

AECOM



Estudio de Riesgo Ambiental

Modalidad Análisis de Riesgo

Proyecto de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en el Área Contractual AP-CS-G04, en términos del Contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018, Cuenca Salina, Golfo de México

Enviado a:

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Realizado por:

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

Fecha: abril de 2021

Estudio de Riesgo Ambiental

Modalidad Análisis de Riesgo



Proyecto de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en el Área Contractual AP-CS-G04, en términos del Contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G04-2018, Cuenca Salina, Golfo de México

Fecha: abril de 2021

firma de persona física,
datos protegidos bajo el
Art. 113 fracción I de la
LFTAIP, y 116 de la
LGTAIP

Preparado por:

Miguel Ángel Arriaga Rubio

AECOM Gerente de Proyecto y Líder de la División Ambiental

firma de persona física,
datos protegidos bajo el
Art. 113 fracción I de la
LFTAIP, y 116 de la
LGTAIP

Revisado por:

Edith Morales Ortiz

AECOM Líder de Evaluación de Impacto Ambiental



Tabla de contenidos

1	Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto	1-1
1.1	Introducción.....	1-1
1.1.1	Estructura del ERA	1-1
1.1.2	Alcance del ERA.....	1-1
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.....	1-6
1.2.3	Estándares y regulaciones aplicadas al Proyecto.....	1-22
1.2.4	Proyecto civil	1-24
1.2.5	Proyecto mecánico	1-24
1.2.6	Proyecto sistema contra incendios.....	1-33
1.3	Descripción detallada del proceso.....	1-36
1.3.2	Materias primas, productos y subproductos	1-39
1.3.3	Almacenamiento.....	1-42
1.3.4	Equipos de proceso y auxiliares.....	1-43
1.3.5	Pruebas de verificación.....	1-43
1.4	Condiciones de operación	1-43
1.4.1	Especificaciones del sistema de control	1-44
1.4.2	Sistemas de aislamiento	1-44
1.5	Análisis y evaluación de riesgos	1-46
1.5.1	Historia de accidentes e incidentes	1-47
1.5.2	Identificación de peligros y evaluación de riesgos	1-49
2	Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones	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 de simulación de escenarios PHAST.....	2-2
2.1.2	Criterios para la definición de las zonas de protección	2-2
2.1.3	Condiciones de simulación	2-4
2.1.4	Resultados de la simulación.....	2-7
2.2	Zonas potenciales de afectación por liberación no controlada de hidrocarburos al mar	2-6
2.2.1	Software de simulación OILMAP.....	2-7
2.2.2	Condiciones de simulación	2-8
2.2.3	Resultados de la simulación.....	2-11
2.3	Efectos sobre el sistema ambiental.....	2-41
2.3.1	Efectos por incendio, explosión y dispersión tóxica	2-41



2.3.2	Efectos por liberación no controlada de hidrocarburos al mar	2-42
2.4	Interacciones de riesgo con otras instalaciones	2-59
3	Señalamiento de las medidas de seguridad y preventivas en materia ambiental.....	3-65
3.1	Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación	3-65
3.2	Diagramas Bow-tie	3-65
3.3	Medidas y sistemas de seguridad preventivos	3-72
3.3.1	Medidas preventivas	3-72
3.3.2	Sistemas de seguridad	3-74
3.4	Medidas y sistemas de seguridad de mitigación.....	3-75
3.4.1	Medidas de mitigación	3-75
3.4.2	Sistemas de seguridad	3-79
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
5	Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental	5-1
6	Referencias	6-1



