field	Módulo far-field	Módulos de análisis adicionales	Aplicación
<p><i>Los datos de entrada son introducidos al modelo numérico y los resultados pueden ser aplicados a situaciones reales.</i></p>				
Pronóstico meteoceánico	OILMAP Deep	OILMAP 2D	SIMAP	Respuesta, entrenamientos, simulacros y ejercicios
Datos meteoceánicos históricos	Reventón de pozo submarino	Trayectorias y destinos en la superficie del agua	Modelo de impacto biológico y disolución	Planes de respuesta
Hidrocarburo o contaminante		OILMAP 3D	RunStoch	Estudio de Riesgo e Impacto Ambiental
Batimetría		Trayectorias y destinos en/dentro de la superficie del agua	Modelo estocástico	Estudio de Daño a Recursos Naturales
Perfiles de temperatura/salinidad		OILMAP Land	AIRMAP	
Tipo de costa		Trayectorias y destinos en tierra	Modelo de dispersión atmosférica	

Fuente: RPS-ASA, 2020, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.2 Condiciones de simulación

Las suposiciones utilizadas en esta modelación consideran el WCD, sin considerar medidas de respuesta a emergencias para contener o recuperar el crudo durante los periodos establecidos. Las medidas de respuesta y de emergencia ante un evento de liberación no controlado de hidrocarburos, se describen en el **Capítulo 3** de este documento y en el Capítulo 6 de la MIA para este Proyecto. Las memorias de cálculo que contienen las entradas del modelo, capturas de pantalla, hoja de resultados y extractos de los archivos ASCII provenientes del modelo OILMAP, se presentan en el **Capítulo 5, Anexo 5.5**. Los archivos ASCII en formato digital se incluyen la carpeta llamada **“Anexo 5.5 Archivos ASCII (Formato digital)”** dentro del dispositivo de almacenamiento electrónico USB correspondiente a este ERA.

2.2.2.1 Ubicación y consideraciones

La ubicación y profundidad del punto de la liberación de hidrocarburos, correspondió a la ubicación y profundidad estimada del Pozo Luwa (**Tabla 2-11**). Las tasas de liberación en el lecho marino correspondientes a los periodos de 13 días y 30 días (**Tabla 2-12**) y los volúmenes de descarga se estimaron por parte de Shell considerando las características previstas del yacimiento como se describe en la **Sección 1.5**. La información base utilizada como insumo para la simulación de los escenarios de derrame de hidrocarburo al mar fue el estado mecánico (**Figura 1-22**) y las propiedades del hidrocarburo y del yacimiento del Pozo Luwa, los cuales, fueron estimados con datos de ingeniería básica extendida disponibles al momento de preparar las simulaciones de este ERA. Es importante mencionar que dicha información es actualizada y/o detallada durante el proceso de preparación para la perforación en AP-PG04; por lo tanto, es posible que la información de los estados mecánicos y/o detalles de las propiedades del hidrocarburo y del yacimiento presentadas en este ERA, pudieran sufrir actualizaciones.

Tabla 2-11 Ubicación del sitio de derrame modelado y características del escenario.

Nombre del Sitio	Latitud	Longitud	Tirante de agua	Profundidad objetivo del pozo	Diámetro de descarga
Pozo Luwa	24.333°	-96.547994°	1,528 m	5,517 m	10 5/8”

Fuente: Shell, 2022.



Tabla 2-12 Parámetros del escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.

Identificación del Escenario	Sitio del Reventón de Pozo	Tipo de Crudo	Evento	Descarga (bbl/día)	Duración (días)	Volumen Total Liberado (bbl)
1	Pozo Luwa	Crudo Medio del Golfo de México	Reventón de Pozo	45,000	30 días	1,350,000
2	Pozo Luwa	Crudo Medio del Golfo de México			13 días	585,000

Fuente: Shell, 2022.

2.2.2.2 Propiedades del hidrocarburo liberado

Considerando que el transporte e intemperización del hidrocarburo son dependientes de sus propiedades físicas y químicas, tales como el grado API, la viscosidad, el GOR y la temperatura, entre otros, estos valores fueron utilizados en la simulación y se muestran en la **Tabla 2-13**. Estos valores se ingresan al modelo de derrames, el cual los utiliza para encontrar un análogo con propiedades similares dentro de la base de datos del simulador, por lo tanto, en la **Tabla 2-13**, se muestran los datos proporcionados por Shell y por el análogo del simulador. Cabe aclarar que este es un Proyecto en fase exploratoria, por lo que aún no se tienen con precisión las propiedades del crudo presente en el yacimiento, los valores que se muestran a continuación son una aproximación de las propiedades de hidrocarburos análogos y, por lo tanto, estos pudieran variar al momento de un descubrimiento. En el **Capítulo 5, Anexo 5.5**, se presenta el recorte de pantalla de las propiedades y composición del hidrocarburo introducidas al modelo OILMAP.

Tabla 2-13 Propiedades del crudo utilizado en el escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.

Fuente	Nombre del crudo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API	GOR (scf/bbl)	Temperatura en yacimiento (°C)	Viscosidad (cP) @ 25°C	Tensión superficial (dina/cm)
Shell	Crudo medio del Golfo	0.89	28	665	60	21.6	-
Análogo OILMAP	Crudo medio del Golfo	0.88	27.6	665	60	21.7	22.5

Fuente: RPS, 2022.

2.2.2.3 Condiciones metoceánicas

La trayectoria del derrame es simulada mediante un modelo estocástico que considera más de cien trayectorias individuales para cada temporada, reflejando así la variabilidad de las corrientes y los vientos regionales y estacionales. Para simular de forma precisa el destino de la liberación no controlada de hidrocarburos en el océano, fue necesaria una evaluación extensa de las condiciones metoceánicas, ya que las corrientes marinas y el arrastre del viento son los principales agentes forzantes que controlan su destino.

Como se mencionó en la **Sección 1.2.2.1.6**, existen dos patrones distintivos en las corrientes superficiales del océano, los cuales son consistentes e identificables en una escala de tiempo decenal. Estos periodos corresponden a la temporada de secas y de lluvias para los siguientes meses:

- Abril a septiembre: temporada de lluvias



- Octubre a marzo: temporada de secas

Para este estudio, los datos de viento se obtuvieron del Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima (CFSR, por sus siglas en inglés) del Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos para un periodo de diez años (2001-2010). Los datos de reanálisis de corrientes en el Golfo de México se recopilaron del Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano (HYCOM, por sus siglas en inglés) para el periodo de 2001 a 2010, proveniente del Laboratorio Naval de Investigación de los Estados Unidos (Halliwell, 2004). La circulación forzada por mareas se obtuvo a partir del modelo HYDROMAP desarrollado por RPS.

2.2.2.4 Umbral de espesor de la capa de crudo

Se utilizaron dos umbrales de espesor de la capa de crudo en las modelaciones para determinar cuándo la probabilidad de afloramiento en la superficie marina y de arribo a la línea de costa se vuelve “significativa”. Se debe considerar que todos los resultados descritos en esta sección rebasan los umbrales de espesor de hidrocarburos definidos a partir de sus efectos en la flora y fauna marina con base en resultados de publicaciones científicas arbitradas (**Tabla 2-14**).

Tabla 2-14 Umbrales de espesor de hidrocarburos utilizados en la modelación.

Presencia de hidrocarburos	En la superficie del mar	En la línea de costa
Umbral	0.01 mm / 10.0 μ m	0.1 mm / 100.0 μ m
Justificación	Se observan efectos letales en aves marinas en este umbral. Impactos subletales a mamíferos marinos, tortugas marinas y parches de sargazo flotantes.	Este espesor proporciona un umbral en donde pueden ser detectados impactos potenciales ecológicos en la flora y fauna costera (impactos letales a invertebrados intermareales en sustratos sólidos y en sedimentos, y efectos letales para aves en la línea costera).
Apariencia visual	El crudo fresco con este espesor corresponde a una capa marrón oscuro o con brillo metálico.	Puede aparecer como una capa negra y opaca.
Referencias	French-McCay <i>et al.</i> , 1996; French-McCay <i>et al.</i> , 2009 (con base en la revisión de Engelhardt 1983, Clark 1984, Geraci y St. Aubin 1988, y Jenssen 1994 en los efectos de hidrocarburos en aves acuáticas y mamíferos marinos); French McCay <i>et al.</i> , 2011; French McCay <i>et al.</i> , 2012; French McCay, 2016	French <i>et al.</i> , 1996; French-McCay, 2009; French McCay <i>et al.</i> , 2011; French McCay <i>et al.</i> , 2012; French McCay, 2016

Fuente: RPS, 2022.

2.2.3 Resultados de la simulación

Los resultados de las simulaciones estocásticas que se presentan a continuación incorporan la variabilidad temporal y espacial de los parámetros meteoceánicos, proporcionando un entendimiento general de las posibles trayectorias de los hidrocarburos liberados y su potencial distribución en el Golfo de México, sin considerar medidas de respuesta a emergencias para contener o recuperar el crudo durante los periodos establecidos. Los resultados asumen el peor escenario de derrame estimado para el Pozo Luwa, con una tasa de liberación de 45,000 bbl/d, persistiendo durante 13 y 30 días (revisar introducción de la **Sección 0** para mayores detalles acerca de los periodos de liberación).

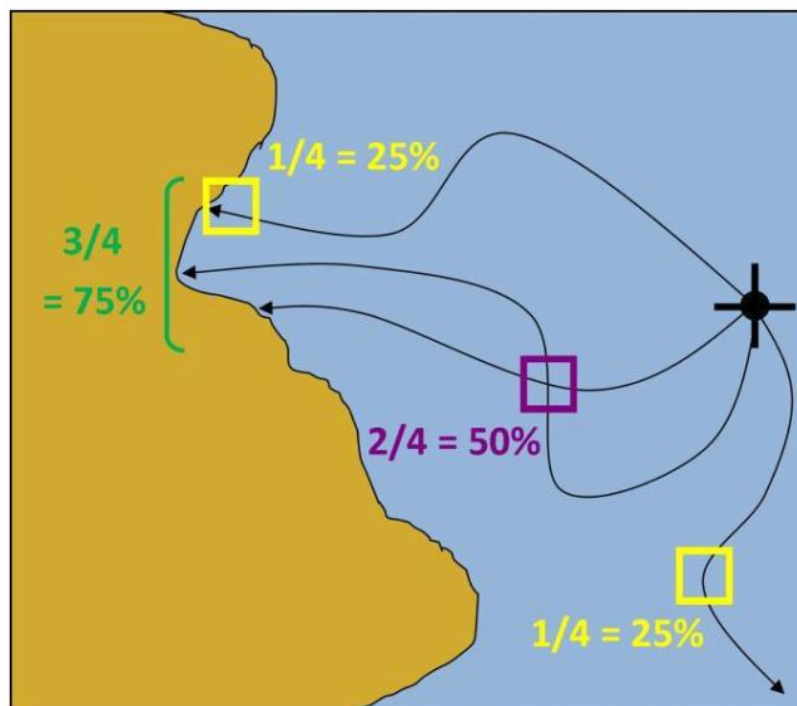
Para poder obtener una variabilidad representativa de las condiciones de viento y las corrientes marinas dentro del reanálisis de 10 años, se seleccionaron dos trayectorias por mes para el análisis estocástico de la liberación en el lecho marino. Esto corresponde a un total de 241 trayectorias individuales, con 121 trayectorias para la temporada de lluvias y 120 trayectorias para la temporada de secas. Posteriormente, se generaron los mapas estocásticos sobreponiendo todas las trayectorias individuales para mostrar las



huellas de probabilidad del hidrocarburo y se identificó el tiempo que les toma a estas trayectorias arribar a alguna costa, denominado como tiempo mínimo de arribo. El resultado de la modelación estocástica no representa la extensión de los eventos individuales de la liberación de los hidrocarburos (los cuales serían considerablemente menores), sino que proporciona un entendimiento de la variabilidad acumulativa de las trayectorias para cada temporada, para ser posteriormente utilizado para optimizar un plan de respuesta a emergencias. La probabilidad mínima del 5% utilizada en este documento, está alineada con el límite de probabilidad de la Agencia Canadiense de Evaluación Ambiental para proyectos costa afuera equivalentes según la Ley Canadiense de Evaluación Ambiental (IAAC, 2017).

Es importante aclarar que la probabilidad acumulada en la superficie marina depende del número de trayectorias que cruzan una misma área, sin embargo, estas trayectorias pueden alejarse entre sí después de cruzarse o incluso viajar de forma paralela hasta impactar un cierto segmento de línea de costa (**Figura 2-9**). De esta manera, es posible observar presencia de hidrocarburos en la línea de costa sin necesariamente observar presencia de este en la superficie marina cercana a dicha costa, ya que el menor rango de probabilidad de presencia es mayor al 5%, por lo tanto, los contornos de probabilidad (< 5%) no son visibles en los mapas de probabilidad. En el **Capítulo 5, Anexo 5.5**, se presentan los recortes de pantalla de los resultados estocásticos y los archivos de coordenadas y tiempos de arribo de las trayectorias individuales de 13 y 30 (archivos .SHP) obtenidos directamente del modelo OILMAP.

Figura 2-9. Explicación del modelo estocástico en OILMAP.



Nota: las probabilidades de presencia en la superficie marina se presentan en morado y amarillo mientras que las probabilidades de presencia en la línea de costa se presentan en verde (segmento).

Fuente: RPS, 2022.

2.2.3.1 E4: Derrame de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo

Los resultados del modelo OILMAP para una liberación no controlada de hidrocarburos se presentan en términos de:

- **Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar y en la línea de costa:** Estos mapas muestran las áreas donde habría cierta probabilidad de que el hidrocarburo se presente en la superficie del mar y en la línea de costa, y la probabilidad asociada al arribo del crudo basada en el análisis de trayectorias conjuntas (simulación estocástica). El mapa no implica que toda el área



contorneada será cubierta por el hidrocarburo bajo las suposiciones del escenario. El mapa tampoco proporciona ninguna información de la cantidad de hidrocarburo en un área específica.

- **Tiempos mínimos de arribo:** Este mapa ilustra el tiempo mínimo de arribo requerido para que el hidrocarburo llegue a cualquier punto dentro de esta huella de contornos de probabilidad. Estos resultados también están basados en un análisis conjunto de trayectorias.
- Con base en lo anterior, la organización de los resultados del modelo OILMAP se presenta de la siguiente manera:
- **Tiempo de descarga de 13 días:** para temporada de secas y temporada de lluvias con un volumen total liberado de 585,000 bbl de crudo medio (**Figura 2-11 a Figura 2-14**)
- **Tiempo de descarga de 30 días:** para la temporada de secas y temporada de lluvias con un volumen total liberado de 1,350,000 bbl de crudo medio (**Figura 2-15 a Figura 2-18**).
- **Áreas sensibles:** Considerando la ubicación del Proyecto y los resultados del modelo OILMAP, se seleccionaron siete tipos de áreas sensibles para el análisis de presencia de hidrocarburos tanto en la superficie marina como en su línea de costa:
 - Regiones Marinas Prioritarias (RMP)
 - Sitios Prioritarios Marinos (SPM)
 - Áreas Naturales Protegidas (ANP)
 - Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar)
 - Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICA)
 - Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)
 - Regiones Terrestres Prioritarias (RTP)

Considerando la ubicación del Proyecto y los resultados del modelo OILMAP, el listado completo de áreas sensibles consideradas para el análisis de presencia de hidrocarburos tanto en la superficie marina como en la línea de costa se enlistan en la **Tabla 2-15** y se muestran en la **Figura 2-10**.

Tabla 2-15. Áreas sensibles consideradas.

ID	Área sensible	ID	Área sensible
RMP – Regiones Marinas Prioritarias		RHP- Regiones Hidrológico Prioritarias	
1	Fosa Segsbee	26	Cenotes de Aldama
2	Giro Tamaulipeco	27	Río Bravo Internacional
3	La Pesca-Rancho Nuevo	28	Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan
4	Laguna Madre	29	Los Tuxtlas
5	Laguna San Andrés	30	Río San Fernando
6	Laguna Verde-Antón Lizardo	31	Río Tecolutla
7	Los Tuxtlas	ANP – Áreas Naturales Protegidas	
8	Pueblo Viejo-Tamiahua	32	Laguna Madre y Delta del Río Bravo
9	Sistema Lagunar de Alvarado	33	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan
10	Tecolutla	34	Sistema Arrecifal Veracruzano
SPM – Sitios Marinos Prioritarios		35	Los Tuxtlas
11	Laguna Madre	36	Playa de Rancho Nuevo
12	Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	AICA – Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves	
13	Arrecife Profundo de Cabo Rojo	37	Laguna Madre
14	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	38	Centro de Veracruz
15	Humedales Costeros del Río Tecolutla - Bajos del Negro	39	Delta del Río Bravo
16	Sistema Arrecifal Veracruzano	40	Desembocadura del Río Soto la Marina

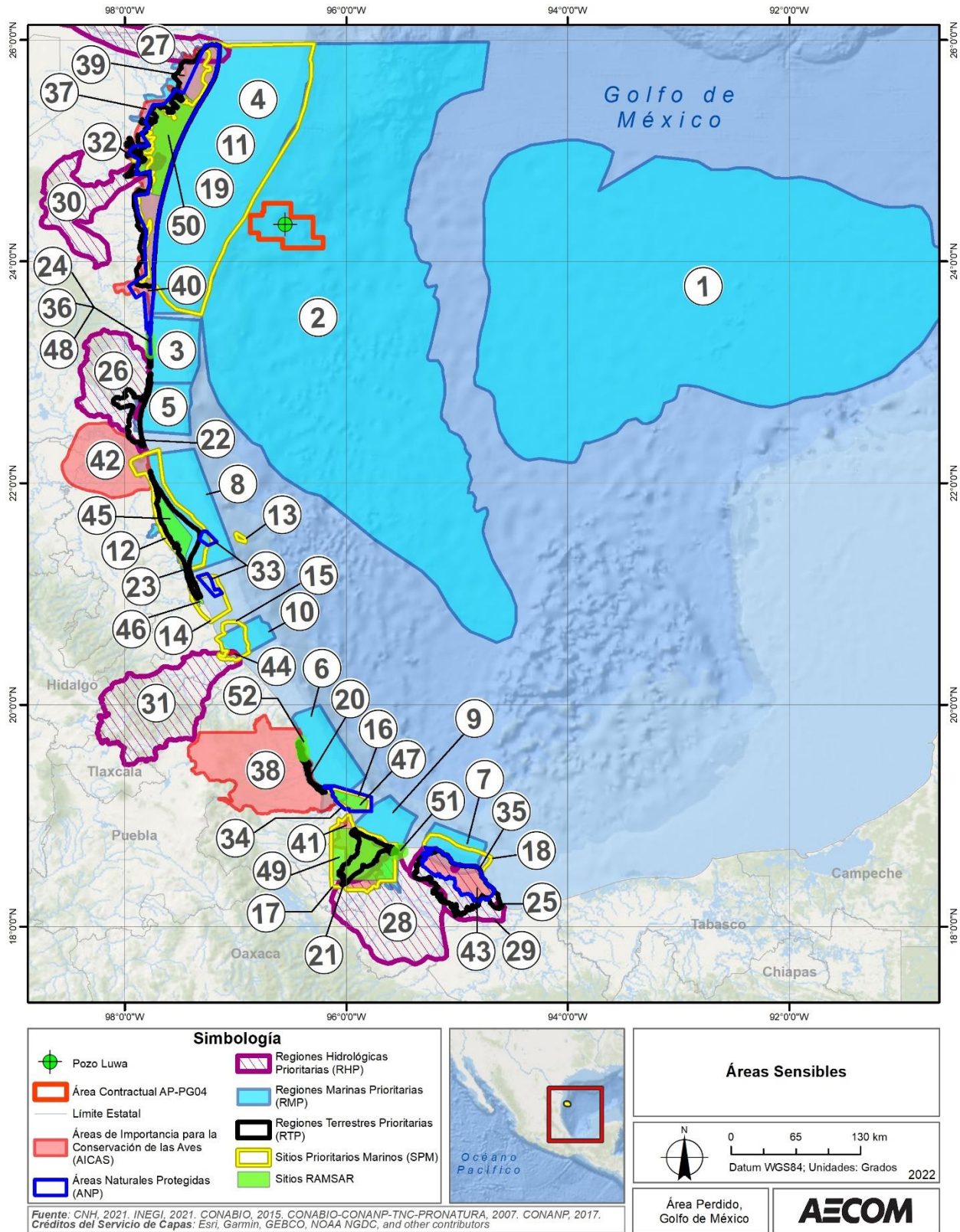


ID	Área sensible	ID	Área sensible
17	Sistema Lagunar de Alvarado	41	Humedales de Alvarado
18	Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	42	Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz
RTP – Regiones Terrestres Prioritarias		43	Los Tuxtlas
19	Laguna Madre	44	Tecolutla
20	Dunas costeras del centro de Veracruz	Ramsar	
21	Humedales del Papaloapan	45	Laguna de Tamiahua
22	Laguna de San Andrés	46	Manglares y Humedales de Tuxpan
23	Laguna de Tamiahua	47	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano
24	Rancho Nuevo	48	Playa Tortuguera Rancho Nuevo
25	Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	49	Sistema Lagunar Alvarado
		50	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre
		51	Humedales de la Laguna La Popotera
		52	La Mancha y el Llano

Fuente: AECOM, 2022.



Figura 2-10 Áreas sensibles seleccionadas para la descripción de los resultados de probabilidad y tiempos de arribo del modelo OILMAP.

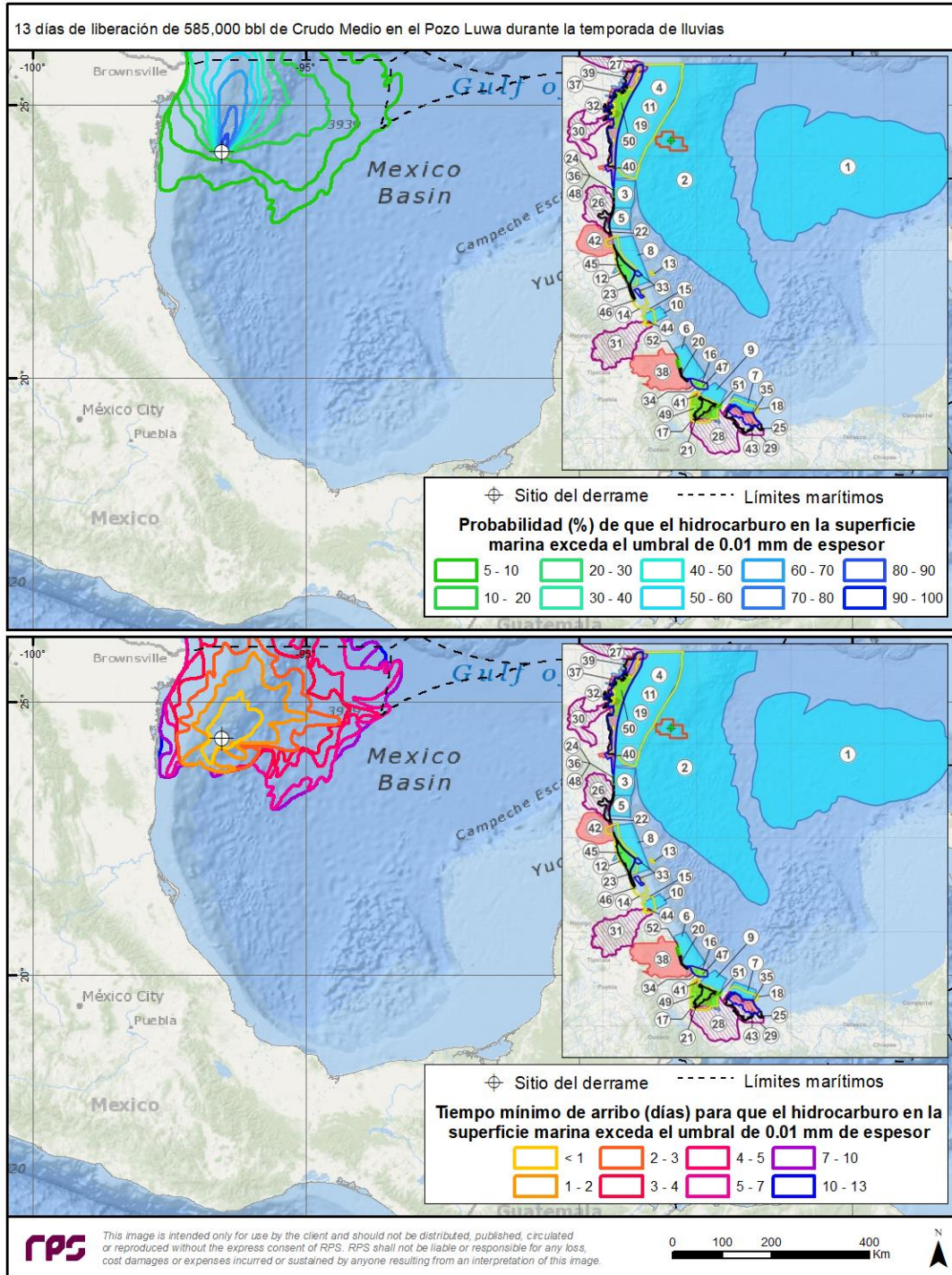


Fuente: AECOM, 2022.



2.2.3.1.1 Tiempo de descarga de 13 días

Figura 2-11. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 585,000 bbl de crudo medio).

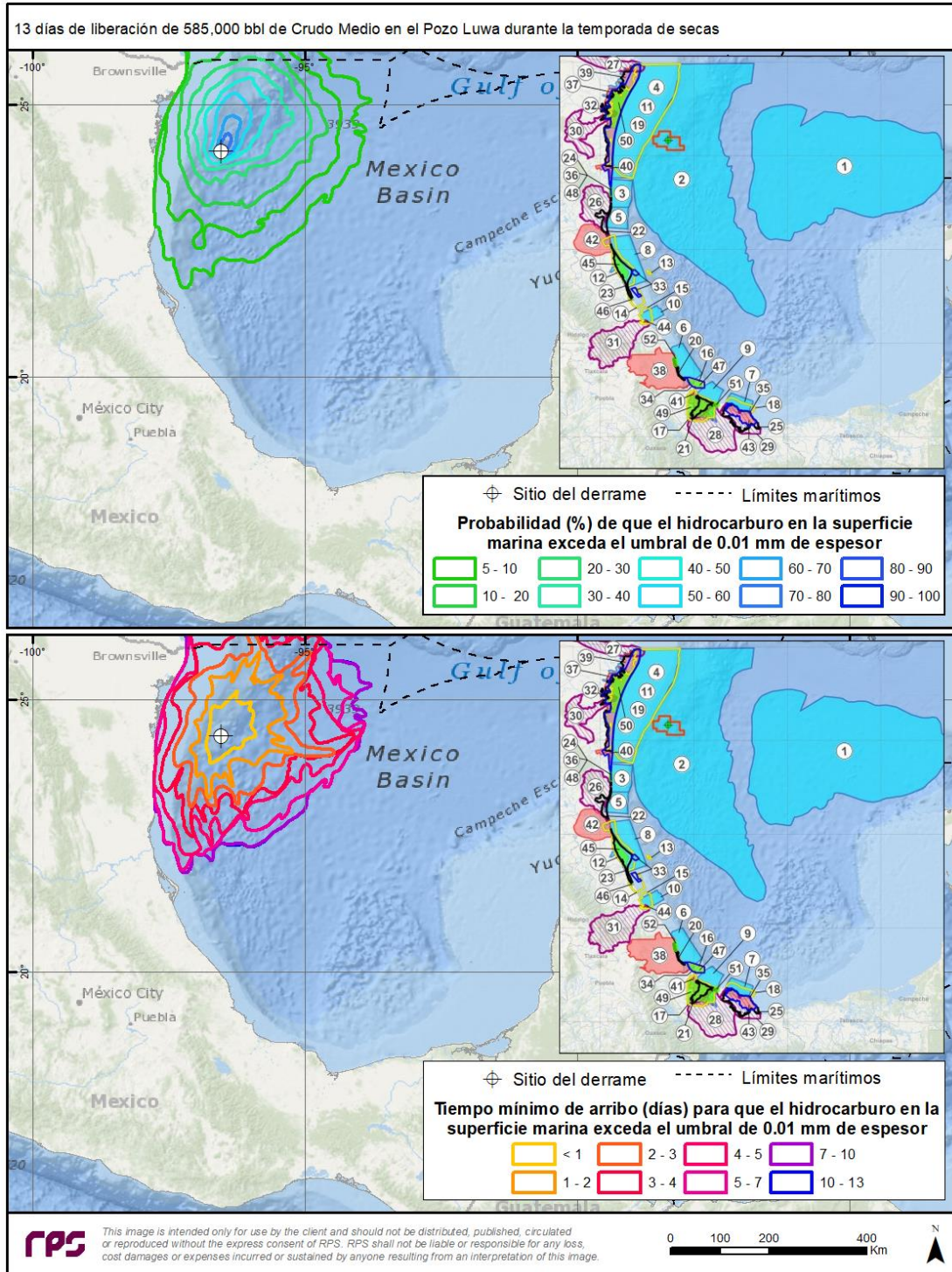


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



Figura 2-12. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 585,000 bbl de crudo medio).

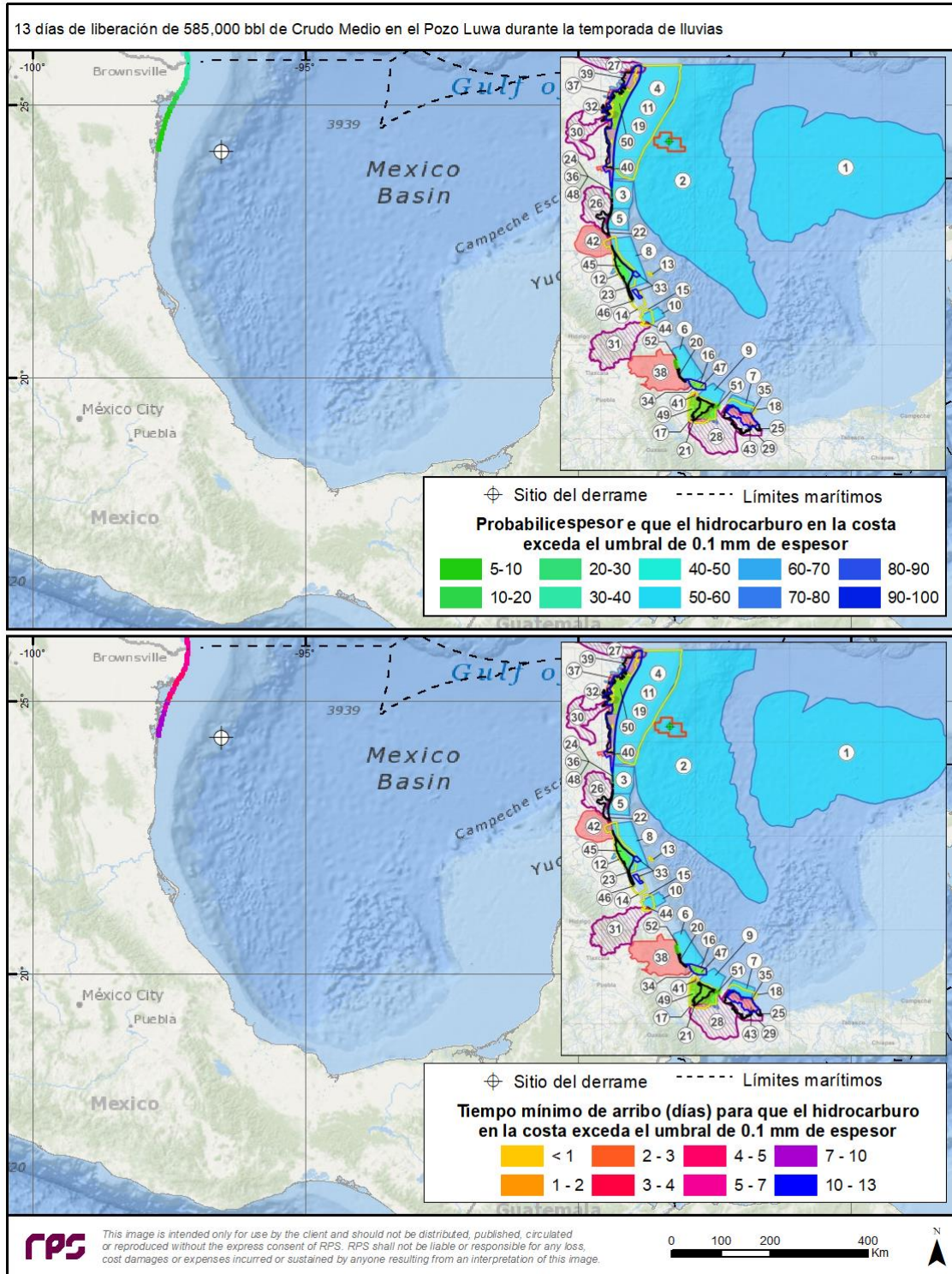


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 μ m). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



Figura 2-13. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (13 días / 585,000 bbl de crudo medio).

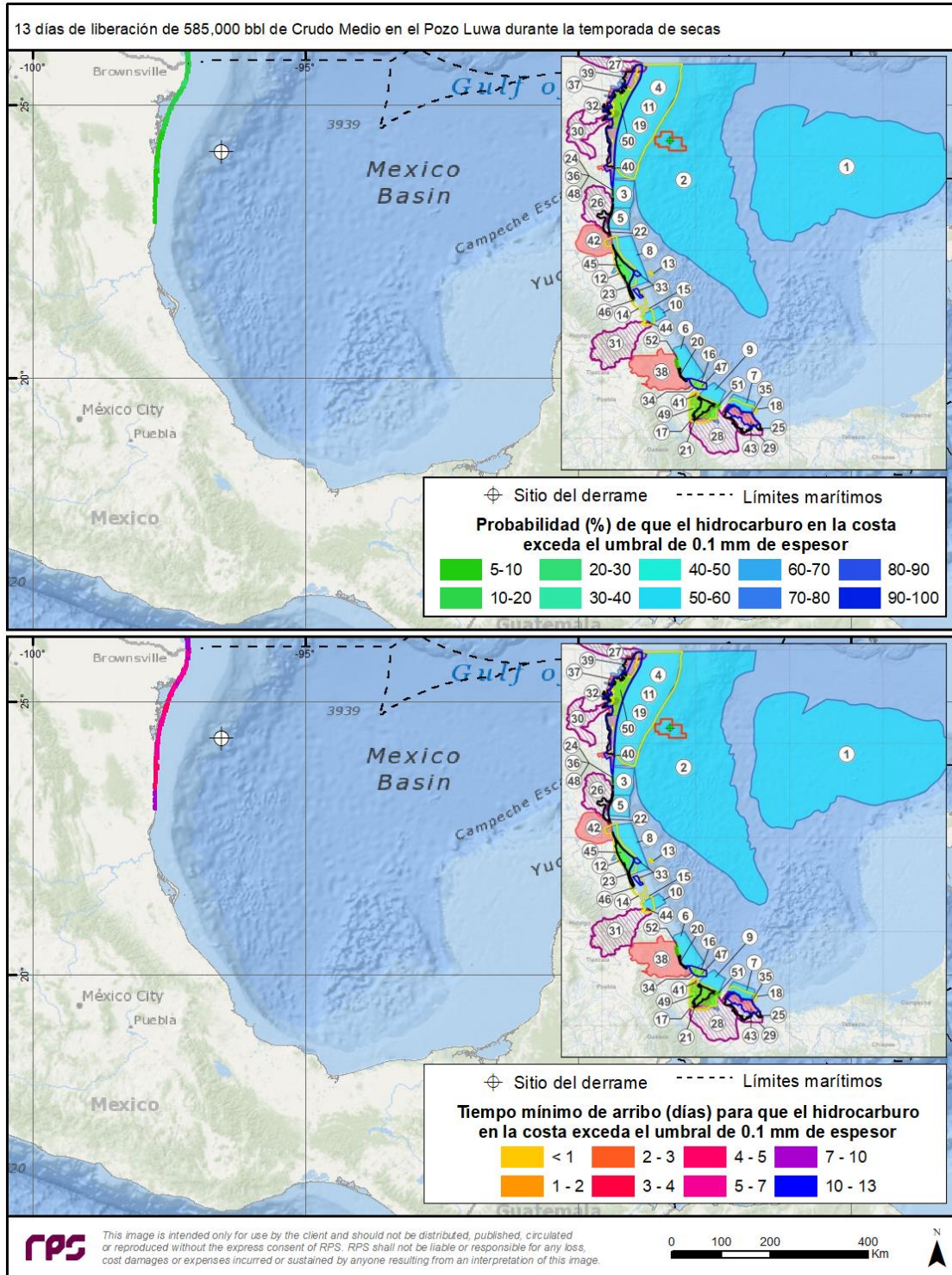


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



Figura 2-14. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (13 días / 585,000 bbl de crudo medio).



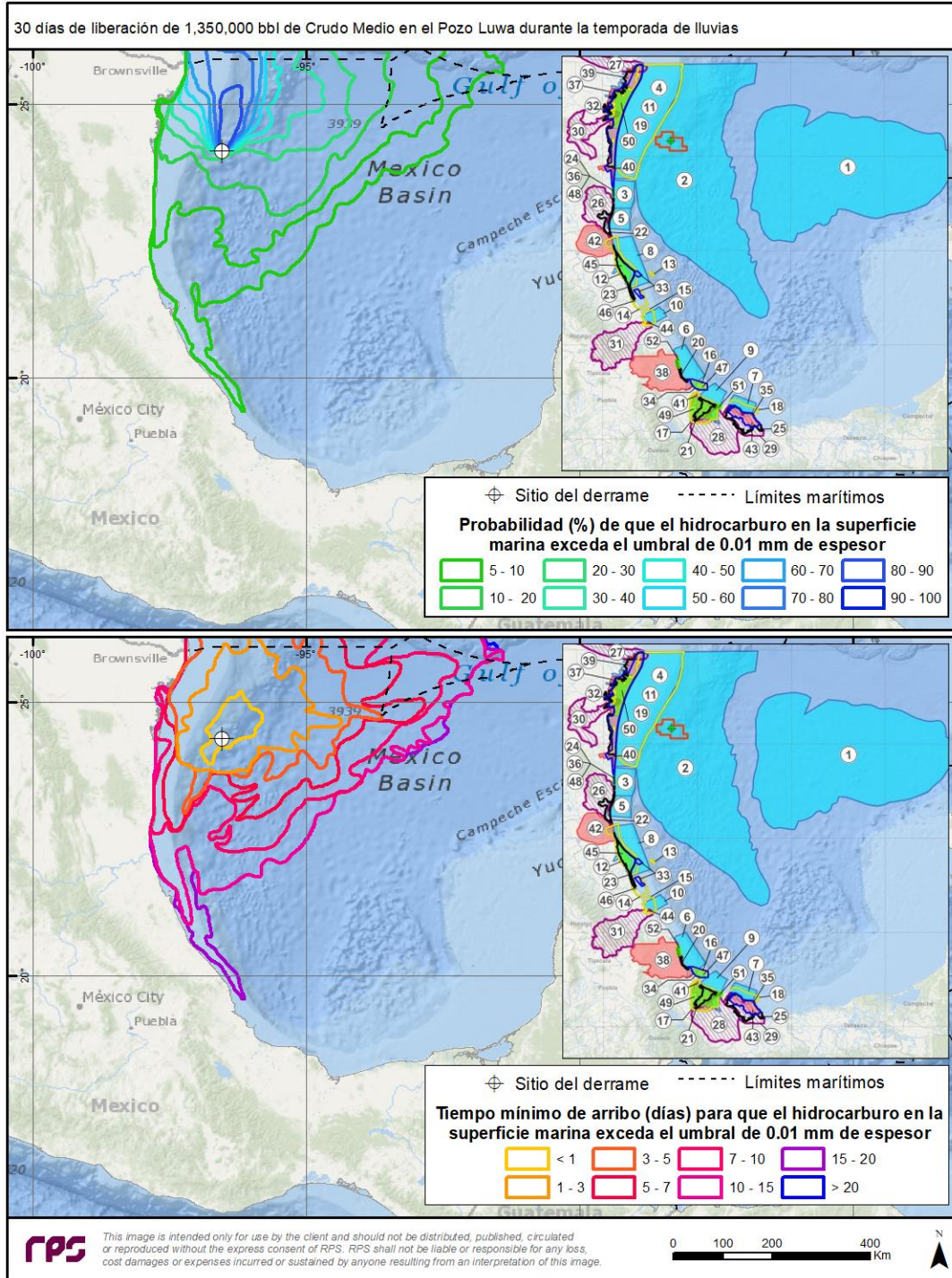
Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



2.2.3.1.2 Tiempo de descarga de 30 días

Figura 2-15. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio).

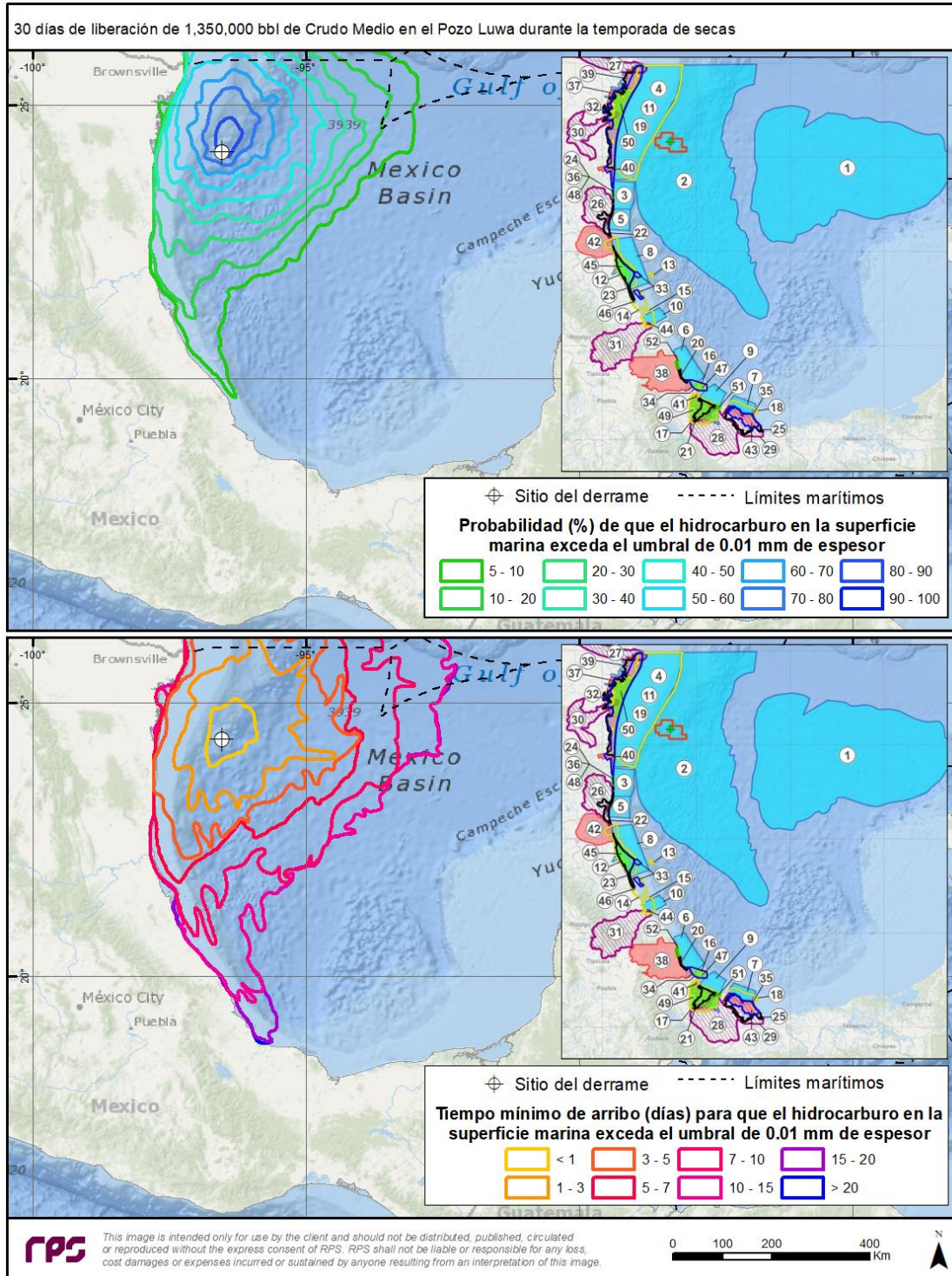


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



Figura 2-16. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio).

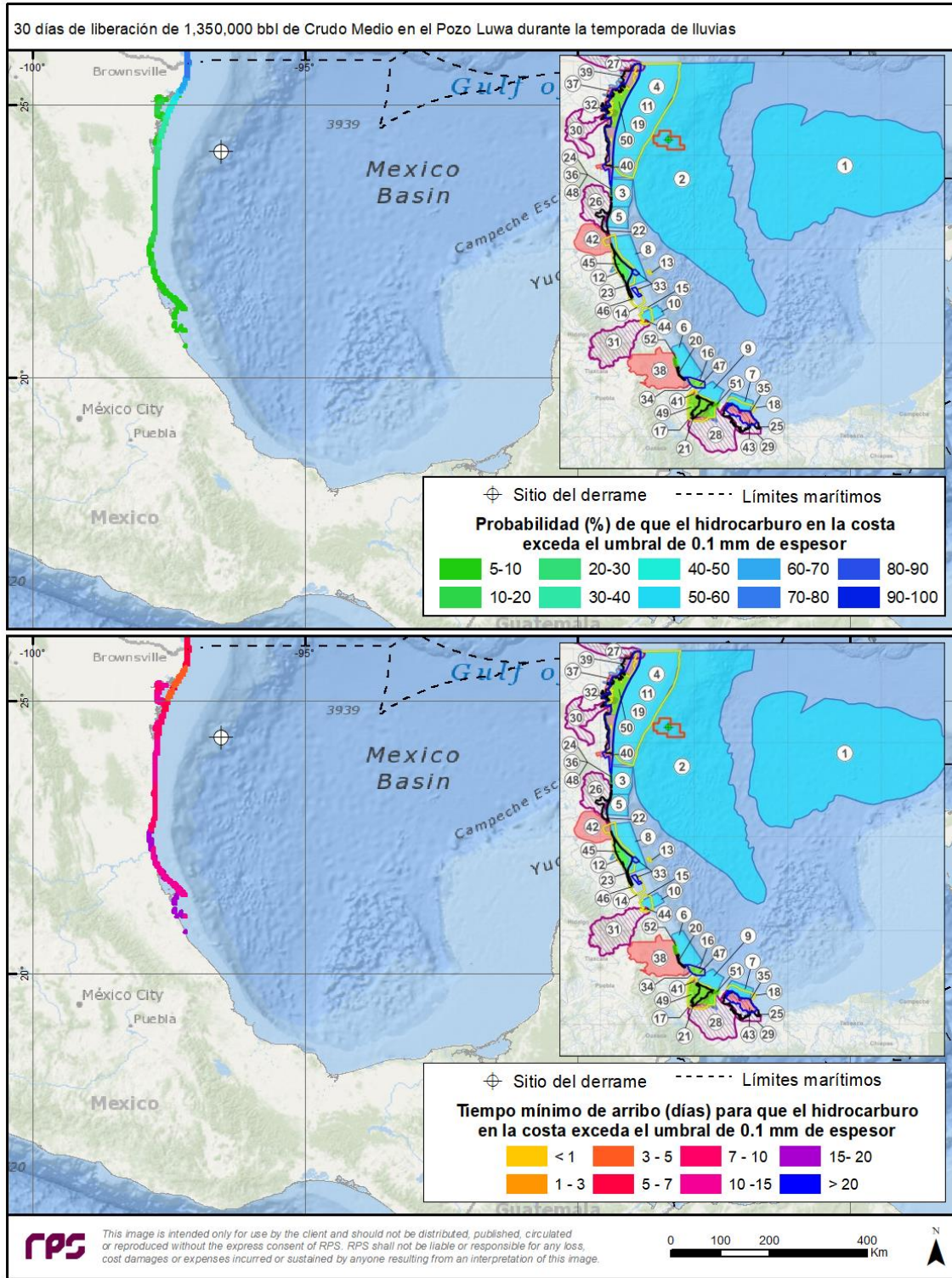


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



Figura 2-17. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio).

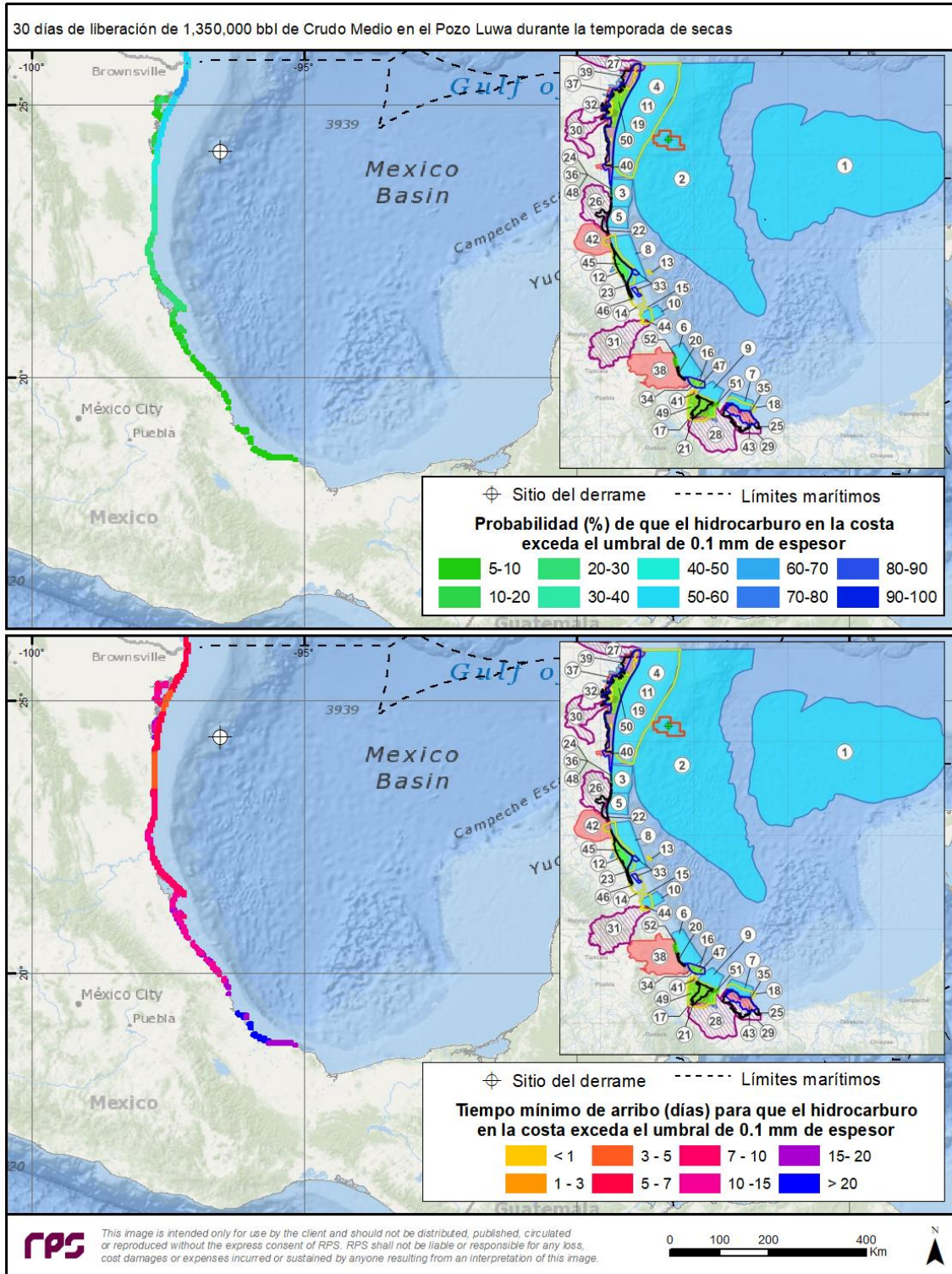


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



Figura 2-18. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Luwa. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la línea de costa (30 días / 1,350,000 bbl de crudo medio).



Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm). La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-15**.

Fuente: RPS, 2022, AECOM, 2022.



Con base en los resultados estocásticos, a continuación, se describe cada escenario:

Resultados estocásticos de la temporada de lluvias:

- Durante esta temporada y para un periodo de liberación de 13 días, los contornos de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina se extendieron principalmente hacia el norte del punto de liberación. Se obtuvieron probabilidades de presencia de hidrocarburo del 80% a 100% dentro de los primeros 150 km al nor-noreste desde punto de liberación, con tiempos de arribo menores a dos días. Existe una probabilidad entre el 5% y el 70% de que el hidrocarburo deje aguas nacionales hacia Estados Unidos con tiempos de arribo de dos a 13 días. Los contornos de hidrocarburo en la superficie marina también se extendieron hacia el oeste, aproximándose al estado de Tamaulipas con probabilidades del 5% al 40% y con tiempos de arribo de cuatro a 13 días (**Figura 2-11**). Para esta temporada y para un periodo de liberación de 13 días, se obtuvieron resultados del 5% al 40% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la línea costera de Tamaulipas (aproximadamente 116 km al noroeste del Pozo), con tiempos de arribo de cuatro a 10 días (**Figura 2-13**).
- Para una liberación de 30 días, la orientación de los contornos en la superficie marina con altas probabilidades (mayores al 50%), se extendieron principalmente hacia el norte. Un rango de bajas probabilidades (entre el 5% y el 40%) se extendieron hacia el sur del punto de liberación. Debido a que el periodo de liberación fue mayor, estos fueron más extensos que para el caso de 13 días, y abarcaron, la frontera con Estados Unidos, con probabilidades desde 5% hasta el 90% y con tiempos de arribo menores a tres días; el estado de Tamaulipas, con probabilidades del 5% al 70% y tiempos de arribo menores entre tres y siete días; el estado de Veracruz, con probabilidades de 5% a 10% y tiempos de arribo de 10 a 20 días. En una extensión de aproximadamente 130 km al norte desde el punto de liberación, la probabilidad de presencia fue del 90% al 100%, con un tiempo de arribo menor a tres días (**Figura 2-15**). Los contornos de probabilidad sobre la línea de costa se extendieron desde la frontera con Estados Unidos (70 al 80%) con tiempos de arribo mayores a cinco días, extendiéndose sobre la línea costera de Tamaulipas (5% al 70%) con tiempos de arribo mayores a tres días; y hacia Veracruz (5% al 10%) con tiempos de arribo mayores a 10 días (**Figura 2-17**).

Resultados estocásticos de la temporada de secas:

- En el caso de una liberación de 13 días, los contornos de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina se extendieron al noreste del punto de liberación. Se obtuvieron probabilidades de presencia entre 70% al 100% a aproximadamente 100 km al noreste del punto de liberación, con tiempos de arribo menores a dos días. Existe una probabilidad entre el 5% y el 40% de que el hidrocarburo deje aguas nacionales hacia Estados Unidos con tiempos de arribo de tres a 10 días. Los contornos de hidrocarburo en la superficie marina también se extendieron hacia el oeste aproximándose al estado de Tamaulipas con probabilidades del 5% y tiempos de arribo entre cinco y 10 días (**Figura 2-12**). Para esta temporada y para un periodo de liberación de 13 días, se observó la presencia de hidrocarburos sobre la línea de costa desde la frontera con Estados Unidos hasta el sur del estado de Tamaulipas (pero sin llegar al estado de Veracruz) con tiempos de arribo entre cuatro y 10 días. La probabilidad de que el hidrocarburo alcance costas estadounidenses fue del 5% al 10% con tiempos de arribo mayores a siete días, y se extendieron hasta la línea costera de Tamaulipas con probabilidades del 5% al 10% con tiempos mínimos de arribo mayores a cuatro días (**Figura 2-14**).
- Para una liberación de 30 días, la orientación de los contornos en la superficie marina con mayores probabilidades (70% al 100%) fue principalmente hacia el nor-noreste, con un rango de probabilidades menores (5% al 60%) que se extendieron hacia el sur del punto de liberación. Debido a que el periodo de liberación fue mayor, estos fueron más extensos que para el caso de 13 días, y abarcaron, la frontera con Estados Unidos, con probabilidades desde 5% hasta el 70% y con tiempos de arribo menores a tres días; el estado de Tamaulipas, con probabilidades del 5% al 60% y tiempos de arribo menores a cinco días; el estado de Veracruz, con probabilidades de 5% a 20% y tiempos de arribo mayores a 10 días. En una extensión de aproximadamente 150 km al norte desde el punto de liberación, la probabilidad de presencia fue del 80% al 100%, con un tiempo de arribo menor a tres días (**Figura 2-16**). En lo que respecta a la línea de costa, se observó una probabilidad de presencia



del 10% al 70% en Tamaulipas con tiempos de arribo entre tres y 20 días. Por otra parte, en Veracruz, se presentaron probabilidades de entre 5% y 30%, con tiempos de arribo mayores a siete días (**Figura 2-18**).

En la **Tabla 2-16** se presenta un resumen de las áreas sensibles que, a partir de una simulación de liberación no controlada de hidrocarburos durante 30 días, mostraron probabilidades de presencia de hidrocarburos mayores al 5% en su línea de costa durante la temporada de secas y de lluvias. A cada área sensible se le agregó su clasificación de tipo de costa en función a la base de datos del Servicio Geológico Mexicano (SGM, 2002, 2004a, 2004c, 2004b, 2008). Adicionalmente, se presenta la extensión de la línea de costa que presentó el rango de probabilidad de presencia de hidrocarburo más elevado en cada área y en negritas, las probabilidades más altas del grupo de áreas sensibles. Cabe aclarar que debido a que algunas áreas sensibles con diferentes designaciones pueden sobreponerse, algunas extensiones de costa pueden ser compartidas.

Para elaborar la clasificación de la línea de costa, se utilizó la información contenida en las cartas geológico-mineras 1:250,000 del Servicio Geológico Mexicano. Las cartas contienen la clasificación del territorio en unidades geológicas y la descripción de estas. Dentro de la clasificación se incluyeron costas de arena gruesa y fina, costas rocosas y costas con desarrollo antropogénico (escolleras, puertos, diques, malecones, etc.).

La clasificación tiene las siguientes limitantes y/o consideraciones:

- La escala de las cartas geológicas es 1:250,000, por lo tanto, el proceso de clasificación se realizó con a la misma escala. Únicamente se trabajó a escala 1:50,000 las secciones donde se clasificaron desarrollos antropogénicos y costas rocosas.
- A partir de imágenes aéreas se hizo una revisión de los posibles ecosistemas costeros (como manglares, pantanos, humedales, etc.) que se encuentran adyacentes a la línea de costa para incluirlos en la clasificación; sin embargo, durante la revisión se observó que todos los ecosistemas de este tipo están separados por playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso o desarrollo antropogénico y es por eso que en la **Tabla 2-16** se muestran estas clasificaciones, las cuales, deben interpretarse como la barrera entre el medio marino y el ecosistema sensible



Tabla 2-16. Extensiones de las zonas costeras con probabilidades de presencia de hidrocarburo en una simulación de 30 días de liberación continua durante el periodo de secas y lluvias.