Lista de figuras

Figura 1-1. Cronología y etapas del Contrato.	1-3
Figura 1-2. Ubicación del Área Contractual con respecto a los Puertos de Dos Bocas, Alvarado, Tuxpan y Tampico y los Aeropuertos Internacionales de Veracruz, Ciudad del Carmen y Tampico, incluyendo la ubicación del Pozo Aluk, el Pozo Pepem y la distancia más cercana a la costa.	1-4
Figura 1-3. Localización de las boyas oceanográficas cercanas al Área Contractual.	1-9
Figura 1-4. Localización de las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN.	1-10
Figura 1-5. SWH asociada a un periodo de retorno de 100 años en el Golfo de México (51 años de reanálisis). .	1-12
Figura 1-6. Rosa de viento - Estación NOAA-NDBC (42055).	1-13
Figura 1-7. Porcentaje de ocurrencia de los vientos promedio – Estación NOAA-NDBC (42055).	1-13
Figura 1-8. Velocidad promedio de la circulación cercana a la superficie (Periodo: 1989 – 1999).	1-15
Figura 1-9. Velocidad promedio de la circulación cercana a la superficial para la temporada de secas (Periodo: 1989 – 1999).	1-15
Figura 1-10. Velocidad promedio de la circulación profunda en la Bahía de Campeche (Periodo: 1989-1999). .	1-16
Figura 1-11. Trayectoria de huracanes mayores (categoría ≥ 3) dentro de un radio de 350 km alrededor del Área Contractual (1950 – 2017).	1-17
Figura 1-12. Ubicación de arrecifes de coral, montes, montículos submarinos y comunidades quimiosintéticas con respecto del Área Contractual.	1-22
Figura 1-13. Vista lateral del buque de perforación.	1-25
Figura 1-14. Vista en planta del buque de perforación.	1-26
Figura 1-15. Componentes y sistemas de un buque de perforación tipo.	1-28
Figura 1-16. Equipo de perforación rotatorio Top Drive.	1-29
Figura 1-17. Sistema tensionador del riser.	1-30
Figura 1-18. Vista general del sistema de preventores (LMRP y BOP).	1-32
Figura 1-19. Arreglo de fondo de pozo.	1-32
Figura 1-20. Estado mecánico preliminar del Pozo Aluk.	1-38
Figura 1-21. Ejemplificación de los escenarios de reventón de pozo.	1-52
Figura 1-22. Diagrama del funcionamiento del modelo de cálculo.	1-53
Figura 1-23. RAM de Shell.	1-56
Figura 1-24. Metodología de evaluación de Escenarios de Riesgo y simulación de consecuencias.	1-60
Figura 2-1. Composición de la mezcla introducida a PHAST.	2-6
Figura 2-2. Vista en planta del <i>upper tween deck</i> del buque de perforación.	2-8
Figura 2-3. Diagrama de pétalos para explosión (E1).	2-2
Figura 2-4. Diagrama de pétalos para dardo de fuego (E2).	2-4
Figura 2-5. Diagrama de pétalos para dispersión tóxica (E3).	2-6
Figura 2-6 Proceso llevado a cabo en la simulación con OILMAP.	2-8



Figura 2-7 Detalles del proceso de simulación con OILMAP y aplicaciones más comunes.....	2-8
Figura 2-8. Explicación del modelo estocástico en OILMAP.....	2-12
Figura 2-9. Áreas sensibles seleccionadas para la descripción de los resultados de probabilidad y tiempos de arribo del modelo OILMAP.	2-15
Figura 2-10. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).....	2-16
Figura 2-11. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).....	2-17
Figura 2-12. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).	2-18
Figura 2-13. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).	2-19
Figura 2-14. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).....	2-20
Figura 2-15. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).....	2-21
Figura 2-16. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).	2-22
Figura 2-17. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).	2-23
Figura 2-18. Distribución de clasificación de costa para las áreas sensibles analizadas durante una simulación de 30 días para la temporada de secas y lluvias.	2-27
Figura 2-19. 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 (arriba) y lluvias (abajo).....	2-29
Figura 2-20. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de las RMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).	2-31
Figura 2-21. 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 (arriba) y lluvias (abajo).....	2-33
Figura 2-22. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de las SMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).	2-34
Figura 2-23. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de los Sitios Ramsar para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).	2-36
Figura 2-24. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de los RHP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).	2-37
Figura 2-25. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de los RTP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).	2-39



Figura 2-26. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de las AICA para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo)..... 2-40

Figura 2-27. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino. 2-43

Figura 2-28. Estructuras geológicas cercanas al Área Contractual. 2-57

Figura 2-29. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de explosión del Pozo Aluk..... 2-59

Figura 2-30. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de incendio. 2-61

Figura 2-31. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de toxicidad..... 2-63