No.	Nombre	Clasificación de línea de costa	Extensión (km) Secas	Probabilidad (%) Secas	Extensión (km) Lluvias	Probabilidad (%) Lluvias
RMP						
1	Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	52.46	60 a 70	30.07	70 a 80
2	La Pesca Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	52.67	30 a 40	66.31	10 a 20
3	Laguna San Andrés	Playas de arena de grano grueso	4.68	30 a 40	27.06	10 a 20
4	Pueblo Viejo Tamiahua	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, roca e isla	79.2	20 a 30	145.79	5 a 10
5	Tecolutla	Playas de arena de grano grueso	29.69	5 a 10		
6	Laguna Verde Antón Lizardo	Roca, playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino y desarrollo antropogénico	107.71	5 a 10		
7	Sist. Lagunar de Alvarado	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino	55.37	5 a 10		
8	Los Tuxtlas	Roca y playas de arena de grano grueso	21.44	5 a 10		
SPM						
9	Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	52.46	60 a 70	30.07	70 a 80
10	Humedales Costeros del Sur de Tamaulipas	Playas de arena de grano grueso	10.27	20 a 30	11.41	5 a 10
11	Lagunas Pueblo Viejo a Tamiahua	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, isla, roca,	79.22	20 a 30	152.84	5 a 10
12	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	Playas de arena de grano grueso e isla	22.93	10 a 20	27.91	5 a 10
13	Humedales Costeros del Río Tecolutla a Bajos del Negro	Playas de arena de grano grueso	29.58	5 a 10		
14	Humedales Costeros del centro de Veracruz	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, roca	37.79	5 a 10		
15	Sistema Arrecifal Veracruzano	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, desarrollo antropogénico	45.73	5 a 10		
16	Sistema Lagunar de Alvarado	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino	62.48	5 a 10		
17	Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino, roca	18.19	5 a 10		
RTP						
18	Laguna Madre	Playas de arena de grano fino	52.46	60 a 70	30.07	70 a 80
19	Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	30.77	30 a 40	44.41	10 a 20
20	Laguna de San Andrés	Playas de arena de grano grueso	14.18	30 a 40	41.90	10 a 20
21	Laguna de Tamiahua	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, isla	39.71	20 a 30	154.32	5 a 10
22	Dunas costeras del centro de Veracruz	Playas de arena de grano fino	21.12	5 a 10		
23	Humedales del Papaloapan	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino	42.60	5 a 10		
24	Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión	Playas de arena de grano fino	3.06	5 a 10		
RHP						
25	Río Bravo Internacional	Playas de arena de grano grueso	0.77	60 a 70	19.08	70 a 80
26	Cenotes de Aldama	Playas de arena de grano grueso	15.07	30 a 40	41.90	10 a 20
27	Río San Fernando	Playas de arena de grano grueso	15.00	50 a 60	15.00	30 a 40
28	Río Tecolutla	Playas de arena de grano grueso	9.49	5 a 10		



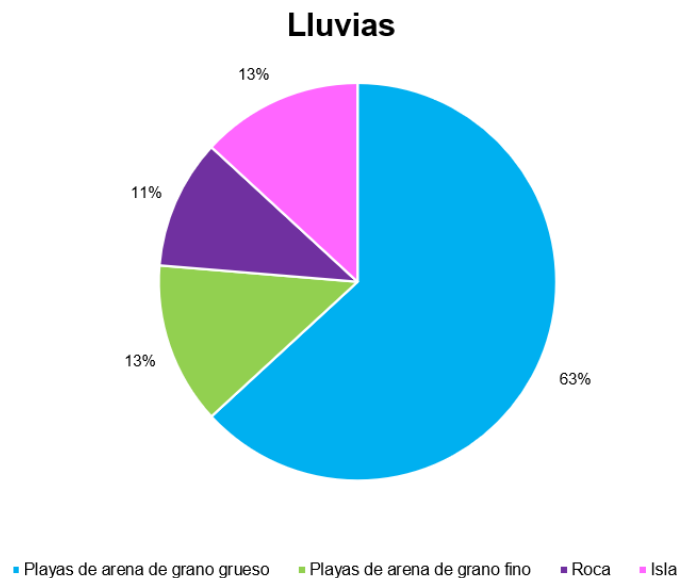
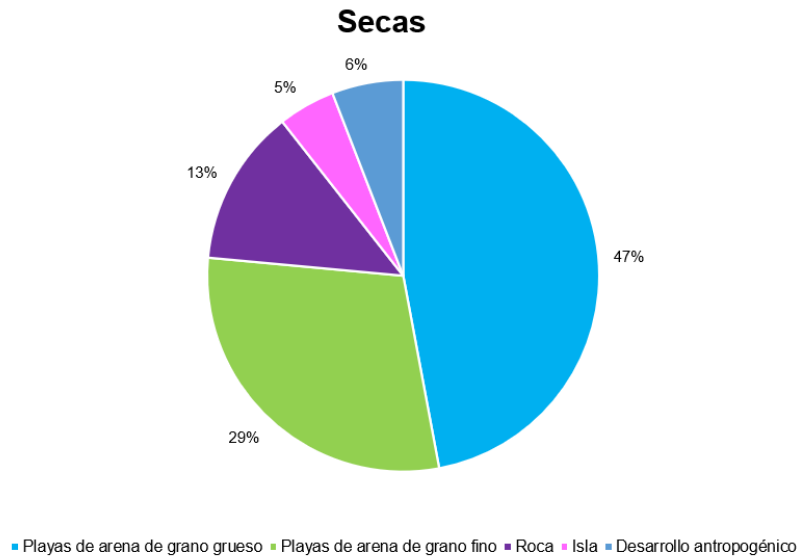
No.	Nombre	Clasificación de línea de costa	Extensión (km) Secas	Probabilidad (%) Secas	Extensión (km) Lluvias	Probabilidad (%) Lluvias
29	Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	Playas de arena de grano grueso	29.90	5 a 10		
30	Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino, roca	20.58	5 a 10		
AICA						
31	Delta del Río Bravo	Playas de arena de grano grueso	52.46	60 a 70	30.07	70 a 80
32	Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	0.50	60 a 70	7.10	50 a 60
33	Desembocadura del Río Soto la Marina	Playas de arena de grano grueso	2.76	40 a 50	29.97	10 a 20
34	Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, roca	45.28	20 a 30	50.95	5 a 10
35	Centro de Veracruz	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, roca, desarrollo antropogénico	92.95	5 a 10		
36	Humedales de Alvarado	Playas de arena de grano fino y arena de grano grueso	69.52	5 a 10		
37	Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino, roca	18.8	5 a 10		
38	Tecolutla	Playas de arena de grano grueso	0.50	5 a 10		
ANP						
39	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	Playas de arena de grano grueso	52.46	60 a 70	30.07	70 a 80
40	Playa de Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	3.48	30 a 40	12.67	10 a 20
41	Sistema Arrecifal Lobos - Tuxpan	Isla	13.32	20 a 30	24.79	5 a 10
42	Sistema Arrecifal Veracruzano	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, desarrollo antropogénico	67.11	5 a 10		
43	Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino, roca	18.95	5 a 10		
Sitio Ramsar						
44	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	2.40	60 a 70	15.01	50 a 60
45	Playa Tortuguera Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	3.29	30 a 40	15.15	10 a 20
46	Laguna de Tamiahua	Playas de arena de grano fino	5.86	20 a 30	13.42	5 a 10
47	Manglares y humedales de Tuxpan	Playas de arena de grano grueso	8.00	10 a 20	9.81	5 a 10
48	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	Playas de arena de grano grueso y de arena de grano fino, desarrollo antropogénico	46.95	5 a 10		
49	Sistema Lagunar Alvarado	Playas de arena de grano grueso	24.48	5 a 10		
50	Humedales de la Laguna La Popotera	Playas de arena de grano fino	1.94	5 a 10		
51	La Mancha y El Llano	Playas de arena de grano fino	1.83	5 a 10		

Fuente: AECOM, 2022



En la **Figura 2-19** se presenta la distribución (en porcentaje) de acuerdo a la clasificación de línea de costa analizada para cada área sensible con probabilidad de presencia de hidrocarburo para la simulación de 30 días durante ambas temporadas. La clasificación predominante en ambas temporadas correspondió a playas de arena de grano grueso.

Figura 2-19. Distribución de clasificación de línea de costa para las áreas sensibles analizadas durante una simulación de 30 días para la temporada de secas y lluvias.



Fuente: AECOM, 2022.

2.2.3.1.3 Áreas sensibles

La probabilidad de presencia y tiempo de arribo de los hidrocarburos en estas áreas se describe de manera sintetizada para cada área sensible. La información detallada se presenta en forma de tablas en el **Capítulo 5, Anexo 5.5**. Cabe señalar que un área geográfica sensible puede tener más de una designación (p.ej. un área geográfica puede ser enlistada como ANP y como AICA simultáneamente), y, por lo tanto, aparecerá en más de una tabla. En estos casos, las fronteras de los sitios varían por designación.



Los tiempos de arribo, se derivan de considerar el tiempo mínimo de arribo para cada área sensible de la totalidad de trayectorias individuales (121 trayectorias en temporada de lluvias y 120 en temporada de secas) que conforman la simulación estocástica. La probabilidad de arribo a la línea de costa es producto de la cantidad de trayectorias que tuvieron presencia en un segmento de la línea costera (superando el umbral de espesor establecido), con relación al total de corridas realizadas. Adicionalmente al tiempo mínimo de arribo (una sola trayectoria), se presenta la probabilidad de excedencia (P95), que indica que la mayor cantidad de trayectorias habrán arribado a dicha zona (**Capítulo 5, Anexo 5.5**).

Mientras que los resultados son útiles para planear los distintos escenarios de una liberación no controlada de hidrocarburos, las tablas muestran la peor consecuencia de diferentes escenarios, y no deberán ser combinados como uno solo debido a que los tiempos mínimos de arribo corresponden a diferentes trayectorias de corridas del modelo independientes.

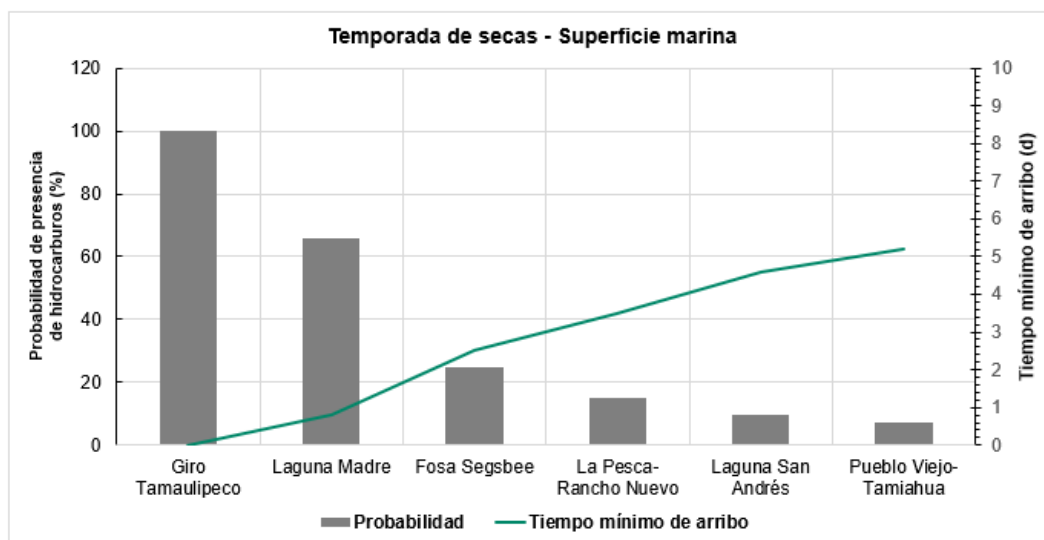
A continuación, se presenta un resumen de las probabilidades de la presencia y tiempos de arribo de hidrocarburos para las 52 áreas sensibles que mostraron presencia de hidrocarburos en su superficie o línea de costa (**Figura 2-10**). Para los casos en donde se identificaron más de tres áreas sensibles con probabilidad de presencia de hidrocarburos (en superficie marina o en línea de costa), se presenta una gráfica comparativa entre probabilidades y tiempos de arribo para facilitar la descripción y comprensión de los resultados. El compendio de tablas de todos los resultados se presenta en el **Anexo 5.5** del presente ERA.

2.2.3.1.3.1 Regiones Marinas Prioritarias (RMP)

2.2.3.1.3.1.1 13 días de liberación

Seis RMP obtuvieron resultados de presencia de hidrocarburos en superficie marina mayores al 5% durante la temporada de secas y tres durante la temporada de lluvias. En ambas temporadas, **Giro Tamaulipeco** presentó la probabilidad más altas (100%) con tiempos de arribo menores a un día. **Laguna Madre** obtuvo un 65.8 % durante la temporada de secas mientras que durante la temporada de lluvias alcanzó 77.5 % de probabilidad con tiempos de arribo menores a un día (**Figura 2-20**).

Figura 2-20. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de las RMP para 13 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

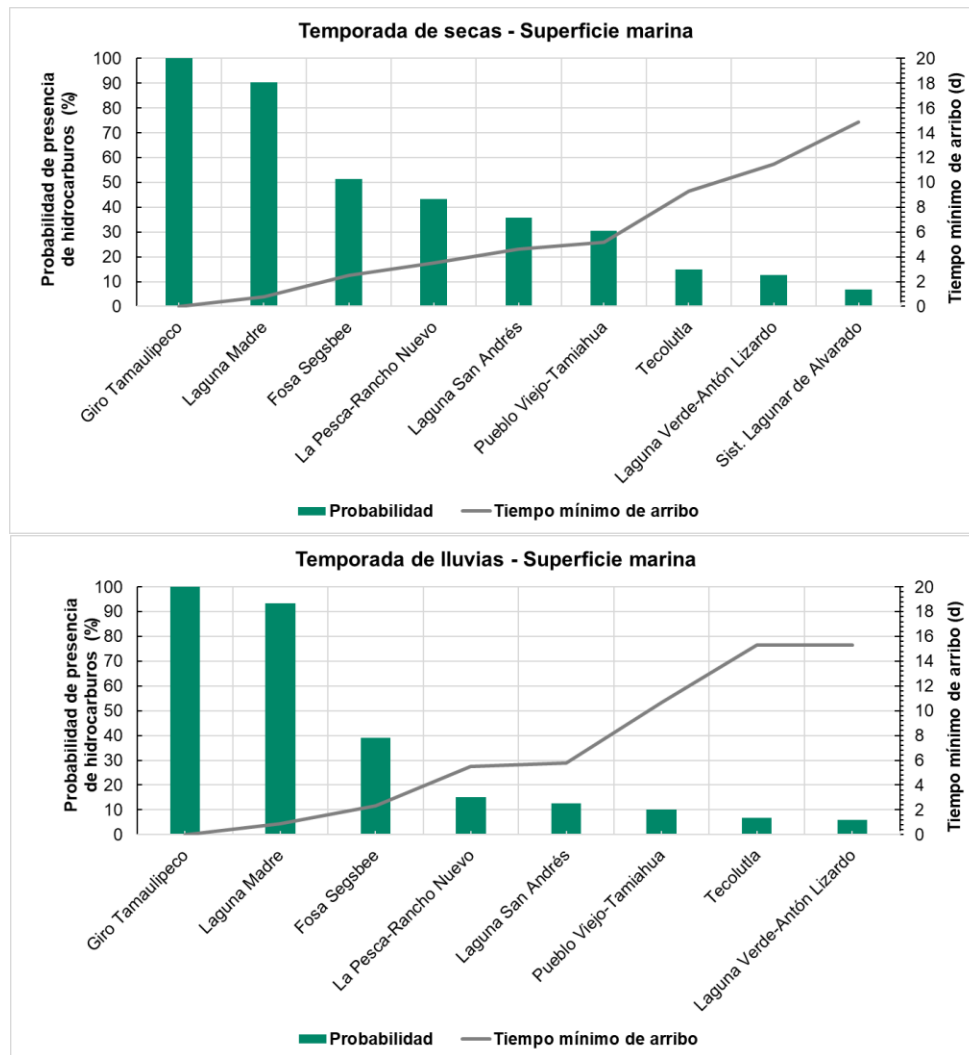
En lo que respecta a la línea de costa, solo **La Pesca-Rancho Nuevo** y **Laguna Madre** obtuvieron resultados de presencia de hidrocarburo mayores al 5% de probabilidad. Durante la temporada de lluvias, únicamente **Laguna Madre** presentó una probabilidad de presencia mayor al 5% con una probabilidad de 37.5% y un tiempo de arribo aproximado de cuatro días.



2.2.3.1.3.1.1 30 días de liberación

Para la modelación de una liberación de 30 días, nueve RMP arrojaron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburos en superficie marina mayores al 5% en la temporada de secas, mientras que este número se redujo a ocho RMP para la temporada de lluvias. Durante ambas temporadas, **Giro Tamaulipeco** presentó la probabilidad más alta (100 %) y tiempos de arribo menores a un día, seguido por **Laguna Madre** con una probabilidad aproximada del 90% y tiempos de arribo menores a un día para ambas temporadas (**Figura 2-21**).

Figura 2-21. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de las RMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias

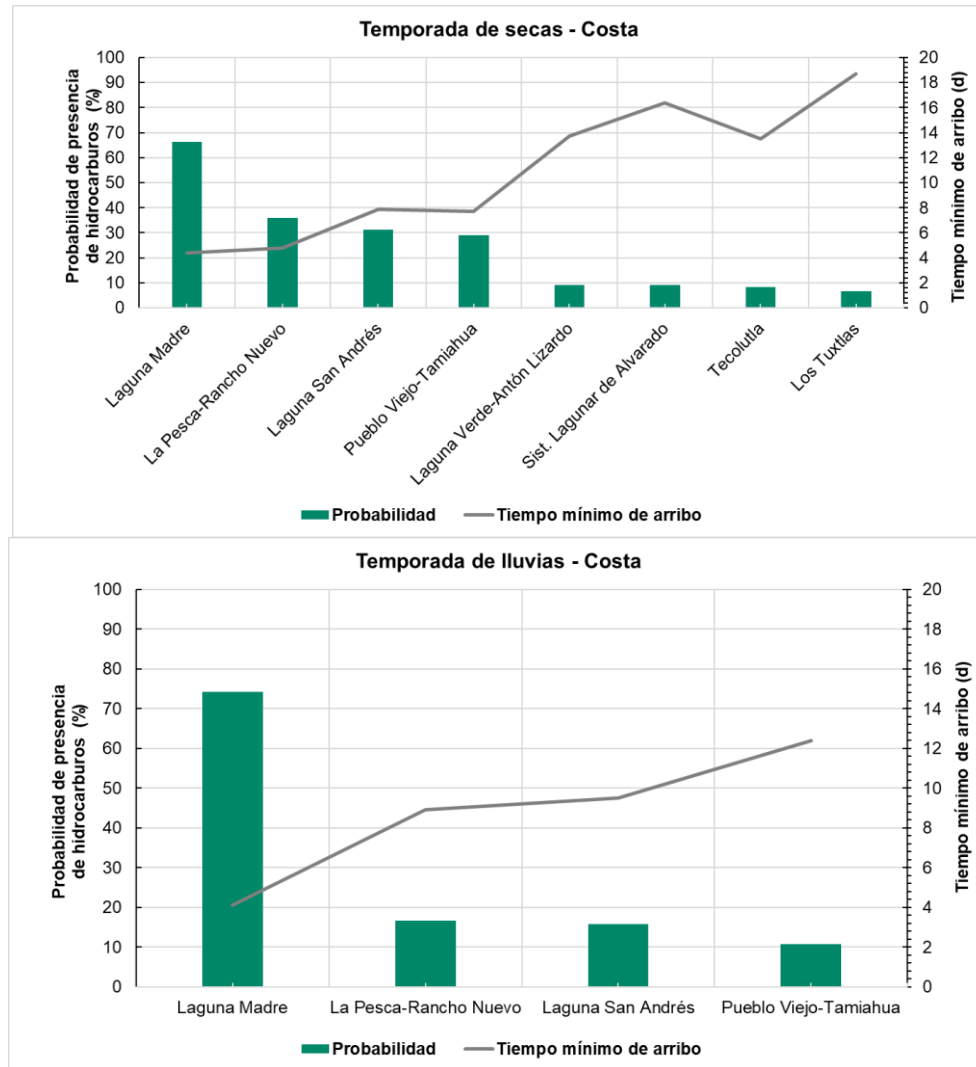


Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

Relativo a la línea de costa, 8 RMP arrojaron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburos mayores al 5% durante la temporada de secas y cuatro durante la temporada de lluvias. **Laguna Madre** presentó la probabilidad más alta en ambas temporadas (mayores al 65%) con tiempos de arribo de aproximadamente cuatro días. (**Figura 2-22**).



Figura 2-22. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las RMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias.



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.3.1.3.2 Sitios Prioritarios Marinos (SPM)

2.2.3.1.3.2.1 13 días de liberación

Durante la temporada de secas, únicamente la SPM **Laguna Madre** presentó hidrocarburos en su superficie marina, con 67.5% y un tiempo de arribo menor a un día. Durante la temporada de lluvias presentó un valor de 77.5% con un tiempo de arribo de un día.

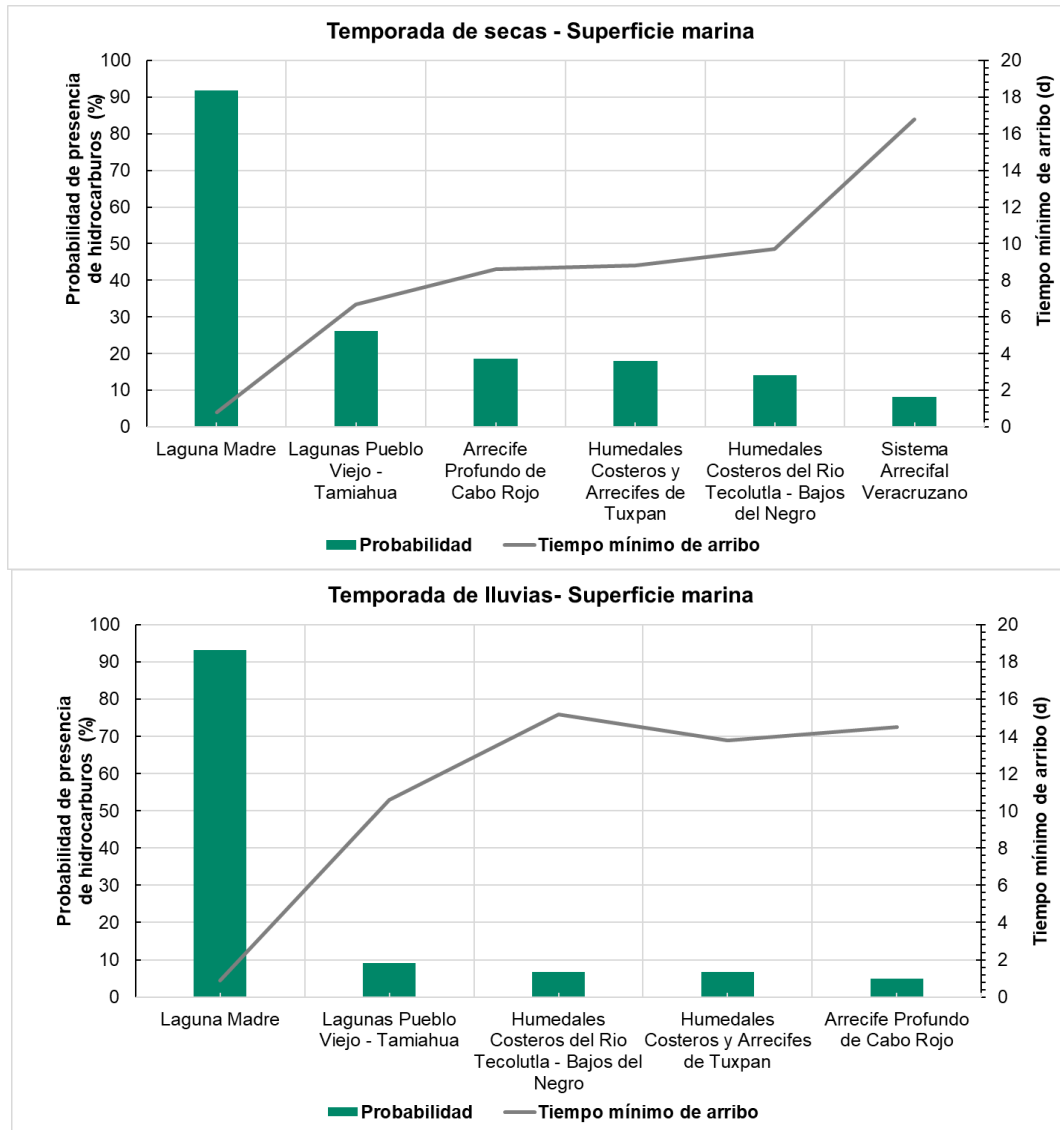
En lo que respecta a la línea de costa, esta misma SPM presentó valores de 21.1% de probabilidad de presencia de hidrocarburos durante en la temporada de secas y 37.5% durante la temporada de lluvias, con tiempos de arribo aproximados de cuatro días para ambas temporadas.

2.2.3.1.3.2.2 30 días de liberación

Durante este periodo, seis SPM presentaron hidrocarburo en su superficie durante la temporada de secas y cinco durante la temporada de lluvias. Durante ambas temporadas, **Laguna Madre** presentó la probabilidad más alta con valores mayores al 90% y tiempos de arribo menores a un día (**Figura 2-23**).



Figura 2-23. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de las SMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias.

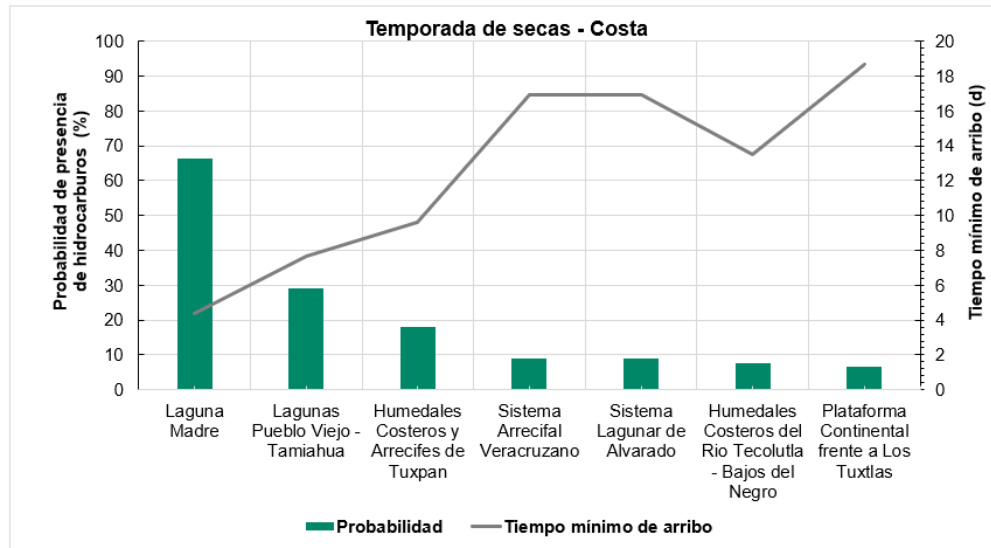


Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

Con respecto a la línea de costa, siete SMP presentaron hidrocarburo durante la temporada de secas y tres en la temporada de lluvias. En ambos casos, **Laguna Madre** obtuvo un porcentaje mayor al 60% de presencia de hidrocarburos, con tiempos de arribo de aproximadamente de 4 días. (Figura 2-24).



Figura 2-24. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las SMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas.



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.3.1.3.3 Áreas Naturales Protegidas (ANP)

2.2.3.1.3.3.1 13 días de liberación

Para este periodo de liberación, solo la **Laguna Madre y Delta del Río Bravo** obtuvo probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie marina mayores al 5%. Durante lluvias obtuvo una probabilidad de 11.4% con un tiempo de arribo aproximado a 4 días y durante secas, una probabilidad de 9.2% con un tiempo de arribo aproximado de 7 días.

Los valores obtenidos para la presencia de hidrocarburo en la línea de costa mayores de 5%, se presentaron solamente en **Laguna Madre y Delta del Río Bravo y Playa de Rancho Nuevo**. **Laguna Madre y Delta del Río Bravo** obtuvo las mayores probabilidades durante ambas temporadas con valores de 21.1% y 37.5% durante secas y lluvias, respectivamente, y con un tiempo de arribo aproximado de 4 días para ambas temporadas.

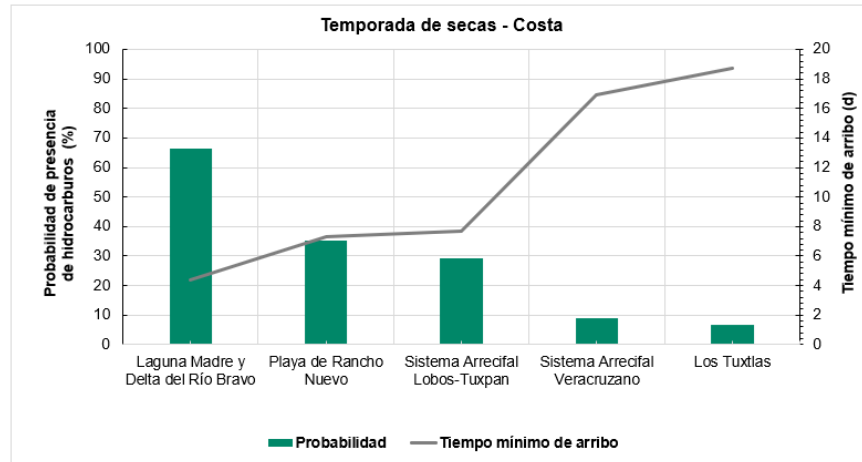
2.2.3.1.3.3.2 30 días de liberación

Respecto a este periodo de liberación, únicamente tres ANP presentaron hidrocarburos en su superficie (**Laguna Madre y Delta del Río Bravo, Sistema Arrecifal de Lobos-Tuxpan y Sistema Arrecifal Veracruzano**); ninguna de ellas sobrepasó el 50 % de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina para ambas temporadas, siendo la **Laguna Madre y Delta del Río Bravo** la que tuvo la mayor probabilidad (47.8% temporada de secas y 38.3% temporada de lluvias) y tiempos de arribo aproximados a cuatro días para ambas temporadas.

En cuanto a la presencia de hidrocarburo en la línea de costa, cinco ANP obtuvieron resultados mayores al 5% durante la temporada de secas y tres durante la temporada de lluvias. Al igual que para la presencia en superficie marina, **Laguna Madre y Delta del Río Bravo** obtuvo las probabilidades más altas con 66.4% y 74.2% para las temporadas de secas y lluvias, respectivamente, y con tiempos de arribo aproximados a cuatro días en ambas temporadas. Esta ANP fue seguida por la **Playa de Rancho Nuevo** con probabilidades de presencia de hidrocarburos en las temporadas de secas y lluvias de 35.1% y 16.7%, respectivamente, y con tiempos de arribo entre siete y nueve días (Figura 2-25).



Figura 2-25. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las ANP para 30 días de liberación durante la temporada de secas.



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.3.1.3.4 Sitios Ramsar

2.2.3.1.3.4.1 13 días de liberación

Para este periodo de liberación, solamente **Playa Tortuguera Rancho Nuevo** y **Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre** presentaron probabilidades de presencia de hidrocarburo en su superficie mayores al 5%, siendo **Área de Protección de Flora y Fauna (APFF) Laguna Madre** la que presentó mayores probabilidades con 11.4% y 9.2% para secas y lluvias, respectivamente y con tiempos de arribo entre 4 y 7 días.

Los mismos sitios Ramsar presentaron probabilidad de presencia de hidrocarburo en la línea de costa. De igual manera que para superficie marina, el **APFF Laguna Madre** presentó las mayores probabilidades con 15.8% y 21.7% durante secas y lluvias, respectivamente, y con tiempos de arribo aproximados a los 4 días.

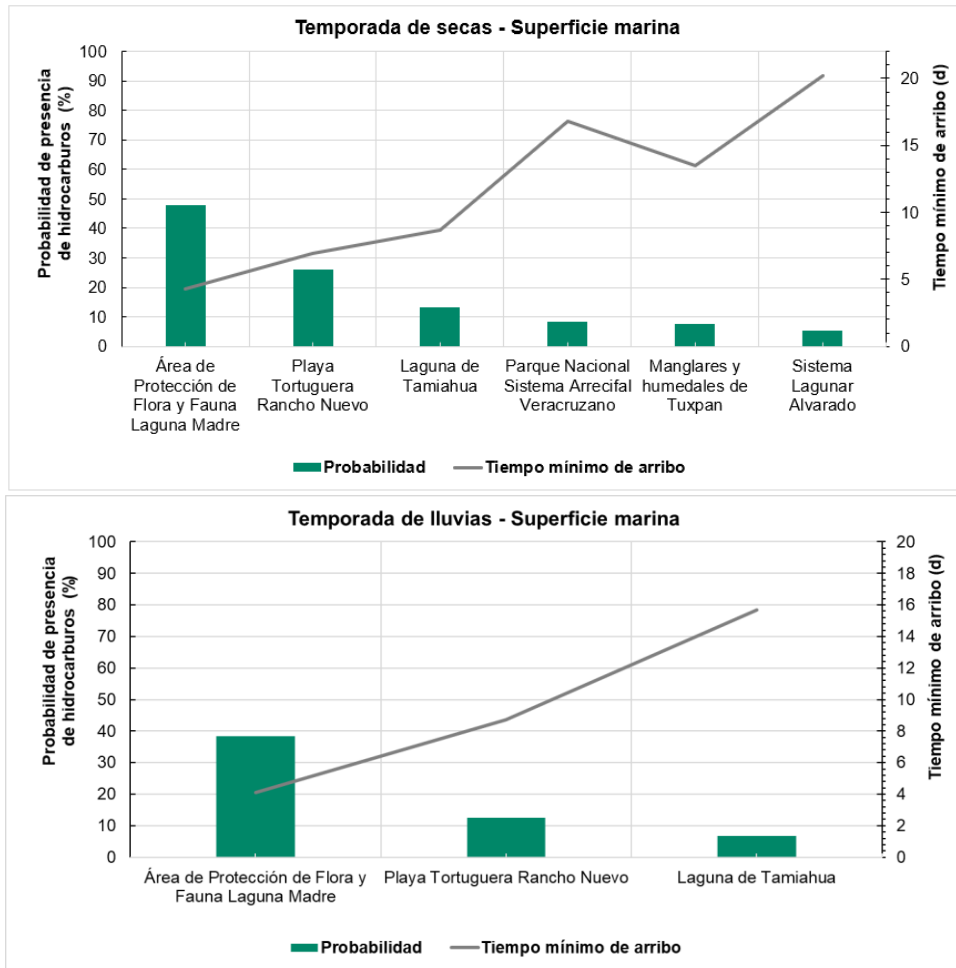
2.2.3.1.3.4.2 30 días de liberación

Durante este periodo, seis sitios Ramsar presentaron probabilidades de presencia de hidrocarburo en su superficie mayores al 5% durante la temporada de secas y tres durante lluvias. El Sitio Ramsar con mayor probabilidad durante ambas temporadas fue el **APFF Laguna Madre** con 47.8% y 38.3%, respectivamente, y tiempos de arribo aproximados a los cuatro días (**Figura 2-26**).

En cuanto a presencia de hidrocarburo en la línea de costa, ocho sitios Ramsar presentaron probabilidades mayores al 5% durante la temporada de secas y cuatro durante la temporada de lluvias. El sitio con mayor probabilidad de presencia durante ambas temporadas fue nuevamente el **APFF Laguna Madre** con 64.2% y 59.2% durante secas y lluvias, respectivamente, y con tiempos de arribo aproximados a los cuatro días, siendo también el sitio con los menores tiempos de arribo en comparación con el resto de los sitios Ramsar (**Figura 2-27**).

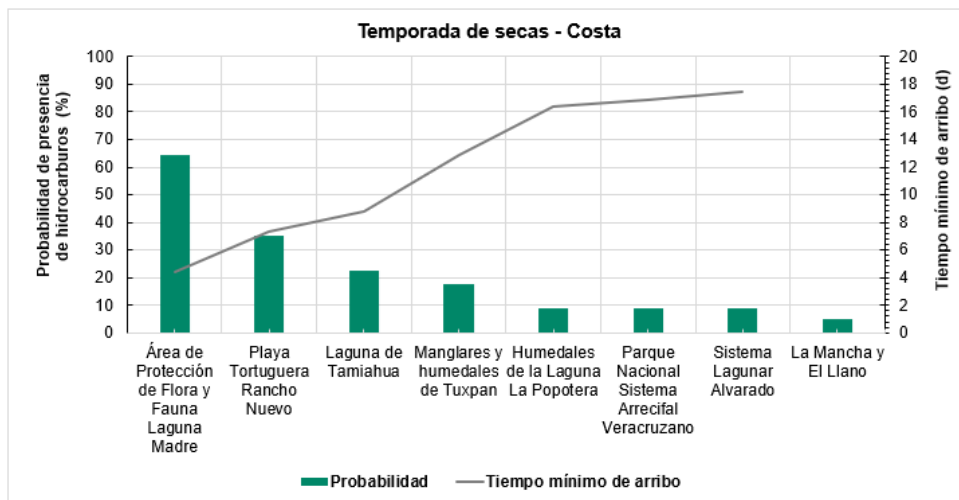


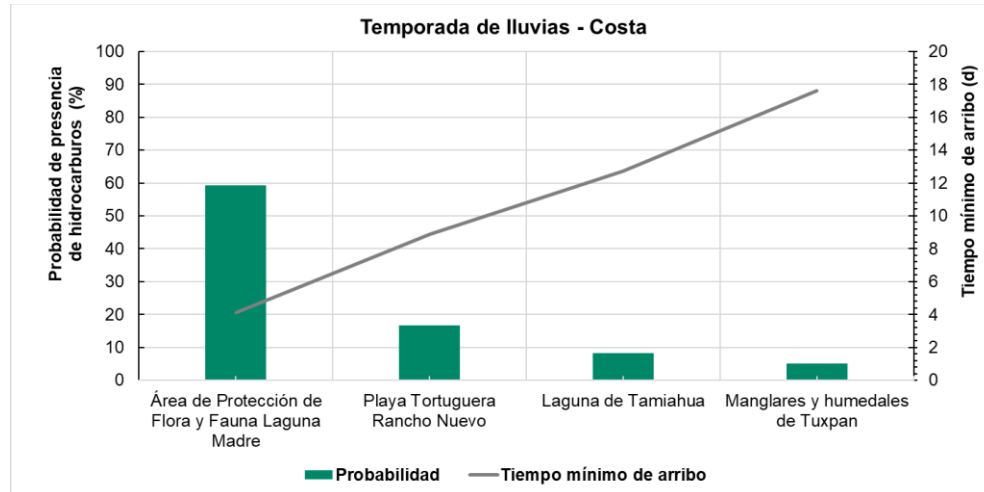
Figura 2-26. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina de los Sitios Ramsar para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias.



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

Figura 2-27. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de los Sitios Ramsar para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias.





Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.3.1.3.5 Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)

2.2.3.1.3.5.1 13 días de liberación

Para este periodo solo **Río Bravo Internacional** presentó una probabilidad mayor a 5% de presencia de hidrocarburo en superficie para ambas temporadas, con una probabilidad del 22.8% en la temporada de secas y 43.3% en la temporada de lluvias. En cuanto a los tiempos de arribo, en ambas temporadas se obtuvieron valores de cinco días, aproximadamente.

Con respecto a la probabilidad de presencia de hidrocarburos en la línea de costa, únicamente **Río Bravo Internacional** tuvo valores mayores al 5%. Durante la temporada de lluvias, se presentó una probabilidad de 37.5 % y una probabilidad de 17.5% , para la temporada de secas con tiempos de arribo entre cinco y siete días.

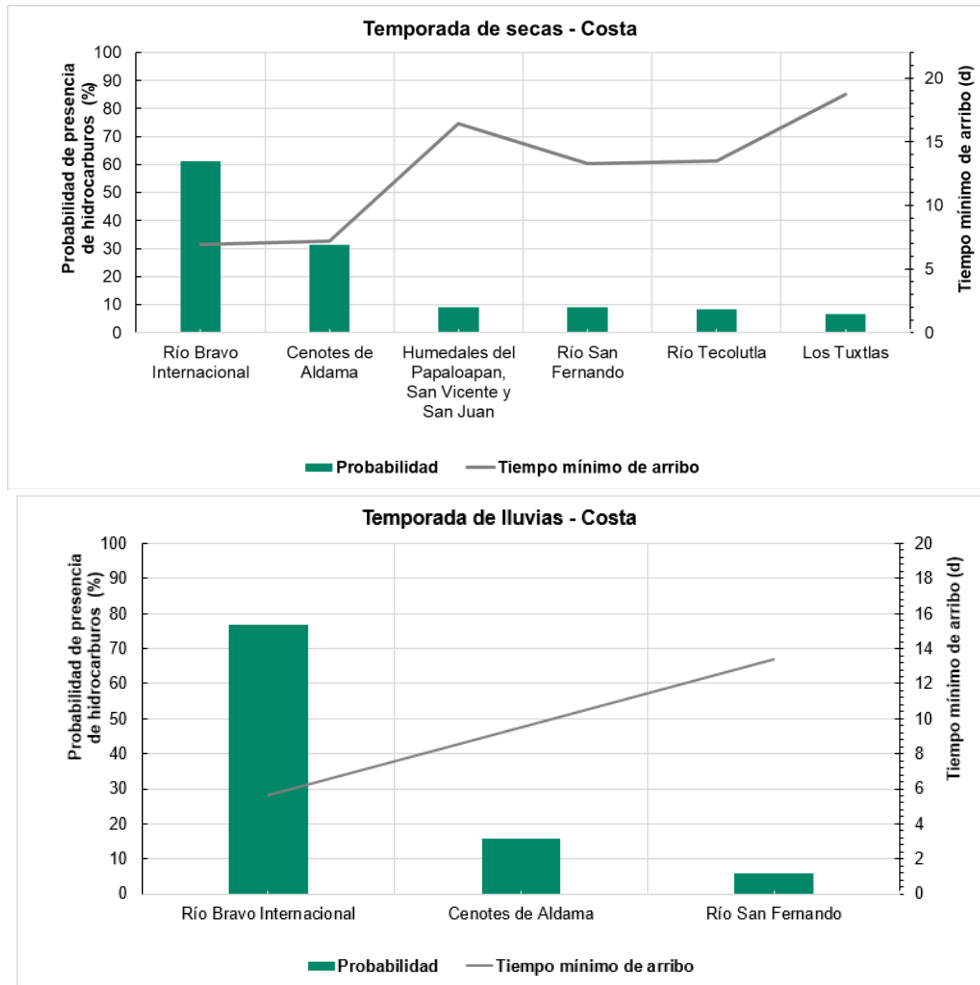
2.2.3.1.3.5.2 30 días de liberación

Dos RHP, **Cenotes de Aldama** y **Río Bravo Internacional** presentaron probabilidades de hidrocarburo en su superficie mayores al 5%, siendo **Río Bravo Internacional** la de probabilidades más altas en ambas temporadas con probabilidades de 60.4% y 73.3% durante secas y lluvias, respectivamente, y con tiempos de arribo entre 4 y 5 días, aproximadamente.

En este periodo seis RHP presentaron probabilidades de hidrocarburo en línea de costa en la temporada de secas y tres de ellas en la temporada de lluvias. Nuevamente, **Río Bravo Internacional** presentó los valores de probabilidad más altos para ambas temporadas con 61.2% y 76.7% durante secas y lluvias, respectivamente, y con tiempos de arribo entre 6 y 7 días aproximadamente. A esta RHP le siguió **Cenotes de Aldama**, con una probabilidad de 31.3% y 15.8% durante secas y lluvias, respectivamente, y con tiempos de arribo entre siete y 10 días aproximadamente (**Figura 2-28**).



Figura 2-28. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de los RHP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias.



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.3.1.3.6 Regiones Terrestres Prioritarias (RTP)

2.2.3.1.3.6.1 13 días de liberación

En este periodo únicamente **Laguna Madre** presentó una probabilidad de presencia de hidrocarburo en su superficie mayor al 5% en ambas temporadas. En la temporada de secas presentó una probabilidad de 11.4% y aproximadamente cuatro días de arribo, mientras que en la temporada de lluvias tuvo una probabilidad de 9.2% con tiempo de arribo aproximado de siete días aproximadamente.

En lo que respecta a la probabilidad de presencia de hidrocarburo en la línea de costa, dos RTP tuvieron una probabilidad mayor al 5%; **Laguna Madre** con 21.1% de probabilidad en temporada de secas y 37.5% de probabilidad en la temporada de lluvias, ambas con tiempos de arribo aproximados de cuatro días.

2.2.3.1.3.6.2 30 días de liberación

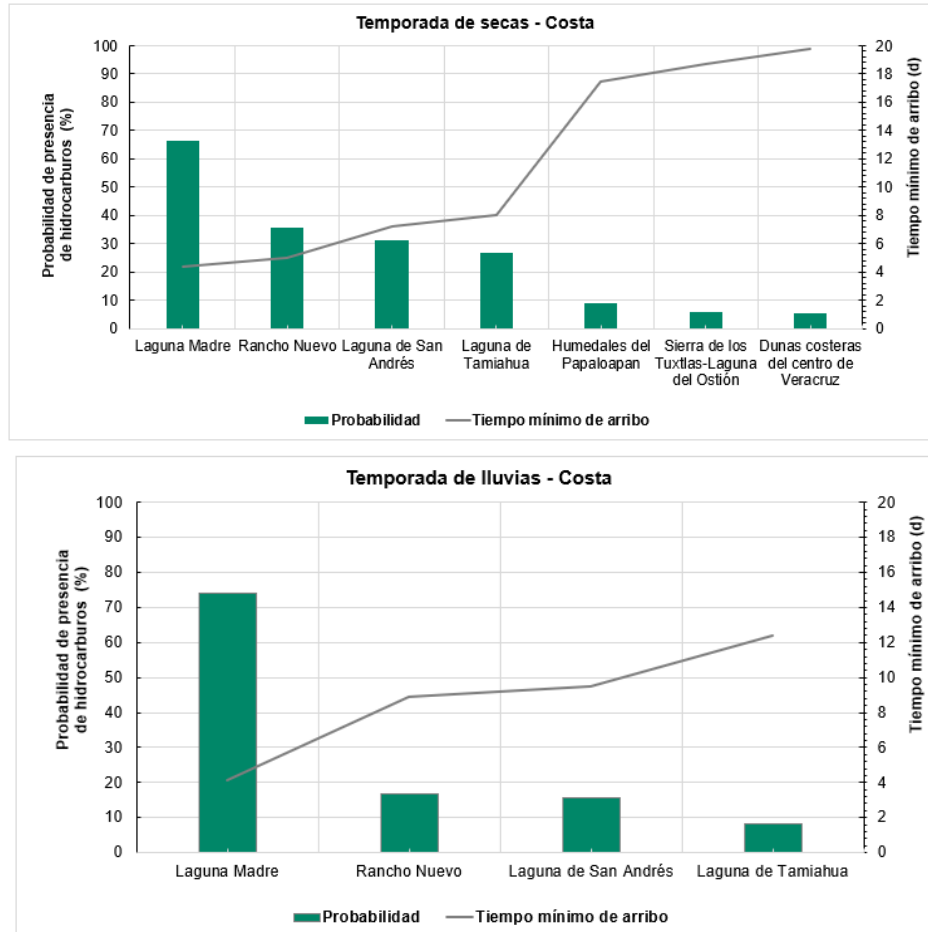
Laguna Madre fue la única que presentó una probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie mayor al 5%, con probabilidades de 47.8% para la temporada de secas y 38.3% para la temporada de lluvias. En ambas temporadas los tiempos de arribo fueron de aproximadamente cuatro días.

Siete RTP presentaron probabilidad de presencia de hidrocarburo en la línea de costa mayor al 5%, siendo **Laguna Madre** la que obtuvo la mayor probabilidad y el menor tiempo de arribo en temporada de secas (66.4% y 4.4 d), seguida por la **RTP Rancho Nuevo y Laguna de San Andrés**. En la temporada de lluvias, cuatro RTP presentaron probabilidad de presencia de hidrocarburo en la línea de costa, al igual que para



superficie marina, **Laguna Madre**, presentó la mayor probabilidad, con 74.2% y tiempos de arribo de 4 días aproximadamente (Figura 2-29).

Figura 2-29. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de los RTP para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias.



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.3.1.3.7 Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICA)

2.2.3.1.3.7.1 13 días de liberación

Para este periodo solo **Laguna Madre** tuvo una probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina mayor al 5%. Durante la temporada de secas y lluvias obtuvo probabilidades de 11.4% y 9.2%, respectivamente, y con tiempos de arribo entre 4 días y 7 días aproximadamente.

En cuanto a presencia de hidrocarburo en la línea de costa, tres AICA presentaron probabilidades mayores al 5% durante la temporada de secas y dos durante la temporada de lluvias. En ambas temporadas, el sitio con mayor probabilidad de presencia fue **Delta del Río Bravo**, con probabilidades de 21.1% y 37.5% durante secas y lluvias, respectivamente, y tiempos de arribo aproximados a los 5 días.

2.2.3.1.3.7.2 30 días de liberación

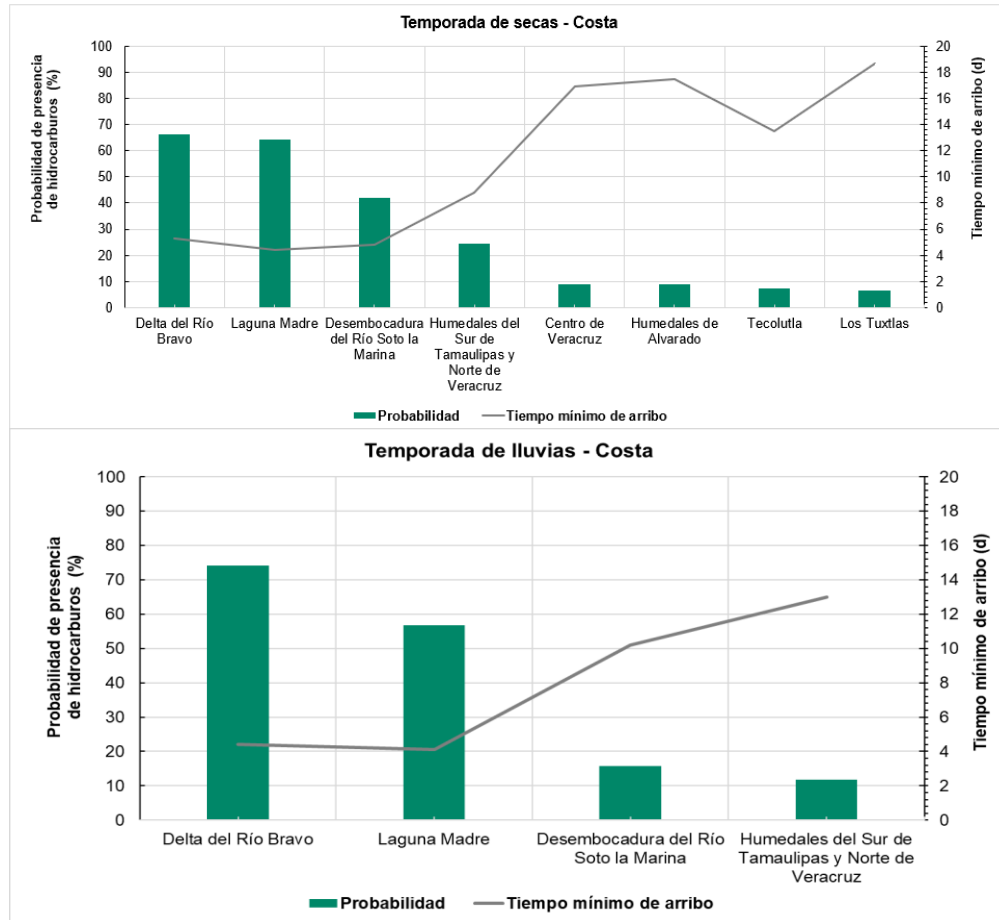
En este periodo, solo **Laguna Madre** tuvo probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie marina, con 52% para la temporada de secas y 38.3% para la temporada de lluvias. En ambos casos, el tiempo de arribo fue de aproximadamente cuatro días.

Ocho AICA presentaron una probabilidad de presencia de hidrocarburo en la línea de costa mayor al 5% en la temporada de secas y cuatro en la temporada de lluvias. Las que tuvieron mayor probabilidad en la



temporada de secas fueron **Delta del Río Bravo** y **Laguna Madre**, con probabilidades aproximadas del 65% y cinco días de arribo, aproximadamente. De igual forma, en la temporada de lluvias **Delta del Río Bravo** fue la de mayor probabilidad, con un valor de 74.2% y con un tiempo de arribo aproximado a cuatro días (**Figura 2-30**).

Figura 2-30. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la línea de costa de las AICA para 30 días de liberación durante la temporada de secas y lluvias.



Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.

2.2.4 Resumen de los resultados del modelo OILMAP

En la **Tabla 2-17** se presenta el resumen de los resultados de las áreas sensibles que presentaron las probabilidades y tiempos de arribo más altas.



Tabla 2-17. Resumen de las áreas sensibles que presentaron las mayores probabilidades de presencia de hidrocarburo y menores tiempos de arribo a la línea de costa y superficie marina

	13 días de liberación			30 días de liberación		
Temperatura de descarga: 60 °C; Flujo de liberación: 45,000 bbl/d, Volumen liberado: 585,000 bbl (13 d) y 1,350,000 bbl (30 d), Áreas sensibles consideradas: 52 (Tabla 2-15)						
	Secas y luvias			Secas y luvias		
	Tipo de Área Sensible	Nombre	Presencia (%) / Tiempo de arribo (d)	Tipo de área sensible	Nombre	Presencia (%) / Tiempo de arribo (d)
Superficie Marina	RMP	Giro Tamaulipeco	100%; < 1 d	RMP	Giro Tamaulipeco	100%; < 1 d
	RMP, SPM	Laguna Madre	~ 65-70%; < 1 d	RMP y SPM SPM	Laguna Madre Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	~ 90%; < 1 d
	ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	<12%; ~ 4-7 d	ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	<50%; >5 d
	Ramsar, APPFF	Laguna Madre	~12%; ~ 7 d	Ramsar / APFF	Laguna Madre	~ 40-50%; ~ 4 d
	RHP	Río Bravo Internacional	~ 30-40%; ~5 d	RHP	Río Bravo Internacional	>60%; < 5 d
	RTP y AICA	Laguna Madre	<12%; 4-7 d	RTP y AICA	Laguna Madre	30-50%; ~ 4d
	Secas y luvias			Secas y luvias		
	Tipo de Área Sensible	Nombre	% presencia/tiempo de arribo	Tipo de Área Sensible	Nombre	% presencia/tiempo de arribo
Costas	RMP, SPM	Laguna Madre	~20-75%; <5 d	RMP, SPM, ANP	Laguna Madre	>60%; ~4 d
	ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	<12%; ~4-7 d	ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	60-70%; <5 d
	Ramsar, APFF	Laguna Madre	15-20%; ~ 4 d	Ramsar, APFF	Laguna Madre	~50-60%; ~ 4 d
	RHP	Río Bravo Internacional	~30-40%; ~ 5 d	RHP	Río Bravo Internacional	~ 60-70%; 6-7 d
	RTP y AICA AICA	Laguna Madre Delta del Río Bravo	20-40%; 4-5 d	RTP y AICA AICA	Laguna Madre Delta del Río Bravo	60-75%; 4 d

Fuente: RPS, 2022, adaptado por AECOM, 2022.



2.3 Efectos sobre el sistema ambiental

En esta sección se describen los principales efectos potenciales sobre el sistema ambiental, que pudieran ocasionar las consecuencias de incendio (radiación térmica), explosión (sobrepresión), y liberación no controlada de hidrocarburos al mar (derrame de hidrocarburos). Los efectos en la atmósfera por la potencial quema de hidrocarburos liberados se describen desde un enfoque general en la **Sección 2.3.1**. Los efectos ocasionados en áreas sensibles con probabilidad de presencia de hidrocarburo, de acuerdo al modelo, se describen considerando un evento catastrófico donde ocurre una descarga considerable y continua de este compuesto, se presentan en la **Sección 2.3.2**.

2.3.1 Efectos por incendio, explosión y dispersión tóxica

Los riesgos asociados a la exploración del sector hidrocarburos no se limitan a los componentes líquidos del crudo, sino también a los componentes gaseosos que emanan hacia la atmósfera, específicamente aquellos producidos por quemas incompletas y no controladas (Holemann, 1994).

Durante la quema de hidrocarburos se libera principalmente dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO) y vapor de agua a la atmósfera, así como partículas (hollín y ceniza) y otros gases, tales como óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO_2), metano (CH_4), HAP y compuestos orgánicos volátiles (COV), entre otros compuestos en cantidades traza (INECC, 2016; IPIECA y IOGP, 2013). La descripción de los efectos en el sistema ambiental de los productos de combustión de hidrocarburos se presenta en la **Tabla 2-18**.

Tabla 2-18. Efectos en el sistema ambiental por los productos de la quema de hidrocarburos.

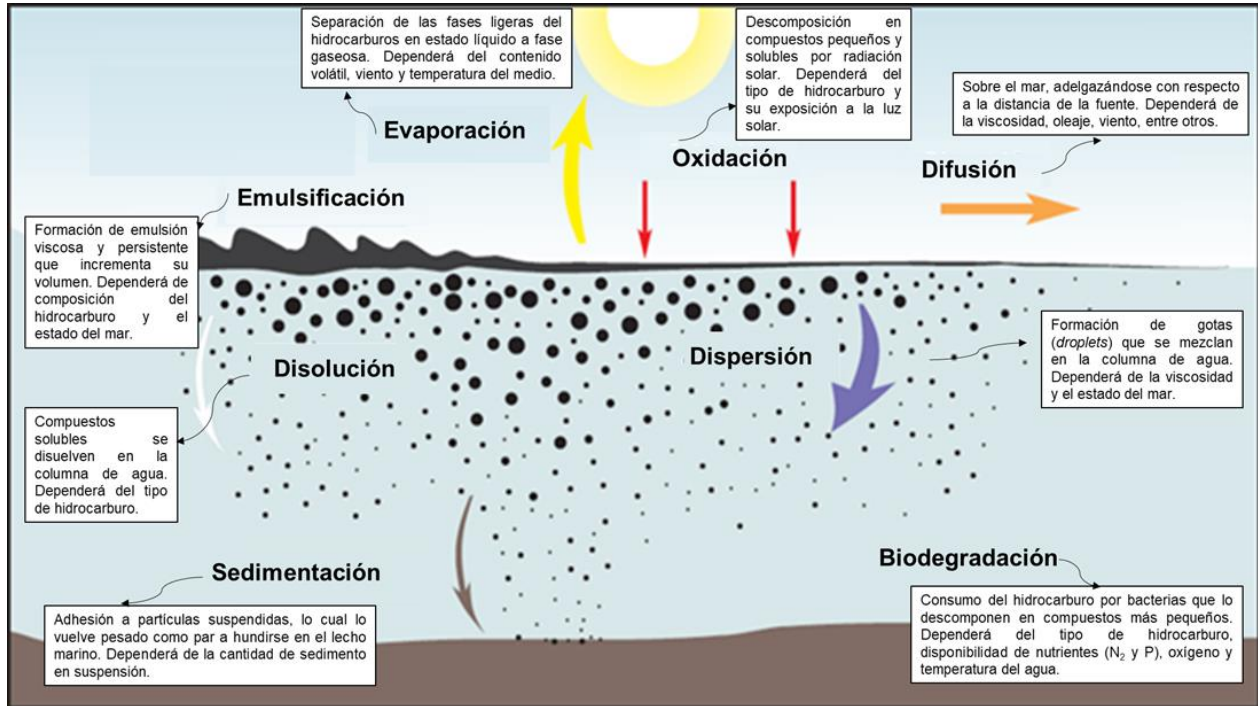
Compuesto	Efectos en el sistema ambiental
CO_2	<p>Es considerado como uno de los gases de efecto invernadero más importantes. A pesar de que absorbe una menor cantidad de calor por molécula que otros gases de efecto invernadero, es más abundante y es capaz de permanecer en la atmósfera por largos periodos de tiempo (EPA, 2019c), absorbiendo el calor producido por la radiación solar y liberándolo gradualmente.</p> <p>Los océanos son considerados sumideros importantes de CO_2. Cuando el CO_2 se disuelve en agua, reacciona formando ácido carbónico y sus productos de disociación, tales como el bicarbonato y carbonato, aumentando las concentraciones de hidrógeno (H^+) y, por lo tanto, disminuyendo el pH del agua (Álvarez-Borrego, 2007). La acidificación del océano repercute en la disponibilidad del carbonato que utilizan algunas especies marinas para construir sus conchas y exoesqueletos, además con bajos niveles de pH las conchas y exoesqueletos pueden disolverse (EPA, 2019b).</p>
Gases de efecto invernadero (CO , NO_x , SO_2 y CH_4)	<p>El incremento en este tipo de compuestos ha provocado un desequilibrio energético, atrapando el calor y produciendo un incremento en la temperatura promedio de la Tierra (NOAA, 2019). En las zonas con altas concentraciones de NO_x y SO_2, se llevan a cabo procesos químicos que dan como resultado la formación de smog fotoquímico. Por otra parte, estos compuestos son capaces de reaccionar con el agua y el oxígeno presente en la atmósfera, lo cual favorece la formación de ácido nítrico (HNO_3) y ácido sulfúrico (H_2SO_4) y, con ello, la generación de lluvia ácida (EPA, 2019d). La lluvia ácida puede ser dañina para la vida en general al acidificar el suelo y las aguas superficiales.</p>
COV	<p>El efecto más importante de estos compuestos se relaciona con la formación de ozono troposférico. El ozono es capaz de afectar ecosistemas sensibles y, especialmente, puede causar daño en las especies durante la temporada de crecimiento (EPA, 2019a).</p>
HAP	<p>Son un grupo de sustancias químicas que se forman durante la incineración incompleta del carbón, crudo, gas, madera, basura y otras sustancias orgánicas (ATSDR, 2016). Estos compuestos son sustancias orgánicas persistentes ya que son de difícil degradación, por lo que su afectación puede durar años, dañando seriamente a los medios acuático y terrestre. Está demostrado que estos compuestos pueden provocar cáncer y alteraciones funcionales en los animales, generándoles defectos y malformaciones genéticas (PRTR-España, 2020).</p>



2.3.2 Efectos por liberación no controlada de hidrocarburos al mar

El destino y comportamiento de los hidrocarburos en el mar, depende mayoritariamente de las propiedades físicas y químicas de este. Es la composición química del hidrocarburo, en combinación con las condiciones meteoceánicas, lo que afecta la forma en la que se rompe y se disipa o persiste en el ecosistema marino. A esta interacción entre el hidrocarburo y el nuevo medio en el que se encuentra se le conoce como intemperización. El resumen del proceso de intemperización se ilustra en la **Figura 2-31**.

Figura 2-31. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino.



Fuente: ITOPF, 2018.

La descripción de los efectos en el sistema ambiental se dividió en tres partes:



Efectos en ambientes costeros

- Clasificación ESI (NOAA, 2019)



Efectos en pesquerías

- Contaminación física
- Efectos tóxicos
- Interrupción de actividades comerciales



Efectos en fauna marina

- Plancton, peces, tortugas
- Mamíferos marinos, aves
- Comunidades sensibles asociadas a montículos de asfalto

Fuente: AECOM, 2021.



2.3.2.1 Efectos en el ambiente costero y corales

La composición del hidrocarburo que potencialmente pudiera arribar a las áreas sensibles identificadas en la **Sección 2.2.3.1.3**, en caso de una liberación no controlada, dependerá de las características del yacimiento y del proceso de intemperización. Así mismo, la composición y características particulares del tipo de sedimento (tamaño de grano, permeabilidad, movilidad, cantidad de materia orgánica) presente en los ambientes costeros tienen la capacidad de influir en el destino y comportamiento del hidrocarburo en estas zonas. La exposición al oleaje, pendiente de la costa, salinidad del agua y el clima, también son factores que están íntimamente relacionados e influyen en la vulnerabilidad del ecosistema ante un derrame de hidrocarburos (IPIECA-IOGP, 2016).

El Índice de Sensibilidad Ambiental (ESI, por sus siglas en inglés) de la NOAA, que se muestra en la **Tabla 2-19**, clasifica los tipos de ambientes costeros según su sensibilidad ante el hidrocarburo, donde la categoría ESI 1 presenta la menor susceptibilidad de daño y la categoría ESI 10 representa a los ambientes con mayor susceptibilidad (las letras denotan subcategorías de sensibilidad de cada nivel ESI).

Tabla 2-19. ESI y tipo de costas

ESI	Tipo de costa	ESI	Tipo de costa
1A	Costas rocosas (expuestas)	8A	Escarpes en lecho de roca, limo o arcilla (sin incidencia de oleaje)
1B	Estructuras sólidas hechas por el hombre (expuestas)	8B	Estructuras sólidas hechas por el hombre (sin incidencia de oleaje)
1C	Acantilados con depósitos de derrubios	8C	Escolleras (sin incidencia de oleaje)
2A	Plataformas rocosas costeras de cimientos de roca, barro o arcilla	8D	Costas de turba (sin incidencia de oleaje)
2B	Escarpes expuestos y pendientes pronunciadas de arcilla	8E	Costas de turba
3A	Playas de arena fina a mediana	9A	Llanuras de marea (sin incidencia de oleaje)
3B	Escarpes y pendientes pronunciadas de arena	9B	Bancos bajos de vegetación
4	Playas de arenas gruesas	9C	Mareas hipersalinas
5	Playas mixtas formada por arenas y gravas	10A	Marismas de agua salada y salobre
6A	Playas de grava	10B	Marismas de agua dulce
6B	Escolleras de grava	10C	Pantanos
7	Llanuras de marea (expuestas)	10D	Humedales de arbustos y manglares

Fuente: NOAA, 2020, adaptado por AECOM, 2022.

En este sentido, a continuación, se presenta una breve descripción de las características más importantes de las áreas sensibles que presentaron las probabilidades de presencia de hidrocarburo más elevadas de acuerdo con los resultados del modelo OILMAP discutido en la **Sección 2.2.3**. Como se mencionó en dicha sección, las clasificaciones del tipo de playa consideradas representan la barrera primaria entre el área sensible costera y el ambiente marino, por lo que, en la siguiente descripción, se incluyen las playas de arena fina a mediana (ESI 3A) y playas de arena gruesa (ESI 4), con base en los resultados de la probabilidad de presencia de hidrocarburos en estos ambientes.

La descripción se presenta de las áreas sensibles más susceptibles a las de menor susceptibilidad:

- Humedales de arbustos y manglares
- Corales
- Playas de arenas gruesas
- Playas de arena fina a mediana



Humedales de arbustos y manglares (ESI 10D)

Los manglares son hábitats productivos y biológicamente diversos en las costas de los trópicos y subtropicales. Sus comunidades incluyen una gran variedad de algas e invertebrados adheridos a las raíces y troncos de los mangles, invertebrados en la superficie o dentro de los sedimentos, peces, reptiles, mamíferos, artrópodos y aves que se alimentan y reproducen en estos ecosistemas. Los manglares se han adaptado a las condiciones anóxicas por medio de estructuras porosas y de aireación presentes sobre la superficie del sedimento. Si estos poros se encuentran obstruidos por el hidrocarburo, los árboles y arbustos mueren, deteriorando el ecosistema local rápidamente. Peces, cangrejos, moluscos, gusanos y otros animales marinos pueden morir directa o indirectamente por el hidrocarburo (IPIECA-IOGP., 2016).

Entre las áreas que presentaron mayor relevancia en cuanto los resultados de la modelación, se destacan, la región de **Laguna Madre y Delta del Río Bravo** (clasificada como ANP) y **Laguna Madre**, (clasificada como RMP, SPM RTP y AICA). Estas áreas se ubican en el extremo noreste de la planicie Costera del Golfo de México en el estado de Tamaulipas. Entre los diferentes tipos de vegetación de la zona que representan especies clave se encuentra el mangle negro (*Avicennia nitida*) y pastos marinos (*Halodule wrightii*). La relevancia del área **Laguna Madre** radica en servir como corredor para aves migratorias acuáticas y como una zona de crecimiento y alimentación de peneidos (camarones) juveniles, además de ser hábitat de aves playeras. Asimismo, dentro del grupo de especies que habitan en el área se encuentra el Guayacón mosquito (*Gambusia affini*; **Figura 2-32**) y el Carpita del Bravo (*Notropis jemezanus*), que se encuentran en Peligro de Extinción y como Rara y Endémica, respectivamente; así como el cangrejo de la Laguna Madre (*Uca subcylindrica*), como Endémica para la zona de acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2001 (**Figura 2-32**).

Figura 2-32. Izquierda: Guayacón mosquito (*Gambusia affini*). Derecha: Cangrejo de la Laguna Madre (*Uca subcylindrica*).



Fuente :CONABIO, 2007, 2020.

Corales

La clasificación ESI de la NOAA caracteriza los entornos marinos, costeros y la vida silvestre por su sensibilidad al hidrocarburo. Debido a que algunas especies son especialmente vulnerables a los derrames de hidrocarburo, para esta clasificación, la NOAA considera información sobre el componente biológico sensible, uno de ellos son los corales, los cuales proporcionan alimento y refugio a una amplia gama de peces e invertebrados, incluidos crustáceos (cangrejos, langostas, camarones), equinodermos (erizos de mar, pepinos de mar, estrellas, crinoideos), esponjas, moluscos (bivalvos, caracoles, pulpos) y gusanos pertenecientes a decenas de phyla (NOAA, 2010).

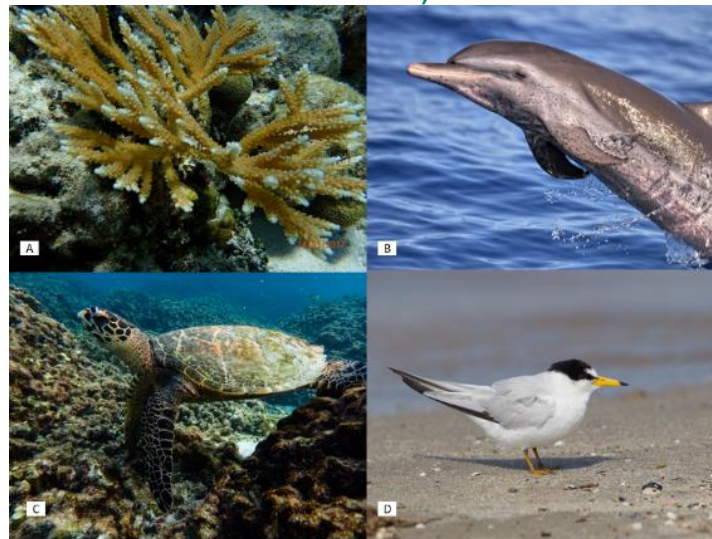
Los corales se encuentran predominantemente en el rango submareal, sin embargo, durante periodos de marea baja, el hidrocarburo podría depositarse directamente sobre ellos y provocar efectos de toxicidad agudos (IPIECA-IOGP., 2016). Otro método de exposición de los hidrocarburos en corales se debe a la sedimentación de hidrocarburos pesados en el lecho marino, lo que incrementaría la posibilidad de asfixia en corales semiprofundos y profundos.



Según estudios de laboratorio, los corales ramificados parecen estar entre los más susceptibles, mientras que los corales masivos son más tolerantes. El recubrimiento directo aumenta la severidad del impacto; no obstante, las altas concentraciones en la columna de agua durante un derrame también pueden matar algunas especies. Algunas de las respuestas al estrés mostradas por corales expuestos a hidrocarburo son: muerte de tejidos, alimentación deficiente, incremento en la producción de moco, cambios en la tasa de calcificación, reducción de su éxito reproductivo, entre otras (NOAA, 2010). Además del efecto directo a los corales, el hidrocarburo también afecta adversamente a peces, invertebrados y plantas de la comunidad coralina. Tortugas y mamíferos marinos, aunque habitantes itinerantes del ecosistema, también están expuestos directamente ya que emergen a la superficie marina para respirar.

Entre los sitios coralinos que presentaron probabilidades de presencia de hidrocarburos se encuentra el **Sistema Arrecifal de Lobos-Tuxpan, el Arrecife Profundo Cabo Rojo** y los **Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan**. El **Sistema Arrecifal de Lobos-Tuxpan** posee cerca de 30,571 ha de superficie marina, cuenta con vegetación de tipo halófila, manglar y vegetación inducida, la especie más representativas de flora es la hierba de tortuga (*Thalassia testudinum*). Entre las principales especies se encuentran el coral cuerno de ciervo (*Acropora cervicornis*), coral cuerno de alce (*Acropora palmata*), tortuga caguama (*Caretta caretta*), tortuga verde (*Chelonia mydas*), tortuga lora (*Lepidochelys kempii*), tortuga carey (*Eretmochelys imbricata*), delfín nariz de botella (*Tursiops truncatus gilli*), delfín moteado del atlántico (*Stenella attenuata*) y charrán mínimo (*Sternula antillarum*; CONABIO, 2014). Además, cuenta con dos especies endémicas, el gobio jarocho (*Elacatinus jarocho*) y el gobio listón (*Elacatinus redimiculus*).

Imagen 2-1. A: coral cuerno de ciervo (*Acropora cervicornis*), B: delfín moteado del atlántico (*Stenella attenuata*), C: tortuga carey (*Eretmochelys imbricata*), D: charrán mínimo (*Sternula antillarum*).



Fuente: SEMARNAT, 2017; SIMEC, 2019.

El **Arrecife Profundo Cabo Rojo** se encuentra en la porción sur del Golfo de México, posee una superficie de aproximadamente 4,000 ha y de acuerdo con la CONABIO, se clasifica como un sitio de extrema importancia al ser uno de los pocos arrecifes profundos del Golfo de México. Entre las especies clave del sitio se encuentran las colonias de corales de agua profunda *Lophelia pertusa* que fungen como proveedores de hábitat, proveedores de megadiversidad en ambientes profundos.



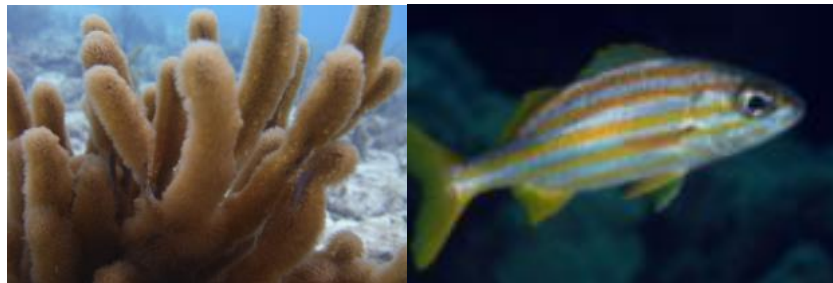
Imagen 2-2. Coral verdadero (*Lophelia pertusa*)



Fuente: NOAA, 2022.

Finalmente, los **Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan**, se ubican a 50 km de distancia del Arrecife Lobos, forma parte de uno de los grupos de arrecifes más grandes de la parte norte de las aguas mexicanas del Golfo, alberga especies clave tales como coral cuerno de alce (*Acropora palmata*) que funge como refugio para el ronco boquichica (*Haemulos chrysargyreum*), así como el coral blando (*Briareum asbestinum*) y el coral verdadero (*Porites porites*; CONABIO, 2014). A pesar de que la importancia de conservación del sitio se clasifica como “Importante”, el estado de salud de los corales es intermedio .

Imagen 2-3. Izquierda: Coral blando (*Briareum asbestinum*). Derecha: Ronco boquichica (*Haemulos chrysargyreum*).



Fuente :CONABIO, 2007, 2020.

Playas de arena fina a media (3A) y Playas de arenas gruesas (4)

Como se mencionó al inicio de la sección, este tipo de ambiente funciona como barrera primaria ante el arribo de un derrame de hidrocarburo a ciertos ambientes costeros como humedales de arbustos y manglares.

Este tipo de playas está formado por sedimentos que fueron depositados por el océano y que van desde arcilla y lodo, que son de grano muy fino, hasta arena o grava de grano grueso (EPA, 2016). Poseen pendientes entre 1° y 40° y se encuentran sujetas a erosión estacional y ciclos de deposición, como consecuencia de la variación de los niveles de energía de las olas entrantes y en mayor medida a la acción de las mareas de reflujo e inundación. El sustrato es compacto (0.06 mm a 2 mm) y con baja capacidad de infiltración, por lo cual, el hidrocarburo tendrá menor movilidad en comparación con zonas que poseen mayor tamaño de grano.

Por lo anterior, debido al bajo valor biológico de este tipo de playas y que, en su mayoría son dedicadas a la recreación y el comercio, se consideran moderadamente sensibles al daño por derrames, ya que la vida vegetal es mínima y la mayoría de los organismos residentes son excavadores profundos o no residen tiempo completo en la playa. Sin embargo, algunas playas pueden albergar huevos de tortugas marinas o ser importantes lugares de anidación para las aves, por lo cual obtienen una clasificación ESI 3A y 4.



En la **Imagen 2-4** se muestra un ejemplo de las zonas de playas de arena de grano fino o grueso que funcionan como protección para el área sensible **Laguna Madre**.

Imagen 2-4. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles de la Laguna Madre.



Fuente: Earth Google, 2021.

2.3.2.2 Efectos en pesquerías

Debido a la ubicación del Pozo Luwa y a la distribución de los contornos de probabilidad resultantes del modelo, se brinda especial atención a los efectos de los hidrocarburos en pesquerías y granjas acuícolas en las costas de Tamaulipas y Veracruz (**Sección 2.2.3**).

De acuerdo con la Evaluación de Impacto Social realizada en 2019, la pesca se identificó como una de las actividades principales en Veracruz y Tamaulipas. Según el Anuario Estadístico de la Comisión Nacional de Acuacultura y Pesca (SAGARPA, 2019), el estado de Veracruz ocupa el décimo lugar en términos de volumen de producción y el onceavo lugar en valor económico, siendo las principales especies: ostión, mojarra, lebrnacha, camarón, robalo, jurel, jaiba, tiburón y cazón y túnidos. El estado cuenta con una población de 24,214 pescadores, 60 embarcaciones mayores activas, 16 plantas pesqueras, 7,787 embarcaciones ribereñas activas y 545 unidades de producción acuícola. Por otra parte, el estado de Tamaulipas ocupa el octavo lugar en términos de volumen de producción y el séptimo lugar en términos de valor económico, siendo las principales especies el camarón, jaiba, lisa, carpa, tiburón y cazón, mojarra, ostión, trucha y guachinango. Así mismo, Tamaulipas cuenta con una población de 11,261 pescadores, 179 embarcaciones mayores activas, 31 plantas pesqueras, 3,336 embarcaciones ribereñas activas y 68 unidades de producción acuícola.

Los efectos típicos en pesquerías y granjas acuícolas se muestran en la **Tabla 2-20**.

Tabla 2-20. Efectos típicos en pesquerías y granjas acuícolas.

Impacto	Receptor	Consecuencias
Contaminación física de productos de pesca	Animales que utilizan la filtración para alimentarse (p. ej. moluscos y fauna bentónica)	Es posible distinguir hidrocarburos en la apariencia y el sabor de los productos, por lo que el consumidor deja de comprarlos
	Peces con grandes contenidos de grasa	Bioacumulación del hidrocarburo en tejido graso
Efectos tóxicos*	Vida marina	Debido a que las especies en granjas acuícolas están dentro de jaulas su exposición al hidrocarburo es mayor
		La presencia de hidrocarburos, particularmente en las costas, puede alterar el comportamiento, la alimentación, reproducción y crecimiento de algunas especies
		Narcosis o muerte masiva de la vida marina



Impacto	Receptor	Consecuencias	
Interrupción de actividades comerciales	Población costera	Economía	Afectación al equipo de flotación (boyas, redes etc.) por lo que las actividades deben detenerse para limpiar el equipo o reemplazarlo totalmente Restricción de actividades pesqueras (veda) Prohibición de venta del producto en los mercados Pérdida de confianza de los compradores (nacional e internacionalmente) Pérdidas en las ganancias
		Salud	Escasez temporal de comida Compuestos con alto peso molecular potencialmente cancerígenos

Nota: *Dependen de las concentraciones de compuestos aromáticos y de la duración de exposición a los mismos.
 Fuente: ITOPF, 2004; adaptado por AECOM, 2022

Si bien existe evidencia de que los peces libres pueden detectar y evitar aguas contaminadas con hidrocarburos, los peces en cautiverio y los mariscos son incapaces de nadar hacia áreas impolutas (IPIECA, 1997). En algunas especies de crustáceos y en muchas especies de peces y moluscos, la fase de huevos y la etapa de jóvenes se desarrollan en la superficie del agua donde es más probable el contacto con el hidrocarburo derramado y, por lo tanto, los hace más vulnerables a la contaminación. En ocasiones cuando los mariscos o los peces enjaulados se encuentran fuertemente impregnados, deben ser sacrificados ya que no pueden comercializarse por su posible riesgo a la salud humana.

2.3.2.3 Efectos en la fauna marina

Los hidrocarburos tienen el potencial de causar efectos perjudiciales en la calidad del agua y los sedimentos, la flora y fauna marina y costera, incluyendo plancton, peces, aves, mamíferos marinos y reptiles. Los efectos del hidrocarburo en las especies marinas y aves variarán ampliamente dependiendo del tipo de derrame, la intemperización y la duración de exposición. Las especies intermareales pueden ser afectadas por el hidrocarburo directa o indirectamente, sin embargo, unas son más vulnerables y sensibles que otras. Dependiendo de dónde y cómo vive un organismo puede estar expuesto de formas variables y el mecanismo de dicho efecto es diverso.

El Capítulo 4 de la MIA caracteriza a detalle los elementos bióticos, abióticos y socioeconómicos dentro del Área Contractual. La vulnerabilidad de la fauna marina y costera, ante la liberación no controlada de hidrocarburos identificados en esta sección de la MIA, se resumen a continuación.

Plancton

El plancton marino está constituido por organismos, tanto microscópicos como organismos más grandes, que van a la deriva o flotan en la columna de agua. Muchos animales se alimentan del plancton, ya sea por medio de la captura directa o a través de la filtración. El plancton es relativamente sensible a los efectos tóxicos por la exposición a hidrocarburos, particularmente a las fracciones solubles en agua y a las pequeñas gotas de hidrocarburo. Estudios de laboratorio han descrito efectos agudos, crónicos y subletales en estos organismos. Sin embargo, la mayoría de los estudios de comunidades naturales de plancton en el mar han encontrado un retorno rápido a las densidades y composiciones normales de las especies debido a la rápida y alta producción de huevos y crías, así como su amplia distribución y el intercambio rápido del agua (IPIECA-IOGP, 2015).

Peces

El impacto potencial de un derrame de hidrocarburos en peces puede incluir daño físico (afectación de las branquias) y efectos tóxicos (por la ingesta de componentes tóxicos volátiles del crudo). Las poblaciones de peces son más sensibles a la contaminación por hidrocarburos en aguas someras que en aguas



profundas, donde las concentraciones de hidrocarburos son típicamente más elevadas en la columna superior.

Se puede asumir que algunos de los peces adultos evitaran el área de derrame, aunque en aguas muy someras, los peces podrían estar más restringidos entre el lecho marino y los hidrocarburos en la superficie, por lo que es probable que los impactos sean más extensos e involucren más peces mientras mayor sea el derrame. El comportamiento de evasión ante el derrame puede afectar sus rutas migratorias o los patrones de desove en algunos peces. Cuando se han registrado muertes, generalmente se asocian con altos niveles de afectación de la superficie, en condiciones de tormenta, cuando la mezcla aumenta la presencia de compuestos de hidrocarburo en la columna de agua.

Los peces que han estado expuestos a hidrocarburos podrían sufrir cambios en la frecuencia cardíaca y respiratoria, hígados agrandados, reducción en el crecimiento, erosión de las aletas y una variedad de efectos a nivel bioquímico y celular. La toxicidad de los hidrocarburos también puede afectar negativamente la capacidad reproductiva y/o dar lugar a crías deformadas. Los impactos a largo plazo de un derrame de hidrocarburos han mostrado daños genéticos, deformidades físicas, menor abundancia y crecimiento y supervivencia comprometida en algunas etapas de la vida.

Las larvas y huevos de peces son más vulnerables a la contaminación de hidrocarburos que los adultos. Varias especies, durante esta etapa, flotan hacia la superficie donde es más probable que entren en contacto con hidrocarburos derramados. Sin embargo, la mayoría de los peces tienen zonas de desove extensas y producen una gran cantidad de huevos, en consecuencia, es improbable que haya algún efecto en los números de las poblaciones adultas. La reserva podría estar en riesgo por un derrame si es de gran extensión y coincide con los periodos de desove.

Tortugas

En el Golfo de México se han registrado cinco especies de tortugas marinas (Spotila, 2004; Valverde y Holzward, 2017): tortuga laúd (*Dermochelys coriacea*), tortuga caguama (*Caretta caretta*), tortuga Carey (*Eretmochelys imbricata*), tortuga lora (*Lepidochelys kempii*) y tortuga verde (*Chelonia mydas*). Estas cinco especies, se encuentran en hábitats costeros y mar adentro.

Las tortugas pasan sus etapas jóvenes y adultas migrando largas distancias, resurgiendo a la superficie regularmente para respirar. Este surgimiento podría llevarlas a estar en contacto con los hidrocarburos. La dieta varía por especie, donde las tortugas laúd prefieren medusas y las Carey, esponjas, por ejemplo. Las tortugas podrían consumir el hidrocarburo mezclado con su fuente de alimento (incluyendo bolas de alquitrán), por lo cual están en riesgo ante manchas de hidrocarburo flotante (Lutcavage *et al.*, 1995). Autopsias en crías de tortugas han mostrado que la muerte después de derrames de hidrocarburos se debe a la presencia de bolas de alquitrán e hidrocarburos en sus intestinos (IPIECA-IOGP, 2015).

Las tortugas ponen huevos en los sedimentos sobre el nivel del mar. Una hembra en anidación y sus crías recién nacidas, pasarán a través de cualquier hidrocarburo varado en una playa para ir y venir del sitio de anidación. Este hidrocarburo puede adherirse a los cuerpos de las tortugas. El efecto del hidrocarburo en los huevos y nidos de las tortugas no está claramente definido. Los experimentos de éxito de eclosión donde compararon la arena de la playa con hidrocarburo y sin hidrocarburo no produjeron efectos medibles en la supervivencia y la morfología (Fritts y McGehee, 1982). Sin embargo, se concluyó que verter hidrocarburo directamente en la arena y cubriendo los huevos de tortuga incubados tuvo afectaciones en los huevos. Cuando estuvieron expuestos al hidrocarburo al principio del periodo de incubación (dos meses) los huevos sobrevivieron, pero aumentó la probabilidad de desarrollar deformidades. Por otra parte, los huevos afectados al final de su incubación no tuvieron tanta probabilidad de supervivencia (Fritts y McGehee, 1982).

Mamíferos marinos

Los mamíferos marinos están presentes en todo el Golfo de México, y su distribución está directamente relacionada con la distribución de sus respectivos recursos alimenticios, áreas de reproducción y crianza. Se sabe que las especies en estos grupos migran por grandes distancias de forma estacional (Ortega-



Ortíz *et al.*, 2004; Ward y Moscrop, 1999). Los mamíferos marinos en el Golfo de México consisten en ballenas, delfines y algunas especies de manatíes (Wursig, 2017).

Los tipos de cetáceos en el Golfo incluyen:

- Cetáceos dentados (p. ej. delfines, cachalotes y orcas)
- Alimentadores de filtro (p. ej. ballena azul y ballena jorobada)

Estas especies migran grandes distancias en océanos abiertos, por lo que, a diferencia de otras especies menos móviles, pueden evitar las áreas con hidrocarburos. Los experimentos han demostrado que la piel de los cetáceos es insensible al contacto con el hidrocarburo y que el proceso natural de curación de los cortes en la piel no se ve afectado (IPIECA-IOGP, 2015). Las especies que se alimentan por filtración pueden consumir e ingerir hidrocarburo y/o presas con hidrocarburo (plancton y krill), lo que lleva a una menor probabilidad de supervivencia (Geraci y St. Aubin, 1988). Sin embargo, la probabilidad de que un cetáceo ingiera una cantidad suficiente de hidrocarburo para causar daño subletal a su sistema digestivo o para presentar una carga corporal tóxica es baja. Las autopsias de cetáceos no han encontrado evidencia de hidrocarburo en sus intestinos. Por otra parte, en caso de que estas especies entren en contacto con una película de hidrocarburos al momento de respirar, pueden inhalar vapores de hidrocarburos volátiles y contaminar sus membranas mucosas. De igual forma, la probabilidad de que un cetáceo recibiese una dosis suficiente para producir un impacto tóxico es baja (IPIECA-IOGP, 2015).

Aves

Existen 47 especies de aves marinas en la sección mexicana del Golfo de México, muchas de las cuales pueden encontrarse en el Área Perdido o cerca del Área Contractual (como se observó durante el trabajo de campo).

La vulnerabilidad y sensibilidad de las aves y sus poblaciones ante el hidrocarburo varía entre las especies y sus etapas de vida. La vulnerabilidad está usualmente basada en el tiempo que pasan en la superficie del agua. Muchas especies marinas (como los charranes) y aves costeras (como los caradrinos) pasan muy poco tiempo en el agua. Estas aves típicamente presentan un menor porcentaje de mortalidad durante un derrame de hidrocarburos. Las especies que pasan la mayor parte de su vida en el agua (como los patos marinos) es más probable que estén expuestos al hidrocarburo (IPIECA-IOGP, 2015).

El hidrocarburo puede afectar a las aves principalmente de dos maneras (Leighton, 1993):

- Engrase físico de sus plumas: es el efecto más común del hidrocarburo en aves y el más devastador. Las plumas absorben el aceite, se enmarañan y el ave pierde la repelencia al agua, el aislamiento y el vuelo. La muerte resulta de la combinación de hipotermia, inanición y ahogamiento.
- A través de la ingesta del hidrocarburo: mientras se acicalan o consumen alimentos contaminados. La ingesta de hidrocarburos puede causar baja fertilidad, abandono de los esfuerzos reproductivos y daño en las células rojas vía la transferencia de hidrocarburo a los huevos y crías: podría resultar en la reducción de la supervivencia de la especie. Los embriones de aves son altamente sensibles a la contaminación por hidrocarburos, 1 µL a 10 µL de hidrocarburo es letal para un embrión durante la primera mitad de incubación.

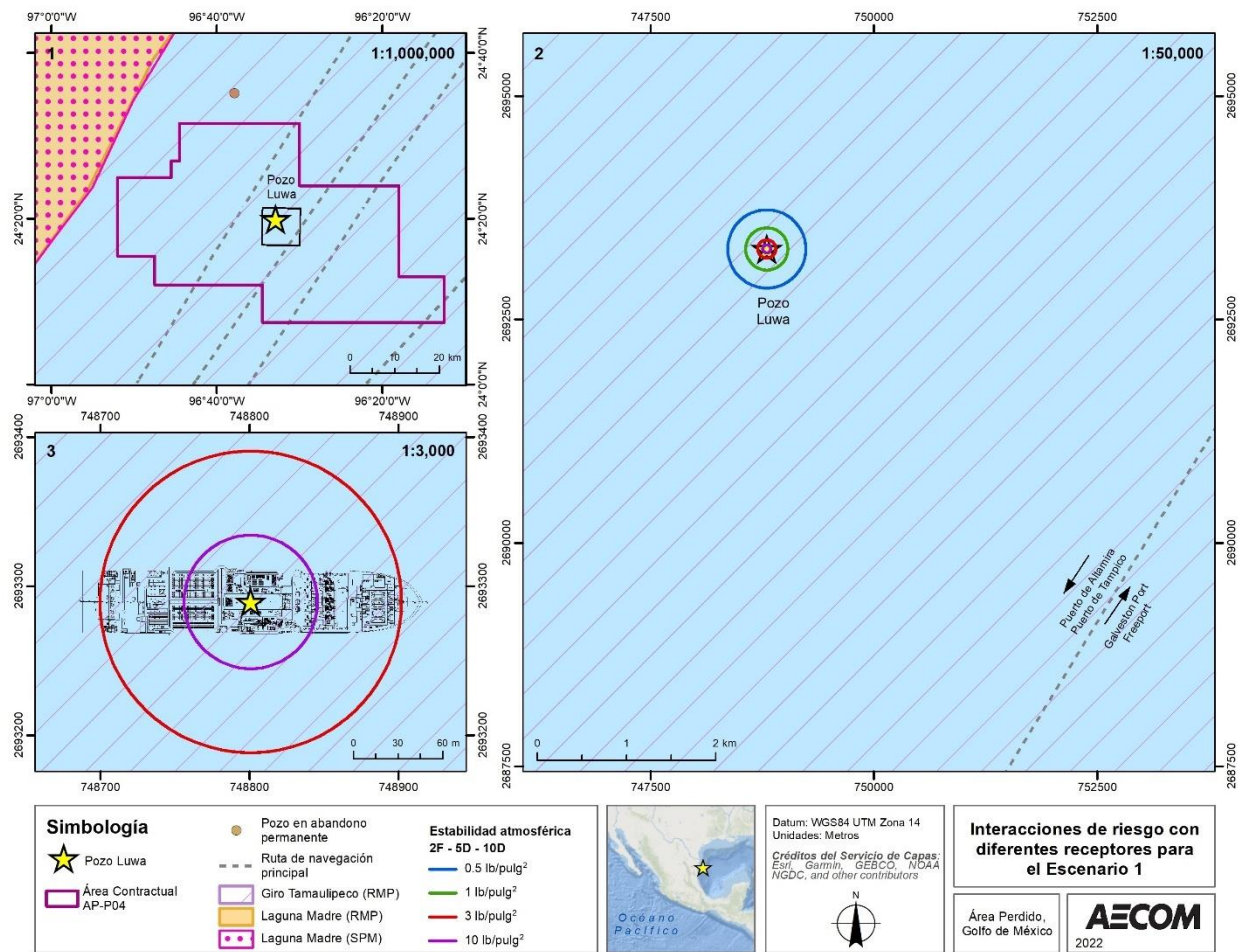


2.4 Interacciones de riesgo con otras instalaciones

Debido a que no se tiene registro de infraestructura preexistente asociada con actividades del sector hidrocarburos dentro del Área Contractual, se elaboró el análisis de interacciones de riesgo utilizando las rutas de navegación comúnmente utilizadas entre los puertos de México y Estados Unidos y las áreas sensibles cercanas al Pozo Luwa. En este caso, la ruta de navegación más cercana a las coordenadas del Pozo Luwa es Puerto de Altamira y/o Puerto de Tampico hacia Galveston Port y/o Freeport.

En la **Figura 2-33** se muestran los radios de la explosión por un descontrol de pozo. La sobrepresión resultante de la explosión no tiene interacciones con ningún poblado, sin embargo, el Pozo Luwa se ubica dentro de la RMP Giro Tamaulipeco. En la **Tabla 2-21** se describen los posibles receptores para el escenario E1.

Figura 2-33. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de explosión del Pozo Luwa.



Fuente: AECOM, 2022b.

Tabla 2-21. Descripción de los posibles receptores de riesgo para el E1.

Escenario:	E1	Tipo de evento:	Sobrepresión / Explosión	
Receptor de riesgo	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Población	Alto riesgo a equipos	No existe población cercana que pudiera ser afectada por los radios de explosión del	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la MEER para R2, R3 y R4	Sin recomendaciones adicionales.
	Alto riesgo			



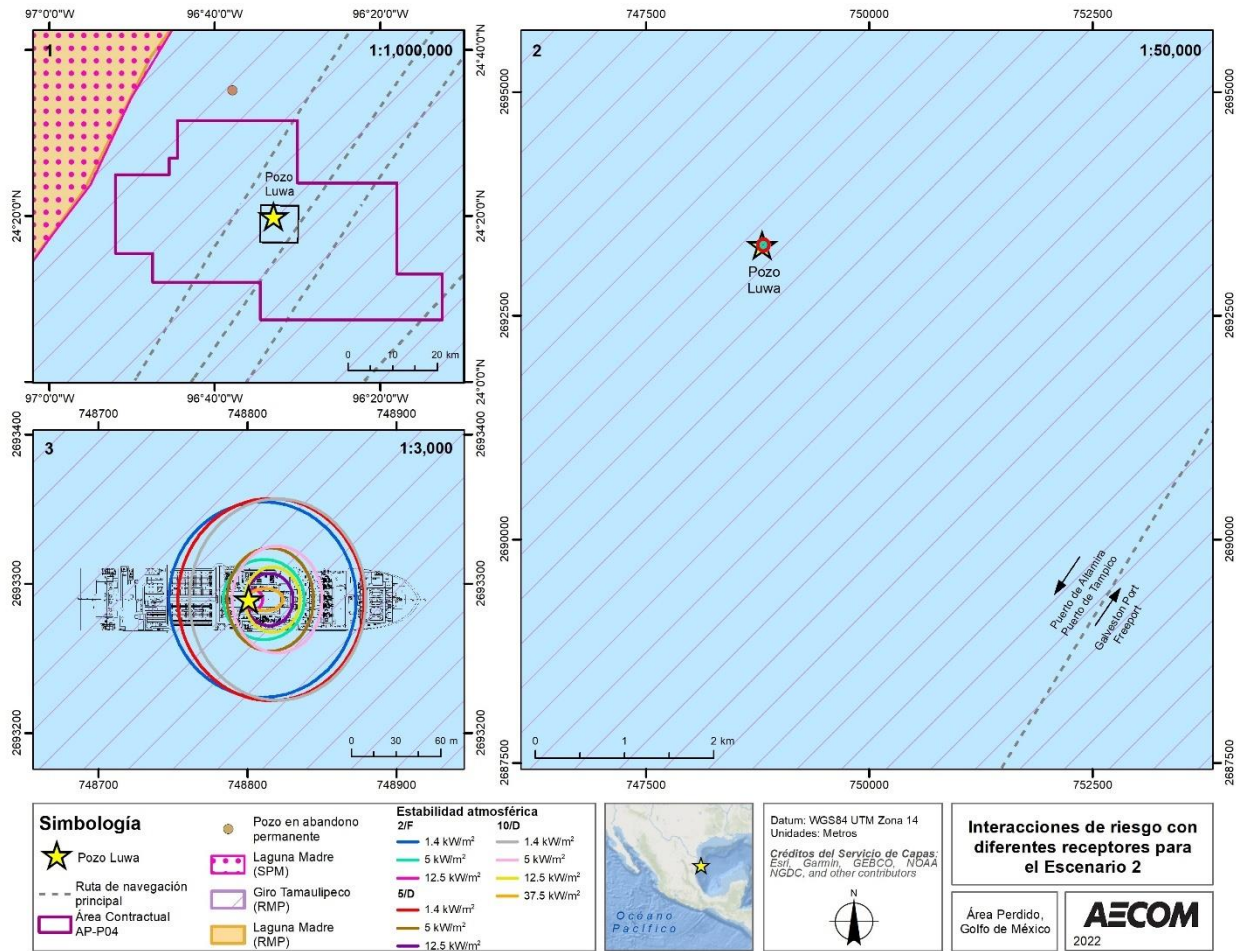
Escenario:	E1	Tipo de evento:	Sobrepresión / Explosión	
Receptor de riesgo	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Amortiguamiento	Pozo Luwa por un descontrol de pozo.		
Medio ambiente	Alto riesgo a equipos	El Pozo Luwa se encuentra dentro la RMP Giro Tamaulipeco, por lo que podría ser afectada por la explosión en caso de un reventón de pozo. Los efectos al medio ambiente estarían dominados por quema de hidrocarburos como se explica en la Sección 2.3.1.		
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento			
Personal	Alto riesgo a equipos	El personal dentro de esta zona podría morir debido a la sobrepresión emitida.		
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento	No se esperan daños al personal dentro de esta zona		
Activos	Alto riesgo a equipos	El límite superior de alto riesgo a equipos (10 lb/pulg ²) se extendió donde se encuentra el tensionador del riser, el nivel inferior de la torre de perforación, el área de BOP, el cuarto de bombas hidráulicas para el BOP y el desviador, los contenedores de almacenamiento de recortes de perforación, y la estantería del riser.		
	Alto riesgo	Estas zonas, sobrepasan los límites del buque de perforación, pudiendo interactuar con otras embarcaciones de operadores o subcontratistas del Proyecto, sin embargo, no afectarían las principales rutas de navegación como se muestra en la Figura 2-33		
	Amortiguamiento			

Fuente: AECOM, 2022b

En cuanto a la evaluación de la posible interacción con los resultados de incendio, en la **Figura 2-34** se muestran los radios de radiación térmica en caso de un descontrol de pozo. En la **Tabla 2-22** se describen los posibles receptores para E2. Al igual que para el escenario E1, los radios de afectación no tienen interacción con las rutas de navegación cercanas.



Figura 2-34. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de incendio del Pozo Luwa.



Fuente: AECOM, 2022b

Tabla 2-22. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E2.

Escenario:	E1	Tipo de evento:	Radiación Térmica / Incendio	
Receptor de riesgo	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Población	Alto riesgo a equipos	No existe población cercana que pudiera ser afectada por los radios de incendio del Pozo Luwa por un descontrol de pozo.		
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento			
Medio ambiente	Alto riesgo a equipos	El Pozo Luwa se encuentra dentro de la RMP Giro Tamaulipeco, por lo cual podría ser afectada por incendio en caso de un reventón de pozo. Los efectos al medio ambiente estarían dominados por quema de hidrocarburos como se explica en la Sección 2.3.1 .	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la MEER para R2, R3 y R4	Sin recomendaciones adicionales
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento			
Personal	Alto riesgo a equipos			



Escenario: Receptor de riesgo	E1	Tipo de evento:	Radiación Térmica / Incendio	
	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Activos	Alto riesgo	El personal dentro de esta zona podría morir debido a la sobrepresión emitida.		
	Amortiguamiento	No se esperan daños al personal dentro de esta zona		
	Alto riesgo a equipos	2F: fue menor a un metro y únicamente afectaría el <i>riser</i> de perforación 5D y 10D: zona del <i>moonpool</i> , sistema tensionador del riser, alcanzando el cuarto de bombas hidráulicas de BOP y de desviador hacia babor, contenedores de recortes de perforación hacia estribor		
	Alto riesgo	2F y 5D: <i>Moonpool</i> , el cuarto de bombas hidráulicas de BOP y de desviador de flujo hacia babor, la zona de contenedores de recortes de perforación hacia estribor, estantería de <i>riser</i> . 10D: mismas zonas que 2F y 5D, pero alcanzaría parcialmente el cuarto de bombas de fluidos de perforación.		
	Amortiguamiento	No se esperan daños a los activos, bajo este umbral de radiación.		



3 Señalamiento de las medidas de seguridad preventivas en materia ambiental

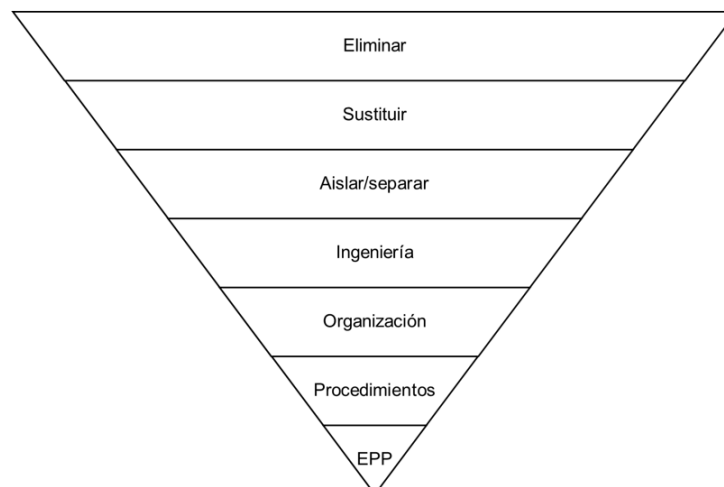
En esta sección se enlistan las recomendaciones técnico-operativas, medidas preventivas y de mitigación propuestas por Shell en conjunto con el *Caso de Seguridad HSE de Maersk Voyager* para la prevención de los eventos de riesgo identificados durante el HAZID y la mitigación de sus potenciales consecuencias, los cuales fueron evaluados el **Capítulo 1.5**.

A continuación, se describe la metodología utilizada para la identificación de barreras preventivas y de mitigación para la administración de riesgos evaluados.

3.1.1 Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación

Según el Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales de Shell es necesario considerar los requerimientos legales, así como la clasificación de la matriz RAM con el fin de prevenir incidentes, mitigar consecuencias y reducir los riesgos e impactos ambientales potenciales. La jerarquía de control de riesgos es un sistema utilizado por Shell para minimizar o eliminar los riesgos y de esta forma reducir accidentes. Este sistema se basa en siete pasos básicos ordenados jerárquicamente de acuerdo con la prioridad de uso para controlar un riesgo. Según su jerarquía de control, el medio más efectivo para administrar los riesgos es la eliminación o sustitución de un peligro (**Figura 3-1**) y la última línea de defensa es el equipo de protección personal (EPP).

Figura 3-1. Jerarquía de control de Shell.



Nota: Equipo de Protección Personal (EPP).
Fuente: Shell, 2021

3.1.1.1 Diagramas Bow-tie

Los Bow-ties se utilizan principalmente para la toma de decisiones y para asegurarse que el nivel de control implementado sea suficiente. Este método inicia como una lluvia de ideas de un equipo de expertos en riesgo, en el cual, se plantean todas las barreras de operaciones, barreras de comportamiento y sistemas

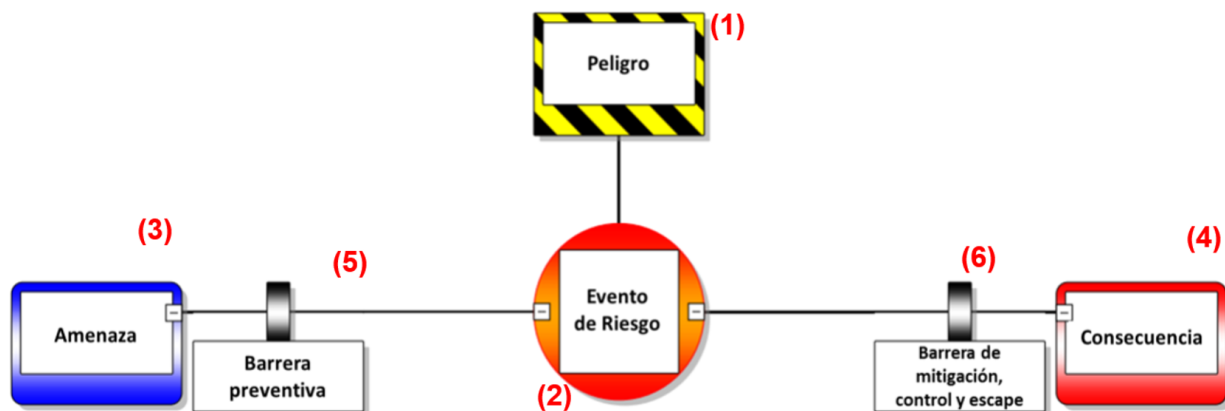


de gestión organizacionales. Considerando la información incorporada en el diagrama y su fácil entendimiento (debido a su interpretación gráfica), lo convierte en una herramienta de comunicación poderosa para múltiples niveles de la organización, en la cual, no solamente se puede analizar y comunicar la severidad de los escenarios de riesgo, sino también las estrategias a seguir para evitar la materialización de dichos escenarios.

A partir de esta metodología, se analizaron de manera estructurada, las amenazas, las barreras de prevención y de mitigación, así como las consecuencias asociadas a los peligros y eventos de riesgo identificados.

De acuerdo con la **Figura 3-2**, el primer paso consiste en identificar el peligro (1) para lo cual deberá recurrirse a la definición de dicho concepto, así como un registro de los mismos en proyectos anteriores. Una vez identificado el peligro se identificó un evento de riesgo (2), mediante el cual el peligro es liberado. Del lado izquierdo del diagrama, se encontrarán todas las amenazas (3), que son las causas o fuentes para la materialización de dicho riesgo. Del lado derecho se encontrarán todas las consecuencias (4) o eventos finales que son generados por la liberación del peligro. En dichas consecuencias se consideran todas las pérdidas o daños al ambiente, personal, comunidad y/o activos. El siguiente paso consiste en identificar las barreras primarias, tanto de prevención como de mitigación. Las barreras preventivas (5) evitan o reducen la probabilidad de que el evento de riesgo se desarrolle, se encuentran entre la(s) amenaza(s) y el evento de riesgo (lado izquierdo del diagrama). En caso de llegarse a presentar un evento de riesgo, se cuentan con barreras de mitigación (ubicadas en el lado derecho del diagrama, entre el evento de riesgo y la consecuencia), las cuales, son generalmente identificadas con procedimientos, estándares o procesos de ingeniería y son aquellas que pueden reducir la severidad del suceso.

Figura 3-2. Ejemplo de diagrama Bow-tie.



Fuente: IP Bank B.V., 2015, adaptado por AECOM: 2020.

A continuación, en la **Tabla 3-1** se presenta la relación de diagramas Bow-tie para los eventos de riesgo que fueron evaluados en la **Sección 1.5**. La tabla muestra los eventos de riesgo con el identificador de cada uno de ellos en la RAM de Shell (ID HAZID) y el identificador correspondiente a este ERA (ID ERA) para proporcionar mayor claridad en la trazabilidad de los escenarios. Asimismo, se muestra el nombre del evento de riesgo definido por Shell correspondiente a cada evento de riesgo evaluado en este ERA. Los Bow-ties completos se incluyen en el **Anexo 5.6** del presente documento debido a su formato extenso (los Bow-ties se presentan en formato original en lenguaje inglés con una tabla con las traducciones de las medidas preventivas y de mitigación para cada evento de riesgo considerado).

Las barreras de prevención y mitigación presentadas en el HAZID engloban de manera general algunas de las barreras presentadas en los Bow-ties *del Caso HSE de Maersk Voyager*, por lo tanto, pueden existir diferencias en la terminología entre ambas fuentes, así como la cantidad de medidas propuestas, sin embargo, ambas medidas están enlistadas y descritas en la **Sección 3.1.2** y **Sección 3.1.3**.



Tabla 3-1. Bow-ties relacionados a los eventos de riesgo evaluados.

ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de Riesgo	Clave Bow-tie	Figura*
01	R1	Descontrol de pozo submarino por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (etapa sin riser).	<p>02 - H-01.02.02 Liberación de hidrocarburos en el lecho marino</p>	
			<p>01 - H-01.02.01 Liberación de hidrocarburo</p>	



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de Riesgo	Clave Bow-tie	Figura*
02	R2	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (entrada/terminación) (etapa con <i>riser</i>).	04 – H-01.02.02 Reventón en piso de perforación	
			02 - H-01.02.02 Liberación de hidrocarburos en el lecho marino	



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de Riesgo	Clave Bow-tie	Figura*
03	R3	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones con tubería flexible y línea de acero	05 – H-01.01 Pérdida de contención	
04	R4	Fuga de gases por presencia de hidrocarburo gaseoso en lodo durante la perforación (etapa con <i>riser</i>)	03 – H-01.06.01 Liberación de mezcla explosiva de gas	



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de Riesgo	Clave Bow-tie	Figura*
20	R5	Desplazamiento de la plataforma durante situaciones dinámicas	<p>15 – H-08.02.04 Pérdida de control / Movimiento de la posición</p>	
			<p>14 – H-08.02.03 Pérdida de estabilidad (en sitio)</p>	



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de Riesgo	Clave Bow-tie	Figura*
			<p>12 – H-08.04.01 / 02 Colisión de alta energía</p>	
21	R6	Pérdida de la estabilidad durante situaciones dinámicas	<p>14 – H-08.02.03 Pérdida de estabilidad (en sitio)</p>	



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de Riesgo	Clave Bow-tie	Figura*
			<p>12 – H-08.04.01 / 02 Colisión de alta energía</p>	
48	R7	<p>Fuga de H₂S durante las operaciones de perforación/terminación de pozo</p>	<p>07 – H-20.01 Superación de los límites de exposición</p>	

Nota: * Las figuras presentadas corresponden a los Bow-ties completos que se presentan en el **Anexo 5.6**.
 Fuente :Maersk Drilling, 2015a.



3.1.2 Medidas y sistemas de seguridad preventivos

En esta sección se enlistan y describen las medidas y sistemas de prevención con los que contará el buque de perforación, algunas de ellas se presentaron en el lado izquierdo o derecho de los Bow-ties mostrados en el **Anexo 5.6**.

3.1.2.1 Medidas preventivas

3.1.2.1.1 Procedimientos y lineamientos

Entre los principales procedimientos relacionados con esta evaluación de riesgo se encuentran los enlistados en la **Tabla 3-2**.

Tabla 3-2. Procedimientos con los que contará el buque de perforación *Maersk Voyager* relacionados con el ERA.

Procedimiento / Lineamiento	Descripción
Inducciones de seguridad	Se contará con inducciones de seguridad para familiarizar a los empleados, visitantes y personal de servicio a bordo del buque de perforación al momento de arribo. Entre los principales temas se encuentran: equipo contra incendio, detectores de gas fijos y portátiles, sistemas de comunicación, materiales peligrosos, reporte de incidentes, entre otros.
Manuales, instrucciones y <i>checklists</i>	Se contará con manuales técnicos detallados para las actividades de control de pozo y operaciones en el buque de perforación (p. ej. sistema DP y maniobras de carga). Asimismo, se cuentan con <i>checklists</i> para cumplir con el proceso de análisis de trabajo seguro, en caso de que incluya una nueva actividad, se desarrollará un nuevo <i>checklist</i> indicando los peligros y controles más relevantes.
Mantenimiento	Se contará con un procedimiento denominado Modelo de Mantenimiento y Servicio para la plataforma, el cual asegurará el cumplimiento de los requerimientos legislativos (<i>Flag State</i> y Clase), asegurando la disponibilidad, integridad y desempeño de las instalaciones.
Operaciones Marinas	Se contará con procedimientos para operaciones marinas como control del sistema DP, carga y descarga, cuarto de control, grúas, mantenimiento del equipo contraincendios y de rescate, cálculos de estabilidad, operaciones de lastre y desplazamiento de cargas y movimiento de la plataforma, entre otros. Documentos puente de relevancia son el manual de contingencia y de descripciones de puesto.
Lineamientos de clima adverso	Se contará con lineamientos y planes de contingencia por clima severo desarrollados por <i>Maersk</i> cuyo propósito será: asegurar el adecuado control y precauciones requeridas para mantener un sistema de trabajo seguro durante clima adverso y asegurar que exista una pronta respuesta de recuperación para las personas que pueden, requerir rescate del mar. Se llevará a cabo un monitoreo de condiciones atmosféricas utilizando los procedimientos internos. Con ello se busca asegurar los controles y precauciones adecuadas para mantener la seguridad durante el trabajo bajo estas condiciones, así como asegurar los recursos para el brindar respuesta en caso de que personas que puedan resultar afectadas.
Sistema de Gestión Ambiental	La embarcación cuenta con un sistema de gestión ambiental que tiene como base la ISO 14001:2015 y consiste en la política HSSE de <i>Maersk</i> , objetivos, metas y funciones, evaluación de impacto ambiental, programas de gestión ambiental, mecanismos para la gestión ambiental, revisión y auditoría, monitoreo del desempeño.
Procedimientos de perforación	Se contará con un manual de control de pozo. Cada actividad de perforación estará monitoreada por <i>Maersk</i> y <i>Shell</i> , de acuerdo con la definición del programa de perforación y con apoyo del Sistema de Control de Trabajo de la compañía. Todas las actividades serán responsabilidad del líder de sección de perforación.



Procedimiento / Lineamiento	Descripción
Inspecciones HSE	Se contará con un procedimiento de inspección para asegurar que todas las áreas de la plataforma sean evaluadas cada tres meses, como mínimo se evaluará el equipo de rescate, contraincendios, equipo de protección, de primeros auxilios, equipo de medición de oxígeno y gas, alarmas, rutas de escape, permisos de trabajo, entre otros.

Fuente :Maersk Drilling, 2015a.

3.1.2.1.2 Sistema de lastre

Este sistema es importante para mantener el balance y la flotabilidad del buque de perforación, así como establecer el correcto calado de operación, ya sea para tránsito o para operaciones de perforación. El sistema se encuentra conformado por dos sistemas, el sistema de la parte frontal de agua de lastre y el sistema de la parte trasera de agua de lastre, ambos controlados por las bombas de lastre, las cuales tienen una capacidad de 2,500 m³/h, así como motores eléctricos, encargados de hacer funcionar a las bombas de lastre. Finalmente, se contará con un sistema principal de energía hidráulica, el cual operará las válvulas del sistema, las cuales, también contarán con sistemas manuales de emergencia.

3.1.2.1.3 Sistema de protección de corrosión

Tener un sistema de protección contra corrosión es un aspecto importante para mantener la integridad hermética de la embarcación. Se contará con un sistema de protección de corriente catódica impresa (ICCP, por sus siglas en inglés) para el casco y apéndices del buque de perforación, provisto de ocho ánodos de sacrificio. Con esta protección, se busca monitorear la corrosión electroquímica de la estructura del casco del barco por debajo de la línea de flotación. El sistema consta de dos unidades de suministro de energía, una en proa y otra en popa, cada uno conectado a su propio conjunto de electrodos de referencia de babor y estribor y ánodos de babor y estribor. Se contará con un monitoreo local que permitirá revisar cada sistema.

3.1.2.1.4 Sistema de mantenimiento posicional (sistema DP)

El buque de perforación se encontrará equipado con un sistema de mantenimiento posicional, el cual se encuentra compuesto por un sistema DP, cuyo propósito es mantener la posición y rumbo del buque de perforación a través del control automático de los propulsores, así como del control único del *joystick* de todos los propulsores, mantener posición mientras se navega y brindar un análisis de consecuencias. Dicho sistema cumple con el equipo de la IMO Clase 3 así como múltiples sensores (orientación de la embarcación, sensores de viento, de ángulos, de calado, etc.), un sistema de referencia, un monitoreo del ángulo del *riser*, y un sistema de desconexión.

3.1.2.1.5 Sistema de control de presión primario del pozo (manejo de presión durante la perforación)

El buque de perforación contará con un sistema de fluidos de perforación como control primario del pozo, cuya principal función es mantener la presión hidrostática dentro del pozo, la cual debe ser igual o mayor a la presión de formación. Este sistema está compuesto por fosas, tanques, bombas, válvulas, un desgasificador, un totalizador de volumen de pozo y sistema de registro de fluidos de perforación, los cuales en conjunto se encargan de suministrar la columna de fluidos de perforación al sistema de fluidos de alta y baja presión capaz de utilizar fluidos WBDF o NADF. En el sistema de alta presión circula el fluido a través de la sarta de perforación y el pozo mientras el sistema de baja presión facilita las operaciones de mezcla, acondicionamiento y transferencia. Éste contará con un sistema de control el cual proveerá de energía para los paneles de control local y remoto del sistema de mezcla de fluidos y manejo de volumen. Los niveles del tanque, indicadores de flujo de retorno, entre otros parámetros relacionados con el control de presión primario serán monitoreados en el cuarto de control de perforación. Adicional al sistema de fluidos de perforación se contará con una unidad o sistema de cementación.



Por otra parte, Shell realizará la evaluación de la ventana operativa (rango de pesos de fluido de perforación que se puede utilizar con base en los estimados de presiones de formación y de fractura), y dependiendo de los resultados de esta evaluación, se tomará la decisión de perforar convencionalmente, o utilizando el sistema MPD (ver **Sección 1.2.6.8**).

3.1.2.1.6 Sistema de prevención de reventones (sistema de control secundario del pozo)

El sistema estará equipado con múltiples arietes de corte para proporcionar opciones adicionales de cierre. Shell mantendrá el equipo y las capacidades para realizar una intervención automática o externa en el LMRP y/o BOP. Esto incluirá a un especialista del equipo, un sistema remoto y un sistema hidráulico capaz de cerrar los preventores directamente. La descripción detallada del sistema se presenta en la **Sección 1.2.6.10**.

3.1.2.1.7 Sistemas de comunicación interna

Para llevar a cabo las actividades dentro del buque de perforación, se requiere de un sistema de comunicaciones interna, es decir, que la información que involucra las operaciones de perforación y ubicación de la plataforma pueda ser transmitida de forma audible y que, a su vez, esté disponible en campo por medio del uso de estaciones. Por ello, la plataforma contará con un gabinete de alarma general y direccionamiento público (PA/GA, por sus siglas en inglés) MPA 9000 instalados en el puente de navegación y en el cuarto de instrumentos de navegación. El sistema PA/GA será utilizado para transmitir anuncios de emergencia relacionados con la condición de alarma que se presente. Las alarmas con que contará el sistema serán para evacuación (tono constante de 1,000 Hz), fuego (dos tonos), alarma general (intermitente de 1,000 Hz utilizada en caso de hombre al agua, liberación de gas, colisión, u otros estados de emergencia) y gas tóxico/H₂S (sirena multitono). Asimismo, el sistema contará con un sistema *talkback*, sistema de radio teléfono, teléfono automático y sistema de teléfono alimentado por sonido.

3.1.2.1.8 Sistemas de paro de emergencia

El buque de perforación contará con un sistema ESD, que utilizará un sistema de gestión de energía. Este sistema es considerado crítico para la seguridad de la embarcación y de la tripulación. En la **Sección 1.4.2.1** se encuentra la descripción detallada de este.

3.1.3 Medidas y sistemas de seguridad de mitigación

En el presente apartado, se describen las medidas y sistemas de seguridad con las que contará el buque de perforación para mitigar las consecuencias de un evento no deseado. En particular, se describen de manera general, el plan de respuesta a emergencias, el sistema contra incendio, el sistema de contención del pozo (*capping stack*), el pozo de alivio y el plan de contingencia ante derrames como medidas de mitigación.

3.1.3.1 Medidas de mitigación

3.1.3.1.1 Procedimientos y simulacros

Con la finalidad de que el personal a bordo del buque de perforación tenga pleno conocimiento de los procedimientos de emergencia, se llevarán a cabo simulacros y entrenamientos a bordo de manera semanal o según se requiera. Después de entrenamientos, el personal clave transmitirá las lecciones aprendidas a todo el personal involucrado, asegurando que se cubran los puntos más importantes.

La embarcación también llevará a cabo los siguientes simulacros a bordo del buque de perforación:

- Simulacro de reunión y/o bote salvavidas (semanalmente)
- Evacuación alternativa (cada 4 semanas)
- Extinción de incendios (\leq 12 días)



- Equipo de respiración/Equipo de emergencia (cada 4 semanas)
- Atención de heridos/Primeros auxilios (cada 4 semanas)
- Hombre al agua (cada 4 semanas)
- Control de lastre (cada 4 semanas)
- H₂S/SO₂ (según sea necesario)
- SOPEP (cada 4 semanas)

3.1.3.1.2 Plan de Respuesta a Emergencias

En caso de la materialización de un evento no deseado, se activarán una serie de medidas de respuesta tan pronto como sea posible en la práctica y cuando sea seguro hacerlo. Muchas de estas medidas serán desplegadas de manera simultánea para proporcionar una respuesta integral. Este enfoque proporciona un nivel de contingencia en el que, si las medidas de respuesta iniciales llegasen a fallar, habría otras medidas adicionales disponibles como respaldo. El Plan de Respuesta a Emergencia se prepara y se mantiene para cada unidad organizativa de *Maersk Drilling*, donde se detallan las responsabilidades, la organización y se especifican las señales audibles y visuales para atención a emergencias.

Este Plan asegurará que se cumplan al menos los siguientes requisitos:

- Definición de una línea de mando clara para la organización de la respuesta de emergencia, los criterios para la notificación y documentación de incidentes,
- Instrucciones claras sobre la respuesta a emergencias creíbles para el buque de perforación y que estas sirvan de base para la planificación de simulacros y ejercicios,
- Personal debidamente calificado para gestionar una emergencia, ayudar al personal incapacitado y operar el equipo de respuesta de emergencia requerido para facilitar escape y evacuación,
- Áreas de reunión seguras y áreas de refugio temporal correctamente identificados, y señalizados,
- Sistema de reunión eficaz que facilite la identificación del personal desaparecido en una emergencia,
- Medios de comunicación apropiados y siempre disponibles,
- Señalamientos adecuados de la presencia de fuego, humo, explosión y gases tóxicos y que los sistemas de alarma están disponibles,
- Rutas de escape seguras y señalizadas,
- Medios apropiados para controlar la emergencia, incluyendo los sistemas de combate contra incendios,
- Sistemas de alarma adecuados,
- Medios apropiados de evacuación y rescate,
- Equipo personal de escape y rescate,
- Documento puente entre sistema de administración del buque de perforación y organización del Proyecto de perforación.

El equipo de respuesta a emergencia está conformado por:

- Gerente de instalación costa afuera (persona a cargo)
- Líder de sección de perforación
- Líder técnico de sección
- Administrador de la plataforma



- Operador de DP Senior
- Representante de Shell

Dentro del Plan de Respuesta a Emergencias también se evalúan diversas situaciones dentro de las cuales destacan:

- Fuga o descontrol de pozo
- Fuga de hidrocarburo con o sin ignición
- Liberación de H₂S
- Peligro de colisión
- Hombre al agua durante las actividades
- Clima extremo
- Pérdida de estabilidad
- Pérdida de posición
- Apagón total

En cada situación, se desarrolla un escenario en el cual se asignan las responsabilidades para el inicio de los procedimientos de respuesta a emergencia. El Plan de Respuesta a Emergencias será validado por simulacros y entrenamientos, y será revisado cada vez que exista un cambio de operador.

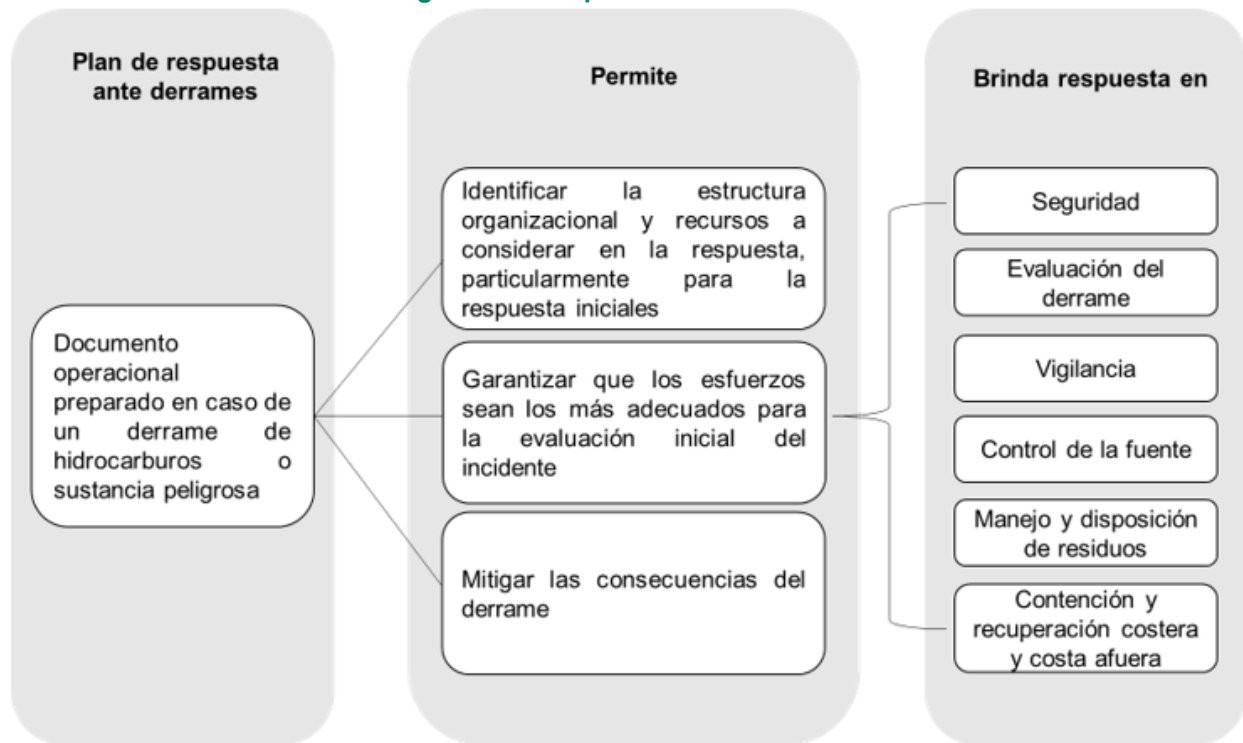
El buque de perforación contará con una organización de emergencia a bordo, capacitados para brindar asistencia en caso de accidente. Asimismo, contará con una organización de emergencia en tierra, que incluye un coordinador de emergencia, un coordinador de operaciones, un coordinador de seguridad, encargado del registro, personal coordinador, y un representante de gestión senior.

3.1.3.1.3 Respuesta ante derrames

Como parte del proceso de autorización del SASISOPA, Shell presentó ante la ASEA el Programa de Implementación del SASISOPA, que integra elementos de respuesta a emergencias, incluyendo respuesta a derrames, de conformidad con el *Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas Potencialmente Peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas* (SEMAR, 2016). Este plan describe las acciones para limitar la contaminación de cualquier derrame de hidrocarburos (ver **Figura 3-3** de este documento y Capítulo 3 y Capítulo 6 de la MIA presentada para la autorización del Proyecto). El plan será complementario al Plan de Emergencia por Contaminación de Hidrocarburos (SOPEP, por sus siglas en inglés) y podrá estar relacionado con planes complementarios, tales como el Plan de Control de la fuente (SCP, por sus siglas en inglés), el cual establece los procedimientos y responsabilidades para lidiar con brotes o reventones del pozo y los métodos a utilizar, así como los niveles de capacitación requeridos para que el personal reconozca ambos.



Figura 3-3. Respuesta ante derrames.



Fuente: AECOM, 2022.

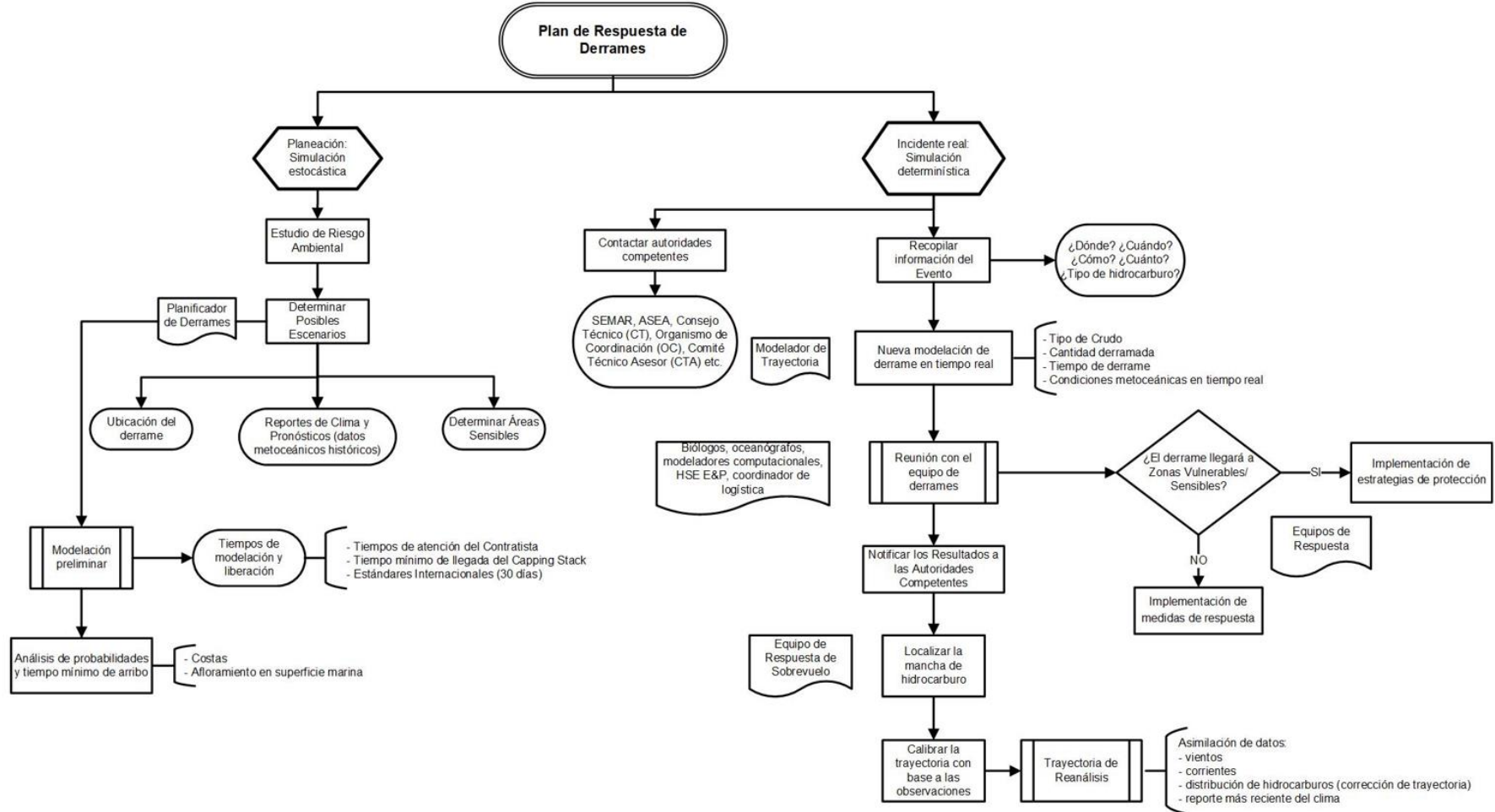
El plan de respuesta cubre todas las actividades asociadas con la perforación costa afuera del pozo, considerando las operaciones realizadas en el buque de perforación que involucran las fugas de líquidos, tales como crudo, diésel y sustancias peligrosas. Además, el plan de respuesta está preparado y organizado para proporcionar información útil y necesaria, así como documentos guía para:

- La brigada de respuesta inicial
- La persona a cargo en sitio
- El equipo de manejo de incidentes de Shell

En la **Figura 3-4** se muestran los pasos a seguir ante la activación del plan de respuesta.



Figura 3-4. Proceso del plan de respuesta.



Fuente: AECOM, 2021a



3.1.3.2 Sistemas de seguridad

3.1.3.2.1 Sistemas de alarma

El buque de perforación contará con alarmas de emergencia y sistemas de luces que servirán para identificar una emergencia en particular y para llamar a todo el personal a sus estaciones. El sistema de alarma brinda tres tipos de prioridad identificados por diferentes colores (**Tabla 3-3**):

Tabla 3-3. Tipos de prioridad del sistema de alarma.

Código de color	Prioridad	Descripción
Amarillo	Baja	1: alarmas para sistemas de maquinaria auxiliar que no conllevarían a un apagado de emergencia de sistemas de maquinaria principal
Rojo	Alta	2: alarmas para sistemas de maquinaria auxiliar que sí conllevarían a un apagado de emergencia de sistemas de maquinaria principal
Magenta	Crítica	3: alarmas para fuego y gas y alarmas para ESD

Fuente: Maersk Drilling, 2018.

En lo que respecta a los sistemas contra incendios y detección, sus componentes y características pueden ser consultados en la **Sección 1.2.7**, mientras que los paros por emergencia, su descripción se presenta en la **Sección 1.4.2.1**.

3.1.3.2.2 Sistemas de salvamento

Se contará con seis botes salvavidas totalmente cerrados localizados en grupos de dos a cada lado en el área de alojamiento de proa, en la cubierta "C" nivel y uno a cada lado de la cubierta de la sala de máquinas de popa, en el nivel de la cubierta "A" en popa. En caso de emergencia, los botes serán lanzados con un sistema automatizado. Los botes serán completamente cerrados y diseñados para proteger a sus ocupantes de los efectos del fuego, humo y otros elementos de acuerdo con SOLAS 1983/96.

También se contará con 22 balsas salvavidas como medio de evacuación secundario las cuales, en caso de emergencia serán lanzadas e infladas de manera automática. Las balsas se distribuirán de la siguiente manera:

- 8 juegos en la cubierta A en popa
- 6 juegos en los alojamientos de la cubierta B a babor
- 8 juegos en los alojamientos en la cubierta C

Finalmente, se contará con un bote de rescate para 10 personas ubicado en babor para su uso en caso de hombre al agua.

3.1.3.2.3 Sistema de contención de pozo (*capping stack*)

Las operaciones de contención son el primer paso importante para recuperar el control del pozo. El sistema de contención, o *capping stack*, es la pieza central de un sistema de contención que se mantiene disponible en una ubicación en tierra. Este solo se implementará después de que el sistema de preventores no haya cumplido su propósito y se haya producido un reventón de pozo. Un *capping stack* es una pieza que se coloca sobre el pozo reventado como un tapón mecánico. Su propósito es detener o redirigir el flujo de hidrocarburos y ganar tiempo para que los ingenieros puedan sellar permanentemente el pozo mediante un pozo de alivio.

En caso de que se produzca un evento de reventón de pozo, el *capping stack*, se transportará de Noruega a México vía aérea, utilizando un avión AN-124, montado en un fuselaje. Posteriormente, el *capping stack*



será desplegado mediante una grúa de 250 a 400 ton montada en un barco el cual realizará el despliegue. La operación de instalación se apoyará de ROV para la correcta instalación del equipo de contención.

Se estima que las operaciones de contención para recuperar el control del pozo tengan una duración de menos de 13 días. La línea de tiempo objetivo para la movilización y despliegue del *capping stack* es la señalada en la **Tabla 3-4**.

Tabla 3-4. Procedimientos y operaciones de contención.

Evento	Tiempo (días)
Desmontaje parcial de la cúpula de contención y movilización al aeropuerto Stavanger	4
Vuelo a Houston, descarga y tránsito al puerto	3
Reconfigurar, probar y cargar	3
Navegar al sitio del incidente	2
Despliegue de la cúpula de contención	1
Taponamiento total y tiempo de contención	13

Fuente: Shell, 2022

3.1.3.2.4 Pozo de alivio durante un reventón de pozo

A medida que se realizan las operaciones de contención del pozo por medio de la colocación de un *capping stack*, se desarrollan operaciones simultáneas (SIMOPS, por sus siglas en inglés) para perforar un pozo de alivio, que corresponde a un pozo secundario que se perfora con la intención de intersectar el pozo principal a una distancia predeterminada por debajo del lecho marino. Su ubicación debe estar a una distancia mínima segura del lugar del pozo principal para garantizar operaciones seguras de perforación y evitar interferencias con las operaciones de contención del pozo.

Su propósito cerrar permanentemente el pozo reventado bombeando agua salada, lodo y concreto hacia él. El pozo de alivio se perforaría utilizando un plan de ejecución similar a un pozo estándar. Por lo general, este se perfora como un agujero vertical hasta un KOP, donde se gira hacia el pozo principal utilizando tecnología y herramientas de perforación direccional. Shell cuenta con especialistas internos que pueden diseñar el pozo de alivio y las operaciones de cierre. Se estima que un pozo de alivio se podría realizar en menos de 90 días considerando el peor escenario creíble.



4 Resumen

En el presente ERA se realizó la identificación de peligros y evaluación de riesgos potenciales asociados a aquellas actividades del Proyecto en las que se involucre alguna de las sustancias mencionadas en los Listados AAR, tales como las relacionadas con las actividades de perforación del Pozo Luwa en aguas profundas del Área Contractual AP-PG04, en el Área Perdido en el Golfo de México. Asimismo, se describieron las metodologías y herramientas utilizadas para la identificación de peligros, identificación y evaluación de eventos de riesgo y análisis de barreras preventivas y de mitigación (Diagramas Bow-tie).

Para cumplir con el compromiso mínimo de trabajo dentro del Periodo Inicial de Exploración, Shell se compromete a perforar al menos un pozo de exploración costa a fuera, en la ubicación del Pozo Luwa, cuyas características más importantes en materia de riesgo ambiental (características del yacimiento, propiedades del hidrocarburo esperado, agenda de perforación, secuencia de perforación y estado mecánico preliminar) se presentaron a lo largo del **Capítulo 1**.

A fin de definir las características del sitio, en la **Sección 1.2.2** se llevó a cabo la descripción de los aspectos bióticos y abióticos más relevantes de la zona. Así mismo, debido a la ubicación del Proyecto (costa afuera), se realizó un análisis cualitativo de la susceptibilidad de riesgo ante fenómenos meteorológicos y oceanográficos adversos que pudieran afectar el buque de perforación. A partir de este análisis, se obtuvieron niveles de susceptibilidad “muy bajos” para mareas y tsunamis, ya que el rango de mareas profundas en el oeste del Golfo de México es pequeño, así como, no se han registrado causas potenciales que desencadenen tsunamis en esta misma área y no se han identificado daños en la industria del petróleo debido a estos fenómenos. Para viento, corrientes y oleaje asociados a eventos extremos, se obtuvieron niveles de susceptibilidad “medios” ya que dichos fenómenos podrían ocasionar daños al buque de perforación o afectar a las operaciones normales en cubierta y de perforación como se ha registrado anteriormente.

Como parte de la descripción de las actividades y del buque de perforación, en la **Sección 1.2.5** se describen las principales características del Proyecto mecánico del buque de perforación *Maersk Voyager*, tales como los equipos de perforación (torre de perforación, *top drive*, propulsores, entre otros). En la **Sección 1.2.7** se realiza una descripción detallada del sistema contra incendios. En la **Sección 1.3.1** se describe la secuencia de perforación del Pozo Luwa, la composición de los WBDF y NADF a utilizar, así como la capacidad de almacenamiento y equipos auxiliares de la embarcación. Finalmente, en la **Sección 1.4** se describen las condiciones de operación, especificaciones del sistema de control, sistemas de aislamiento y de emergencia.

Como parte medular de este ERA, en la **Sección 1.5** se presenta el análisis y evaluación de riesgos en la que Shell, a través de una reunión multidisciplinaria de expertos, desarrolló el *Registro de Peligros y Efectos Bloque AP-PG04* para el Pozo Luwa (HAZID). A partir de este documento, se seleccionaron aquellos riesgos pertinentes a las actividades de perforación que incluyeron el manejo de sustancias altamente riesgosas con el potencial de ser liberadas en cantidades iguales o mayores a la cantidad de reporte establecidas en los Listados AAR, resultando en siete Eventos de Riesgo:

- R1: Descontrol de pozo submarino por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (etapa sin *riser*)
- R2: Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (entrada/terminación) (etapa con *riser*)
- R3: Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de entrada/terminación con línea de acero
- R4: Fuga de gases por presencia de hidrocarburo gaseoso en lodo durante la perforación (etapa con *riser*)
- R5: Desplazamiento de la plataforma durante situaciones dinámicas



- R6: Pérdida de la estabilidad durante situaciones dinámicas
- R7: Fuga de H₂S durante las operaciones de perforación/terminación de pozo

Posteriormente, estos Eventos de Riesgo, sus amenazas, consecuencias y barreras de prevención y mitigación se resumieron en la MEER (**Capítulo 5, Anexo 5.4**), señalando la calificación para los cuatro diferentes receptores: ambiente, personal, activos y comunidad, de acuerdo con la RAM Shell (**Capítulo 1, Sección 1.5.2**).

Todos los Eventos de Riesgo obtuvieron un nivel de riesgo moderado, por lo cual, se seleccionaron todos para conformar los cuatro escenarios de simulación de consecuencias que pudiesen ocurrir en el Pozo Luwa (**Capítulo 2, Sección 2.1.4 y Sección 2.2.3**):

- E1: Explosión por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo
- E2: Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo
- E3: Dispersión de H₂S por liberación de hidrocarburos por manifestación de pozo
- E4: Derrame de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo

Para las simulaciones se consideró el flujo de liberación de hidrocarburo a través del agujero descubierto, el cual corresponde al WCD de crudo y gas, y que fue calculado a partir de las características del yacimiento y el estado mecánico del Pozo Luwa (**Sección 1.5**). Para las consecuencias de incendio y explosión, la simulación se llevó a cabo a través de PHAST y del derrame de hidrocarburos al mar a través de OILMAP. En lo que respecta a la dispersión tóxica, dadas las condiciones del yacimiento previstas por Shell, no se espera la presencia de H₂S en el yacimiento, por lo cual, no se obtuvieron resultados para el escenario de dispersión tóxica. El resumen de los radios y las condiciones utilizadas en los escenarios de PHAST (E1, E2 y E3), se presentan en la **Tabla 4-1**.

Tabla 4-1. Resumen de condiciones y resultados (radios) para los escenarios simulados con PHAST.

Umbrales	E1: Explosión (lb/pulg ²)			E2: Radiación térmica (kW/m ²)			E3: Dispersión tóxica (ppm)	
	Amortiguamiento	Alto riesgo	Alto riesgo a equipos	Amortiguamiento	Alto riesgo	Alto riesgo a equipos	Amortiguamiento	Alto riesgo
	0.5	1.0	3 - 10	1.4	5	12.5 - 37.5	10 -15	100
Explosión, incendio y dispersión tóxica por ruptura de riser. Presión: 8,700 lb/pulg ² ; Temperatura: 60°C; Flujo gas: 30 MMSCFD (8 kg/s); Masa explosiva: 480 kg para E1; Masa inflamable: 28,800 kg para E2.								
2F	437 m	237 m	102 m – 45 m	73 m	38 m	$\frac{10 \text{ m a } <1 \text{ m}}{\text{m}}$	NA	NA
5D				78 m	44 m	$\frac{30 \text{ m a } <1 \text{ m}}{\text{m}}$	NA	NA
10D				79 m	50 m	$\frac{35 \text{ m a } 23 \text{ m}}{\text{m}}$	NA	NA

NA: No aplica. El yacimiento no tiene probabilidad de presencia de H₂S.

Fuente: AECOM, 2022.

Si bien la probabilidad de ocurrencia de estos eventos es baja, en caso de un evento de explosión o incendio, los efectos al Sistema Ambiental se relacionan con las emisiones de productos de combustión a la atmósfera, tales como el dióxido de carbono (CO₂), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), sulfuro de hidrógeno (H₂S), dióxido de azufre (SO₂), COV y HAP, entre otros. Lo cual se discutió con mayor detalle en el **Capítulo 2, Sección 2.3.1**.

Como parte del análisis de los escenarios, el escenario de derrame de hidrocarburos en el mar por descontrol de pozo (E4) se simuló a través de OILMAP, para obtener las probabilidades de presencia y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburo en la línea de costa y en superficie marina. Las temporadas evaluadas fueron de secas (octubre a marzo) y de lluvias (abril a septiembre), considerando 30 días y 13 días de liberación (esta última simulación, contempla el tiempo de la implementación de un *capping stack* como medida de control). Adicionalmente, los resultados de la modelación estocástica de la liberación no controlada de hidrocarburos fueron utilizados para identificar el tiempo de arribo del peor escenario creíble para áreas sensibles: RMP, SPM, RTP, RHP, ANP, AICA y Sitios Ramsar. El resumen de los resultados de la temporada de lluvias y de secas se presenta en la **Tabla 4-2**.



Tabla 4-2. Resumen de resultados de la liberación no controlada de hidrocarburos al mar para la temporada de lluvias y secas.

Zona de presencia de hidrocarburo	Lluvias	Secas
<p>Liberación de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo o falla/ruptura de riser. Temperatura de descarga: 60 °C; Flujo de liberación 45,000 bbl/d, Tiempo de simulación: 13 y 30 días; Volumen liberado: 585,000 bbl para 13 días y 1,350,000 bbl para 30 días.</p>		
Superficie marina	<p>Para 13 días de liberación, los contornos de probabilidad se extendieron principalmente hacia el norte del punto de liberación, con probabilidades de presencia cercanas al punto de liberación dentro de los primeros 150 km de entre 80% y 100% y tiempos de arribo menores a dos días. También, se observaron resultados de probabilidad del 5% (13 d) al 70% (2 d) de que el hidrocarburo deje aguas nacionales y continúe más allá de la frontera con Estados Unidos.</p> <p>Para el caso de la liberación por 30 días, la orientación de los contornos fue principalmente hacia el norte abarcando desde la frontera con Estados Unidos (con probabilidades desde 5% hasta el 90% y tiempos de arribo menores a tres días) y oeste hacia Tamaulipas (5% al 70% y tiempos de arribo menores entre tres y siete días). Con menor rango de probabilidad, se extendieron hacia el sur al estado de Veracruz (5% a 10% y tiempos de arribo de 10 a 20 días). En una extensión de aproximadamente 130 km al norte desde el punto de liberación, la probabilidad de presencia fue del 90% al 100%, con un tiempo de arribo menor a tres días.</p>	<p>Para 13 días de liberación, los contornos de probabilidad se extendieron al noreste del punto de liberación, con probabilidades de presencia cercanas al punto de liberación (~100 km) entre 70% al 100% y tiempos de arribo menores a dos días. También, existe una probabilidad entre el 5% y el 40% de que el hidrocarburo deje aguas nacionales hacia Estados Unidos con tiempos de arribo de tres a 10 días, y que los contornos de hidrocarburo en la superficie marina se extiendan hacia el oeste aproximándose al estado de Tamaulipas con probabilidades del 5% y tiempos de arribo entre cinco y 10 días.</p> <p>Para el caso de la liberación por 30 días, la orientación de los contornos fue principalmente hacia el nor-noreste con rangos de probabilidad entre 70% y 100% (con tiempos de arribo menores a tres días), mientras que los rangos de probabilidad hacia Tamaulipas oscilaron entre 5% y 60%, con tiempos de arribo menores a cinco días. En una extensión de aproximadamente 150 km al norte desde el punto de liberación, la probabilidad de presencia fue del 80% al 100%, con un tiempo de arribo menor a tres días.</p>
Costas	<p>Para 13 días, en esta temporada, se obtuvieron resultados del 5% al 40% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la línea costera de Tamaulipas (aproximadamente 116 km al noroeste del pozo) con tiempos de arribo de cuatro a 10 días.</p> <p>Para 30 días, los contornos se extendieron desde la frontera con Estados Unidos (70% al 80%) con tiempos de arribo mayores a cinco días, extendiéndose sobre la línea costera de Tamaulipas (5% al 70%) con tiempos de arribo mayores a tres días, y hacia Veracruz (5% al 10%) con tiempos de arribo mayores a 10 días.</p>	<p>Para 13 días, en esta temporada, se observaron contornos desde la frontera con Estados Unidos (con probabilidad del 5% al 10% con tiempos de arribo mayores a siete días) hasta el sur del estado de Tamaulipas (con probabilidad del 5% al 10% con tiempos mínimos de arribo mayores a cuatro días), sin llegar al estado de Veracruz.</p> <p>Para 30 días, se observó una probabilidad de presencia del 10% al 70% en Tamaulipas con tiempos de arribo entre tres y 20 días. Por otra parte, en Veracruz, se presentaron probabilidades de entre 5% y 30%, con tiempos de arribo mayores a siete días.</p>

Fuente: AECOM, 2022.



En un derrame de hidrocarburos por un descontrol de pozo, el hidrocarburo se intemperiza y experimenta diversos cambios químicos y físicos, algunos de los cuales dan lugar a su eliminación de la superficie del agua o su persistencia en ella. Estos cambios dependerán de la cantidad derramada, el tipo de hidrocarburo, así como las condiciones climáticas y marinas del entorno.

Los efectos de un derrame de hidrocarburos derivado por un reventón de pozo en el Área Contractual AP-PG04 pudieran tener efectos en los ambientes costeros tales como humedales de arbustos y manglares, corales, playas de arenas gruesas y playas de arena fina a mediana, y en áreas sensibles tales como la RMP-SPM-ANP-RAMSAR/APFF-RTP-AICA Laguna Madre y la RTP-AICA-ANP-RHP Río Bravo, quienes obtuvieron los resultados de mayor probabilidad de presencia de hidrocarburo tanto en la superficie como en costa. Además, los efectos potenciales también podrían afectar las actividades económicas, principalmente pesquerías y granjas acuícolas en las costas de Tamaulipas y Veracruz, de acuerdo con los resultados observados de las simulaciones. Las principales especies marinas que podrían afectarse ante un derrame de hidrocarburo son: plancton, peces, tortugas, mamíferos marinos y aves, entre otros. Dichos efectos pueden estar relacionados con la contaminación física (bioacumulación), los efectos tóxicos en la vida marina (cambios en el comportamiento, alimentación, reproducción y crecimiento de las especies).

Dentro del Área Contractual no se cuenta con infraestructura preexistente relacionada a las actividades del sector hidrocarburos, sin embargo, el Pozo Luwa se encuentra cercano a la ruta de navegación del Puerto de Altamira y/o Puerto de Tampico hacia Galveston Port y/o Freeport, no obstante, ningún escenario de riesgo es capaz de alcanzar dicha ruta.

Como medida preventiva, el Pozo Luwa contará con un radio de seguridad de 2,500 m alrededor del pozo dentro de las cuales no se podrán realizar actividades distintas a las relacionadas con la extracción y exploración de hidrocarburos, incluyendo la navegación, en la **Sección 2.4** se describen las interacciones para cada escenario.

En el **Capítulo 3** se describen las medidas necesarias para reducir los niveles de riesgo evaluados con que contará el Proyecto. Entre las medidas y sistemas de seguridad preventivos, el buque de perforación contará con procedimientos y lineamientos tales como mantenimiento y servicio a la plataforma, clima adverso, entre otros, asimismo, contará con un sistema de lastre, de protección de corrosión, DP, control de presión, BOP, comunicación, entre otros. Entre los sistemas de seguridad se encuentran los sistemas de alarma, salvamento y sistemas de contención de pozo (*capping stack*) y pozo de alivio.

A partir de la evaluación de riesgos e identificación de medidas preventivas y de mitigación presentadas en este estudio, se concluye que la probabilidad de un daño ambiental a largo plazo provocado por un evento no deseado durante las actividades de perforación exploratoria del Pozo Luwa, tal como un descontrol de pozo, es extremadamente poco probable, debido a que Shell contará con los procedimientos de identificación y evaluación de peligros y riesgos, así como la identificación de medidas preventivas y de mitigación, lo cual busca administrar y reducir eficientemente la probabilidad de materialización de los escenarios de simulación.



4.1 Informe técnico

4.1.1 Sustancias involucradas

Modelo	Nombre químico de la sustancia (IUPAC)*	No. CAS*	GOR	Flujo	Diámetro de la tubería	Viscosidad	Tiempo de liberación	Detalles
PHAST	Crudo Medio del Golfo de México	N/A*	-	Gas: 30 MMscfd	20"	21.7 @25°C	Dardo de fuego: 3,600 s Explosión: 60 s**	Descontrol de pozo superficial Falla o ruptura del riser (trayectoria vertical)
OILMAP			665 scf/bbl	Líquido: 45,000 bbl/d	10 5/8"		30 días / 13 días***	Descontrol de pozo submarino

Nota: *En el **Capítulo 5, Anexo 5.7** se proporciona la Hoja de Seguridad para un hidrocarburo "tipo" como ejemplo, sin embargo, la composición del crudo (hidrocarburo/gas) utilizado en las simulaciones es un perfil aproximado a lo estimado para el yacimiento.

Tiempo típico de acumulación de masa de atmósfera explosiva (Lannoy, 1984). *Considerado un *capping stack* como medida de mitigación.



4.1.2 Historia de accidentes e incidentes

No.	Año	Ubicación	Operador	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1	1964	Golfo de México	Pan American Petroleum Corp	C.P. Baker	Explosión	-	Causó la muerte de 21 personas y heridas a otras 22.
2	1968	Reino Unido	The Burmah Group	Ocean Prince	Colapso	Clima adverso	Olas de 50 pies y vientos mayores a 80 kt golpearon la embarcación causando fracturas en la cubierta principal y la estructura.
3	1974	Reino Unido	Mobil North Sea Ltd.	Transocean 3	Colapso	Falla mecánica en una columna	Daños físicos en la embarcación por condiciones severas de clima, con vientos de 21 m/s y olas de 6 m.
4	1976	Noruega	Odfjell Company of Bergen	Deep Sea Driller	Colapso	Clima adverso	Seis hombres de la tripulación murieron. La embarcación perdió el control por vientos de 144 km/h.
5	1979	Golfo de Bohai		Bohai 2	Colapso	Clima adverso	Vientos rompieron la bomba de ventilación de la plataforma, provocando un agujero en la cubierta y una inundación. La pérdida de estabilidad resultante, unida a las duras condiciones meteorológicas, acabó por hacer zozobrar la plataforma jack-up. Causó la muerte de 72 de las 76 personas que estaban a bordo.
6	1980	Noruega	Phillips Petroleum	Alexander L. Kielland	Colapso	Falla mecánica / fractura en una de las columnas	De los 212 hombres a bordo solo 9 sobrevivieron. Se habla de una falla mecánica, pero existe una teoría de sabotaje a las columnas por medio de objetivos.
7	1982	Campo Hibernia (Océano Atlántico)	Mobil	Ocean Ranger	Hundimiento	Clima adverso	Un fuerte oleaje causó daños a la plataforma, incluyendo una de las balsas salvavidas y el cuarto de control de agua lastre. Dichos incidentes provocaron la muerte de 84 personas de la tripulación.
8	1983	Noruega	-	Byford Dolphin	Explosión	Accidente en la inmersión de tuberías	-
9	1983	China	Global Marine	Glomar Java Sea	Hundimiento	Clima adverso	A causa de la tormenta tropical Lex y vientos de hasta 140 km/h en la proa, el buque se volcó. El naufragio se encontró flotando boca abajo a 1,600 ft al suroeste del lugar de perforación. De los 81 tripulantes que murieron, sólo se recuperaron 36 cuerpos.
10	1984	Reino Unido	-	Ali Baba	Falla en la conexión a tierra	Ruptura del sistema de anclaje	-
11	1984	Noruega	-	Treasure Seeker	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo	-
12	1984	Brasil	Petrobras	Plataforma Central de Enchova	Reventón de pozo	Falla mecánica	Comenzó después de que los controles de presión de las perforaciones fallaran para contener sus reservas de petróleo comprimido. Murieron 42 personas.
13	1984	Isla Sable (Océano Atlántico)	Shell	Vinland	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo	-
14	1985	Reino Unido	-	Glomar Arctic II	Explosión	Daños en el cuarto de bombas	Incidente provocó la muerte de dos personas.
15	1985	Noruega	Statoil	West Vanguard	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo	El incidente provocó la muerte de una persona.



No.	Año	Ubicación	Operador	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
16	1988	Reino Unido	Arco	Ocean Odyssey	Reventón de pozo / incendio / brote de gas	Problemas en el control del pozo por aumento de presión	Muerte del operador de radio de emergencias. Falla en los procedimientos de control de presión por medio de cálculos de fluidos de perforación.
17	1988	Reino Unido	Occidental	Piper Alpha	Explosión	Fuga de gas	El incidente fue provocado por una fuga de gas que se concentró en una de las tuberías, así como negligencias dentro de la operación de control de la fuga. Murieron 167 personas.
18	1988	Brasil	Petrobras	Plataforma Central de Enchova	Reventón de pozo	Falla mecánica	Durante los trabajos de conversión de la plataforma de producción de petróleo a producción de gas, uno de sus 21 pozos estalló y se incendió. La plataforma permaneció en llamas durante un mes. Petrobras acabó perforando dos pozos de alivio para controlar el reventón, antes de declarar la plataforma como pérdida total. La empresa la sustituyó por una nueva instalación y comenzó a producir casi 18 meses después del segundo accidente.
19	1989	Sudáfrica	-	Sedco J	Hundimiento	Volcado durante el remolque	-
20	1989	Tailandia	Unocal	Seacrest	Hundimiento	Clima adverso	A causa del tifón Gay se produjeron olas de 12 metros de altura que volcaron el buque. Murieron 91 miembros de la tripulación y fueron rescatados seis.
21	1993	Vietnam	BP/Statoil	Transocean Actinia	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo	La explosión dañó al BOP lo que produjo una fuga de hasta 2 km de diámetro.
22	1995	Angola	-	Ocean developer	Hundimiento	-	-
23	1998	-	-	Glomar Arctic IV	Explosión	-	Incidente provocó la muerte de dos personas.
24	2001	Brasil	Petrobras	P-36	Explosión / hundimiento	Incremento en la presión del tanque de drenaje de emergencia y la ignición de una fuga de gas	El incidente produjo la muerte de 11 personas.
21	2004	Egipto	Transocean Inc.	Jim Cunningham	Incendio	Problemas en el control del pozo	-
22	2005	Nigeria	Texaco	Sea Quest	Reventón de pozo	-	Incendio que provocó el hundimiento de la embarcación.
23	2005	Golfo de México	BP	Thunderhorse	Hundimiento	Clima adverso	Problemas en el control de lastre durante Huracán Dennis.
24	2005	Mar Árabe	Oil and Natural Gas Corporation (ONGC)	Mumbai High North	Incendio	Clima adverso y colisión con buque de apoyo	Cuando la popa del buque golpeó la plataforma rompió uno o más de los tubos ascendentes de exportación de gas de la plataforma. La fuga de gas resultante se encendió quemando la plataforma y dañando el buque, así como la plataforma jack-up Noble Charlie Yester que perforaba cerca. Murieron 22 personas.
25	2007	Golfo de México	PEMEX	Kab-101	Colisión entre una plataforma y un equipo de perforación	Clima adverso	La plataforma Usumacinta Jack-up colisionó con la plataforma Kab-101 por una tormenta con vientos de 130 km/h y generó olas de hasta 8 metros. El director de exploración y producción de PEMEX, Carlos Morales, describió la tormenta como "condiciones meteorológicas extremas que nunca habíamos registrado". Los puntos de anclaje de la plataforma no estaban totalmente asegurados, por lo que la plataforma se soltó y comenzó a oscilar con el mar. Durante la evacuación murieron 21 personas. Un trabajador desapareció en la operación de rescate. PEMEX informó la pérdida de aproximadamente 5,000 barriles de petróleo del pozo.



No.	Año	Ubicación	Operador	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
26	2009	Australia	Seadrill	West Atlas	Derrame	-	El derrame se extendió por aproximadamente 5,957km ² de agua, matando la vida marina en las zonas afectadas.
27	2010	Golfo de México	Mariner Energy	Vermillion 380	Explosión	-	Explovió frente a la costa de Luisiana a 518 km ² al este de Deepwater Horizon.
28	2010	Golfo de México	BP	Deepwater Horizon	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo / error humano	Derrame más grande en la historia de Estados Unidos con una duración de 87 días, provocando la muerte de 11 trabajadores y un derrame de aproximadamente 4,000,000 bbl.
29	2012	Nigeria	Chevron	Nigeria Limited	Explosión	-	-
30	2015	Brasil	Petrobras	-	Explosión	-	El incidente causó la muerte de 5 trabajadores y más de 25 heridos.
31	2015	Golfo de México	PEMEX	Abkatun	Incendio	Falla mecánica en el área de deshidratación y bombeo	Hubo cuatro muertos y 45 heridos.
32	2015	Mar Caspio	Socar	Yacimiento Gunashli	Incendio	Clima adverso	Una tormenta dañó un gasoducto submarino de alta presión. El fuego se extendió a múltiples pozos. Hubo 10 muertos, 20 desaparecidos y nueve hospitalizados.
33	2021	Golfo de México	PEMEX	E-Ku-A2	Incendio en plataforma	Fuga de gas	Debido a la explosión, fallecieron cinco trabajadores de Pemex, Cotemar y Bufete de Monitoreo de Condiciones e Integridad (BMCI), desaparecieron dos personas y hubo seis lesionados.
34	2022	Perú	Repsol	Mare Doricum	Reventón de pozo	Clima adverso	Todavía está en investigación, pero se estima que las causas son las olas anormales provocadas por la erupción volcánica en Tonga y la supuesta negligencia. El derrame de petróleo afectó alrededor de 1,187 km ² de mar y 1,740 km ² de franja playa-costa (17 playas) y más de 500 ha en las áreas naturales protegidas.

Fuente: *Offshore Technology, 2021; Oil Rig Disasters, 2022; Arnold & Itkin, 2022.*



4.1.3 Identificación y evaluación de riesgos

ID	Evento de Riesgo	Accidente hipotético				Proceso de identificación del Riesgo	Componentes ambientales afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión		
R1	Descontrol de pozo submarino por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (etapa sin riser).		✓			HAZID	La liberación de hidrocarburos al mar puede tener efectos adversos a los ambientes marinos y costeros (ambiente físico), así como a las especies de flora y fauna presentes en ellos (ambiente biótico). En el Capítulo 2, Sección 2.3.2 , se presenta una descripción de los efectos ambientales del hidrocarburo sobre la superficie marina, ambientes costeros, pesquerías y fauna, respectivamente, de las zonas adyacentes al sitio de liberación.
R2	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (entrada/terminación) (etapa con riser)	✓	✓	✓	✓		Entre las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se encuentran las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En la Sección 2.3.1 del Capítulo 2 , se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos producto de la combustión y sus posibles efectos al sistema ambiental.
R3	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de entrada/terminación con línea de acero	✓	✓	✓	✓		La liberación de hidrocarburos al mar puede tener efectos adversos a los ambientes marinos y costeros (ambiente físico), así como a las especies de flora y fauna presentes en ellos (ambiente biótico). En el Capítulo 2, Sección 2.3.2 , se presenta una descripción de los efectos ambientales del hidrocarburo sobre la superficie marina, ambientes costeros, pesquerías y fauna, respectivamente, de las zonas adyacentes al sitio de liberación.
R4	Fuga de gases por presencia de hidrocarburo gaseoso en lodo durante la perforación (etapa con riser)	✓		✓	✓		Entre las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se encuentran las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En la Sección 2.3.1 del Capítulo 2 , se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos producto de la



ID	Evento de Riesgo	Accidente hipotético				Proceso de identificación del Riesgo	Componentes ambientales afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión		
							combustión y sus posibles efectos al sistema ambiental.
R5	Desplazamiento de la plataforma durante situaciones dinámicas		✓				<p>La liberación de hidrocarburos al mar puede tener efectos adversos a los ambientes marinos y costeros (ambiente físico), así como a las especies de flora y fauna presentes en ellos (ambiente biótico). En el Capítulo 2, Sección 2.3.2 se presenta una descripción de los efectos ambientales del hidrocarburo sobre la superficie marina, ambientes costeros, pesquerías y fauna, respectivamente, de las zonas adyacentes al sitio de liberación.</p> <p>Entre las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se encuentran las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En la Sección 2.3.1 del Capítulo 2, se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos producto de la combustión y sus posibles efectos al sistema ambiental, sin embargo, no se espera la presencia de H₂S en el yacimiento del Pozo Luwa.</p>
R6	Pérdida de la estabilidad durante situaciones dinámicas		✓				
R7	Fuga de H ₂ S durante las operaciones de perforación/terminación de pozo	✓					

Fuente: AECOM, 2022.



4.1.4 Estimación de consecuencias

No.	Escenario	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales No Mitigados*					Programa de simulación utilizado	Zonas de afectación (en metros)				
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Alto riesgo a equipos		Alto riesgo	Amort.	
													L.S*	L.I**			Distancia (m)
E1	Explosión por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo		✓	480**	kg	Gas			✓			PHAST	45	102	237	437	
E2	Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo		✓	28,800***	kg	Gas			✓			PHAST	2F 5D 10D	<1 <1 23	10 30 35	38 44 50	73 78 79
E3	Dispersión de H ₂ S por liberación de hidrocarburos por manifestación de pozo		✓	En función de los tiempos de exposición establecidos para los valores límite (IDLH, STEL y TWA)	-	Gas				✓		PHAST	-	-	NA	NA	
E4	Derrame de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo		✓	30 días: 1,350,000 13 días: 585,000	bbl	Líquido	✓					OILMAP	Revisar Capítulo 2, Sección 2.2				

Nota: * Efectos Potenciales según la Guía de SEMARNAT (C) Catastrófico, (G) Grave, (S) Significativo, (R) Reparable y (N) Ninguno. ** Masa inflamable previa a la explosión (60 s). ***Cantidad de masa (gas) liberada y consumida por dardo de fuego (3,600 s). Amort.: Amortiguamiento. *L.S: Límite superior. **L.I: Límite inferior. NA. No aplica, el sitio de perforación no tiene probabilidad de presencia de H₂S en la mezcla.

Fuente: AECOM, 2022.



4.1.5 Criterios utilizados

No.	Escenario	Condición del Viento		Toxicidad		Explosividad			Radiación térmica			Otro criterio
		Velocidad del viento	Estabilidad atmosférica	Z.A.R	Z.A.	Z.A.R.E**	Z.A.R***	Z.A****	Z.A.R.E	Z.A.R	Z.A.	
				ppm		lb/pulg ²			kW/m ²			
E1 a E3	Explosión por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo	2 m/s	F	IDLH: 100	STEL: 15 TWA: 10	3 – 10	1	0.5	37.5 – 12.5	5	1.4	Temperatura ambiente: 27 °C
	Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo	5 m/s	D									Temperatura de liberación: 60 °C
	Dispersión de H ₂ S por liberación de hidrocarburos por descontrol / manifestación de pozo	10 m/s	D									Humedad relativa: 74%
												Rugosidad: 0.2 mm
No.	Escenario	Umbral de espesor de la capa de crudo		Temporadas modeladas	Diámetro y temperatura de descarga	Profundidad	Tiempos de modelación					
E4	Liberación de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo	Superficie Marina: 0.01 mm (10 µm)	Costa: 0.1 mm (100 µm)	Lluvias: abril a septiembre Secas: octubre a marzo	10 5/8" y 60 °C	Tirante de agua 1,528 m Profundidad objetivo del pozo 5,517 m	30 días 13 días					

Fuente: AECOM, 2022.



5 Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental (Anexos)

En el presente capítulo se presenta de manera enunciativa la documentación utilizada como base o referencia para el desarrollo del presente Estudio (Anexos). Dicha información se integra en un Anexo adjunto a este informe, numerado con el correspondiente número de subsección, de acuerdo con lo siguiente.

Anexo 5.1 Formatos de presentación:

Ficha descriptiva del buque *Maersk Voyager* y planos de la embarcación.

Anexo 5.2. Cartografía consultada

Anexo 5.3. Plano del sistema contra de incendios

5.4. Análisis de riesgo

- Minuta y lista de asistencia del taller de identificación de riesgos
- HAZID: Registro de Peligros y Efectos Bloque AP-PG04
- Matriz de Evaluación de Eventos de Riesgo (MEER)

Anexo 5.5. Memoria técnica de las simulaciones

- Memoria técnica y hoja de resultados (DNV) de las simulaciones de radios de afectación con PHAST
- Memoria técnica de la simulación de la liberación no controlada de hidrocarburos (OILMAP) Capturas de pantalla y extracto de los archivos resultantes del modelo OILMAP.
- Tablas de probabilidad de presencia y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en áreas sensibles

Anexo 5.6. Bow-tie

Anexo 5.7. Hojas de Seguridad

- Crudo Tipo (Crudo Maya)
- Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)

Anexo 5.8. Lista de estándares utilizados por Shell relacionados con las actividades de exploración

Listado de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-PG04.

Anexo 5.9. Guía para la evaluación de riesgos (*Managing Risk Guide*)



6 Referencias

- Álvarez-Borrego, S. (2007). Generalidades del CO₂ en el oceano y la atmósfera. *Carbono en ecosistemas acuáticos de México en CICESE & INEGI (Eds.), 1a ed.*, 1–20.
- ASEA. (2018). *Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos*.
- ATSDR. (2016). *Resúmenes de Salud Pública: Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP)*.
- Bird, P. (2003). An updated digital model of plate boundaries. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 4(3), 52. <https://doi.org/10.1029/2001GC000252>
- BOEM. (2020). *Spills Statistics And Summaries 1996-2011*.
- Bravo, I. A. (2009). *Manejo del Riser de Perforación*. Instituto Politécnico Nacional.
- Bravo Vallejo, I. A. (2009). *Manejo del Riser de Perforación* [Instituto Politecnico Nacional]. [https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo del Riser de perforación.pdf?sequence=1&isAllowed=y](https://tesis.ipn.mx/bitstream/handle/123456789/15501/Manejo%20del%20Riser%20de%20perforaci%C3%B3n.pdf?sequence=1&isAllowed=y)
- Bryant, W. R., Lugo, J., Cordova, C., Salvador, A. (1991). Physiography and bathymetry, in Salvador. En *The Geology of North America*.
- Castillo, S., Flores, E., Contreras, F. (1996). *Comparación hidrológica de tres lagunas costeras del norte del estado de Veracruz: Pueblo Viejo, Tamiahua y Tampamachoco*.
- CNH. (2018). *Administración de Contratos: CN-R02-L04-AP-PG04/2018*.
- CONABIO. (2007). *Guayacón mosquito (Gambusia affinis)*.
- CONABIO. (2020). *Laguna Madre Fiddler Crab*.
- CONAGUA-SMN. (2019a). *Información climatológica por Estado: Veracruz*.
- CONAGUA-SMN. (2019b). *Información estadística climatológica*.
- de Lanza Espino, G., Gómez Rojas, J. C. (2004). *Environmental Analysis of the Gulf of Mexico* (Vol. 1, pp. 41–61).
- DeHaan, C. J., Sturges, W. (2005). Deep Cyclonic Circulation in the Gulf of Mexico. *Journal of Physical Oceanography*, 35(10), 1801–1812. <https://doi.org/10.1175/JPO2790.1>
- Dubranna, J., Pérez-Brunius, P., López, M., Candela, J. (2011). Circulation over the continental shelf of the western and southwestern Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research*, 116(C8), C08009. <https://doi.org/10.1029/2011JC007007>
- EPA. (2016). *Environmental Factor Guideline: Coastal processes* (Número December).
- EPA. (2019a). *Ground-level Ozone Pollution*. Ozone Pollution Home.
- EPA. (2019b). *Ocean Acidification*. Understanding the Science of Ocean and Coastal Acidification.
- EPA. (2019c). *Overview of Greenhouse Gases*. Greenhouse Gas Emissions.
- EPA. (2019d). *What is acid rain?* Acid rain.
- Etnoyer, P. (2009). *Distribution and Diversity of Octocorals in the Gulf of Mexico*. Texas A&M University.



- Franco, S. I., Canet, C., Iglesias, A., Valdés-González, C. (2013). Seismic Activity in the Gulf of Mexico. A Preliminary Analysis. *Bol. Soc. Geol. Mex*, 65(3), 447–455.
- Fritts, T. H., McGehee, M. A. (1982). *Effects of petroleum on the development and survival of marine turtle embryos*.
- Frohlich, C. (1982). Seismicity of the central Gulf of Mexico. *Geology*, 10(2), 103–106.
[https://doi.org/https://doi.org/10.1130/0091-7613\(1982\)10<103:SOTCGO>2.0.CO;2](https://doi.org/https://doi.org/10.1130/0091-7613(1982)10<103:SOTCGO>2.0.CO;2)
- Geraci, J. R., St. Aubin, D. J. (1988). Synthesis of effects of oil on marine mammals. En *Department of Interior* (Número 14). <https://doi.org/10.1.1.135.5787>
- Gouillon, F., Morey, S. L., Dukhovskoy, D. S., O'Brien, J. J. (2010). Forced tidal response in the Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 115(10), 1–16.
<https://doi.org/10.1029/2010JC006122>
- Halliwel, G. R. (2004). Evaluation of vertical coordinate and vertical mixing algorithms in the HYbrid-Coordinate Ocean Model (HYCOM). *Ocean Modelling*, 7(3–4), 285–322.
- Hamilton, P. (1990). Deep currents in the Gulf of Mexico. *Journal of Physical Oceanography*, 20(7), 1087–1104. [https://doi.org/10.1175/1520-0485\(1990\)020<1087:DCITGO>2.0.CO;2](https://doi.org/10.1175/1520-0485(1990)020<1087:DCITGO>2.0.CO;2)
- Hamilton, P., Lugo-Fernandez, A. (2001). Observations of high speed deep currents in the Northern Gulf of Mexico. *Geophysical Research Letters*, 28(14), 2867–2870.
<https://doi.org/10.1029/2001GL013039>
- Holemann, H. (1994). Environmental Problems Caused By Fires And Fire-fighting Agents. *Fire Safety Science*, 4, 61–77.
- Hudec, M. R., Norton, I., Jackson, P. A., Peel, F. J. (2013). Jurassic Evolution of the Gulf of Mexico Salt Basin. En *AAPG Bulletin* 97.
- IAAC. (2017). *Draft Environmental Assessment Report*.
- IP Bank B.V. (2015). *Bowtie Methodology Manual*. 15.
- IPIECA-IOGP. (2016). *Impacts of oil spills on shorelines*.
- IPIECA-IOGP. (2015). *Contingency planning for oil spills on water*.
<https://doi.org/10.1080/01998595.2010.10132366>
- IPIECA. (1997). *Impactos Biológicos por Contaminación Por Hidrocarburos: Pesquerías*. 8.
- ITOPF. (2004). *Effects of Oil on Fisheries and Aquaculture: Technical Information Paper*. 1–8.
- Lannoy, A. (1984). *Analyse des explosions air-hydrocarbure en milieu libre : études déterministe et probabiliste du scénario d'accident : prévision des effets de surpression*. Paris : Electricité de France, Direction des études et recherches.
- Leighton, F. (1993). The toxicity of petroleum oils to birds. *Environmental Reviews*, 1, 92–103.
- Lloyd's Register. (2016). *Blowout and Well Release Frequencies*. <https://doi.org/Consulting Report # 19101001-8/2016/R3>
- Lutcavage, M. E., Lutz, P. L., Bossart, G. D., Hudson, D. M. (1995). Physiologic and clinicopathologic effects of crude oil on loggerhead sea turtles. *Archives of Environmental Contamination and Toxicology*, 28(4), 417–422. <https://doi.org/10.1007/BF00211622>
- Maersk Drilling. (2012). *General Arrangement Plan*.
- Maersk Drilling. (2015a). *HSE Case Maersk Voyager*.



- Maersk Drilling. (2015b). *IADC Equipment List Maersk Voyager*.
- Maersk Drilling. (2018). *MODU Operations Manual Maersk Voyager*.
- NASEM. (2018). Drilling Riser Design. En *High-Performance Bolting Technology for Offshore Oil and Natural Gas Operations* (pp. 195–216).
- National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill. (2011). Deep Water – The Gulf Oil Disaster and the Future of Offshore Drilling. En *Underwater Technology* (Vol. 30, Número 2).
<https://doi.org/10.3723/ut.30.113>
- NMFS. (2011). *Plan Binacional de Recuperación de la Tortuga Marina Lora (Lepidochelys kempii)*.
- NOAA-NDBC. (2018). *Station 42002 (LLNR 1470) - WEST GULF - 207 NM East of Brownsville, TX*.
- NOAA/NDBC. (2018). *Station 42055 (LLNR 1122) - BAY OF CAMPECHE - 214 NM NE of Veracruz, MX*.
- NOAA. (2010). *Oil Spills in Coral Reefs: Planning and Response Considerations*.
- NOAA. (2019). *Atmospheric Carbon Dioxide*. Understanding Climate.
- NOAA. (2020). *Environmental Sensitivity Index (ESI) Maps and Data*.
- Oey, L.-Y., Wang, D.-P. (2009). *Modeling Waves and Currents Produced by Hurricanes Katrina, Rita, and Wilma*.
- Ortega-Ortíz, J. G., Delgado-Estrella, A., Ortega-Argueta, A. (2004). Mamíferos marinos del Golfo de México: estado actual del conocimiento y recomendaciones para su conservación. En *Diagnóstico ambiental del Golfo de México*.
- Pampell-Manis, A., Horrillo, J., Shigihara, Y., Parambath, L. (2016). Journal of Geophysical Research : Oceans. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 1009–1027.
<https://doi.org/10.1002/2015JC011261>.Received
- Panchang, V., Jeong, C. K., Demirbilek, Z. (2013). Analyses of extreme wave heights in the gulf of mexico for offshore engineering applications. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 135(3), 1–15. <https://doi.org/10.1115/1.4023205>
- Passalacqua, G. A., Sheinbaum, J., Martinez, J. A. (2016). Sea surface temperature influence on a winter cold front position and propagation: Air-sea interactions of the “Nortes” winds in the Gulf of Mexico. *Atmospheric Science Letters*, 17(5), 302–307. <https://doi.org/10.1002/asl.655>
- PEMEX. (2012). *Criterios Técnicos para Simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas en Instalaciones de Petróleos Mexicanos*.
- Pérez, E. P., Magaña, V., Caetano, E., Kusunoki, S. (2014). Cold surge activity over the Gulf of Mexico in a warmer climate. *Frontiers in Earth Science*, 2(August), 1–10.
<https://doi.org/10.3389/feart.2014.00019>
- Prime Horizontal. (2016). *Drilling tools*. <http://primehorizontal.com/drilling-tools/>
- PRTR-España. (2020). *Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP)*.
- Ranold A.S. (2018). *Blowout and Dynamic Well kill Simulations – Exploration Well Coeus (PL832)*.
- Romanou, A., Chassignet, E. P., Sturges, W. (2004). Gulf of Mexico circulation within a high-resolution numerical simulation of the North Atlantic Ocean. *Journal of Geophysical Research C: Oceans*, 109(1), 1–25. <https://doi.org/10.1029/2003jc001770>
- Romero-Centeno, R., Zavala-Hidalgo, J., Gallegos, A., O'Brien, J. J. (2003). Isthmus of tehuantepec wind climatology and ENSO signal. *Journal of Climate*, 16(15), 2628–2639. <https://doi.org/10.1175/1520->



0442(2003)016<2628:IOTWCA>2.0.CO;2

- RPS-ASA. (2020). *OILMAP International Consultancy Examples*.
- SAGARPA. (2019). *Anuario Estadístico de Acuicultura y Pesca*.
https://nube.conapesca.gob.mx/sites/cona/dgppe/2019/ANUARIO_ESTADISTICO_DE_ACUACULTURA_Y_PESCA_2019.pdf
- Sahling, H., Borowski, C., Escobar-Briones, E., Gaytán-Caballero, A., Hsu, C.-W., Loher, M., MacDonald, I., Marcon, Y., Pape, T., Römer, M., Rubin-Blum, M., Schubotz, F., Smrzka, D., Wegener, G., Bohrmann, G. (2016). Massive asphalt deposits, oil seepage, and gas venting support abundant chemosynthetic communities at the Campeche Knolls, southern Gulf of Mexico. *Biogeosciences*, 13(15), 4491–4512. <https://doi.org/10.5194/bg-13-4491-2016>
- Schlumberger. (2022). *Managed pressure drilling*. Oilfield Glossary.
https://glossary.oilfield.slb.com/en/terms/m/managed_pressure_drilling
- Schlumberger Limited. (2020). *Arreglo de fondo de pozo*.
https://glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottomhole_assembly.aspx
- SEDUE. (1988). *Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente*.
- SEDUE. (1990). *Acuerdo por el que se expide el Primer Listado de Actividades Altamente Riesgosas*.
- SEDUE. (1992). *Acuerdo por el que se expide el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas*.
- SEMAR. (2016). Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas Potencialmente Peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas. *Diario Oficial de la Federación*, 66.
<http://www.semar.gob.mx/Plan Nacional de Contingencia V2016.pdf>
- SEMARNAP. (2000). Reglamento De La Ley General Del Equilibrio Ecológico Y La Protección Al Ambiente En Materia De Evaluación Del Impacto Ambiental. *Diario Oficial de la Federación*, 1–29.
http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LGEEPA_MEIA_311014.pdf
- SEMARNAT. (2001). *Guía Para La Presentación Del Estudio De Riesgo Modalidad Analisis De Riesgo Contenido*.
- SEMARNAT. (2012). *Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y el Caribe*. <https://www.gob.mx/semarnat/prensa/programa-de-ordenamiento-ecologico-marino-y-regional-del-golfo-de-mexico-y-el-caribe>
- Shell. (2018). *Estudio de Línea Base Ambiental Área Contractual AP-P-G07, Área Perdido, Golfo de México*.
- SINTEF. (2015). *Blowout and Well Release Characteristics and Frequencies*. <https://doi.org/F27447>
- SNIARN. (2019). *Derrames y recuperación de hidrocarburos en ambientes marinos y terrestres*.
- Society of Petroleum Engineers. (2016). *Calculation of Worst-Case Discharge (WCD). Technical Report*.
- Spotila, J. R. (2004). *Sea Turtles: A Complete Guide to Their Biology, Behavior, and Conservation*. Johns Hopkins University Press.
- Suárez, G. (2000). Reverse faulting in the Isthmus of Tehuantepec: Backarc deformation induced by the subduction of the Tehuantepec ridge. *Geological Society of America Special Papers*, 334, 263–268.
<https://doi.org/https://doi.org/10.1130/0-8137-2334-5.263>
- Suárez, G., López, A. (2015). Seismicity in the southwestern Gulf of Mexico: evidence of active back arc deformation. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 32(1), 77–83.
- Ten-Brink, U. S., Lee, H. J., Geist, E. ., Twichell, D. (2009). Assessment of tsunami hazard to the U.S.



- East Coast using relationships between sub- marine landslides and earthquakes. *Mar. Geol*, 264(1–2), 65–73. <https://doi.org/doi:10.1016/j.margeo.2008.05.011>
- Texas A&M University. (2018). *Station 42045 - TGLO TABS Buoy K*.
- USGS. (2022). *Earthquake Hazard Program*. Earquakes.
- Valverde, R. A., Holzwart, K. R. (2017). Sea Turtles of the Gulf of Mexico. En C. H. Ward (Ed.), *Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill* (p. 1189). Springer Nature. <https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3456-0>
- Vázquez de la Cerda, A. M., DiMarco, S. F., Reid, R. O., Jochens, A. E. (2005). Bay of Campeche Circulation: An Update. *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models*, 161, 279–293.
- Villalobos-Figueroa, A., Gómez, S., Reséndez, A., De la Lanza, G. (1976). Estudios hidrobiológicos en la Laguna de Tamiahua (1966-1967). *Revista de la Sociedad Mexicana de Historia Natural*, 37, 139–180.
- Ward, N., Moscrop, A. (1999). *Mamíferos del Gran Caribe: Un resumen preliminar de su estatus de conservación*.
- Wursig, B. (2017). Marine mammals of the Gulf of Mexico. En *Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill* (pp. 1489–1587).
- Yesson, C., Clark, M. R., Taylor, M., Rogers, A. D. (2011). The global distribution of seamounts based on 30-second bathymetry data. *Deep Sea Research Part I. Oceanographic Research Papers*, 58, 442–453. <https://doi.org/doi.pangaea.de/10.1594/PANGAEA.757562>
- Zavala-Hidalgo, J., Morey, S. L., O'Brien, J. J. (2003). Seasonal circulation on the western shelf of the Gulf of Mexico using a high-resolution numerical model. *Journal of Geophysical Research C: Oceans*, 108(12), 19–1. <https://doi.org/10.1029/2003JC001879>
- Zavala-Hidalgo, J., Romero-Centeno, R., Mateos-Jasso, A. (2014). The response of the Gulf of Mexico to wind and heat flux forcing: What has been learned in recent years? *Atmósfera*, 3, 317–334.
- Zetler, B. D., Hansen, D. V. (1971). Tides in the Gulf of Mexico. *Contributions on the Physical Oceanography of the Gulf of Mexico*, 2, 265–275.

aecom.com