Figura 3-1. Jerarquía de control de Shell..... 3-65

Figura 3-2. Ejemplo de diagrama Bow-tie..... 3-66

Figura 3-3. Respuesta ante derrames. 3-77

Figura 3-4. Proceso del plan de respuesta. 3-78



Lista de tablas

Tabla 1-1. Resumen de las características de los pozos.....	1-5
Tabla 1-2. Normales climatológicas obtenidas de las estaciones meteorológicas cercanas al Área Contractual.	1-7
Tabla 1-3. Datos meteorológicos y oceanográficos de la estación meteorológica más cercanas al Área Contractual de la NOAA-NDBC.....	1-8
Tabla 1-4. Normales climatológicas (1951-2010) de temperatura y precipitación en las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN.	1-10
Tabla 1-5. Máximos y promedios de la SWH y el Periodo del oleaje en la estación de la NOAA- NDBC 42055.	1-11
Tabla 1-6. Resumen de huracanes mayores (categoría >3) registrados dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017).....	1-17
Tabla 1-7 Clasificación de la susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.....	1-19
Tabla 1-8. Dimensiones y capacidades de <i>Globetrotter II</i>	1-27
Tabla 1-9. Extintores disponibles en el buque de perforación.....	1-34
Tabla 1-10. Equipos de emergencia y rescate.	1-34
Tabla 1-11. Hidrantes y mangueras.	1-36
Tabla 1-12. Componentes del sistema de detección.....	1-36
Tabla 1-13. Etapas de la Perforación.....	1-37
Tabla 1-14. Longitudes y dimensiones de las siete secciones del Pozo Aluk.....	1-37
Tabla 1-15. Componentes químicos típicos de los baches de barrido a base de agua de mar y de WBDF.	1-40
Tabla 1-16. Composición típica del NADF.....	1-41
Tabla 1-17. Capacidades de almacenamiento de <i>Globetrotter II</i>	1-42
Tabla 1-18. Equipos adicionales en <i>Globetrotter II</i>	1-43
Tabla 1-19. Condiciones de diseño y operación del buque de perforación.	1-44
Tabla 1-20. Sustancias incluidas en los Listados de AAR.	1-46
Tabla 1-21. Derrames históricos mayores (> 2,380 bbl) en el Golfo de México de 1964 – 2010.	1-48
Tabla 1-22. Incidentes de derrames de hidrocarburos de PEMEX.....	1-49
Tabla 1-23. Lista de asistencia de sesión de trabajo para la identificación de peligros del Bloque AP-CS-G04.	1-50
Tabla 1-24 . Datos de entrada para la estimación de flujos en el Pozo Aluk.	1-51
Tabla 1-25. Escenarios de pozo	1-51
Tabla 1-26. Promedio ponderado de flujos en un reventón de pozo.....	1-55
Tabla 1-27. Límites de liberación para sustancias AAR.....	1-55
Tabla 1-28. Categorías de probabilidad de ocurrencia en los receptores.	1-57
Tabla 1-29. Categorías del nivel de gravedad/severidad de consecuencias en los receptores.	1-58
Tabla 1-30. Resumen de los resultados de la evaluación del nivel de riesgo de la MEER.	1-61
Tabla 1-31. RAM de Shell para Ambiente.	1-62
Tabla 1-32. RAM de Shell para Personas.....	1-63



Tabla 1-33. RAM de Shell para Comunidad.....	1-63
Tabla 1-34. RAM de Shell para Activos.....	1-63
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. Umbrales para toxicidad.....	2-4
Tabla 2-6. Categorías de estabilidad de Pasquill.....	2-4
Tabla 2-7. Condiciones esperadas para las estabildades atmosféricas.....	2-5
Tabla 2-8. Condiciones atmosféricas.....	2-5
Tabla 2-9. Componentes utilizados en la simulación de los escenarios.....	2-7
Tabla 2-10. Radios de afectación por explosión para E1.....	2-1
Tabla 2-11. Radios de afectación por dardo de fuego para E2.....	2-2
Tabla 2-12. Radios de afectación por dispersión tóxica (E3).....	2-4
Tabla 2-13. Ubicación del sitio de derrame modelado y características del escenario.....	2-9
Tabla 2-14. Parámetros del escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.....	2-9
Tabla 2-15. Propiedades del crudo utilizado en el escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.....	2-10
Tabla 2-16. Umbrales de espesor de hidrocarburos utilizados en la modelación.....	2-11
Tabla 2-17. Áreas sensibles consideradas.....	2-14
Tabla 2-18. 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.....	2-25
Tabla 2-19. Efectos en el sistema ambiental por los productos de la quema de hidrocarburos.....	2-42
Tabla 2-20. Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA.....	2-45
Tabla 2-21. Efectos típicos de los hidrocarburos en pesquerías y granjas acuícolas.....	2-53
Tabla 2-22. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E1.....	2-60
Tabla 2-23. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E2.....	2-61
Tabla 2-24. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E3.....	2-63
Tabla 3-1. Bow-ties relacionados a los eventos de riesgo evaluados.....	3-67
Tabla 3-2. Procedimientos con los que contará el buque de perforación relacionados con el ERA.....	3-73
Tabla 3-3. Procedimientos y operaciones de contención.....	3-79
Tabla 4-1. Umbrales y radios de afectación 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



Lista de imágenes

Imagen 1-1. Buque de perforación <i>Globetrotter II</i>	1-5
Imagen 2-1. A: Mangle rojo (<i>Rhizophora mangle</i>), B: Mangle negro (<i>Avicennia germinans</i>), C: Mangle blanco (<i>Laguncularia racemosa</i>), D: Cangrejo azul (<i>Cardiosoma guanhumi</i>).....	2-46
Imagen 2-2. A: mangle botoncillo (<i>Conocarpus erectus</i>), B: cocodrilo de pantano (<i>Crocodylus moreletii</i>), C: tortuga casquito pecho quebrado (<i>Kinosternon herrerae</i>), D: garza morena (<i>Ardea herodias</i>).....	2-46
Imagen 2-3. Nerite (<i>Nerita fulgurans</i>).	2-47
Imagen 2-4. Langostino prieto (<i>Macrobrachium acanthurus</i>) izquierda y Acamaya (<i>Macrobrachium. carcinus</i>), derecha.	2-47
Imagen 2-5. Camarón café (<i>Penaeus aztecus</i>) izquierda y camarón blanco del Golfo (<i>Penaeus setiferus</i>) derecha.	2-48
Imagen 2-6. Juil descolorido (<i>Rhampia guatemalensis</i>) izquierda y guayacón olmeca (<i>Priapella olmecae</i>) derecha.	2-48
Imagen 2-7. Cangrejo peludo (<i>Pilumnus townsendi</i>).....	2-49
Imagen 2-8. Agujón maya (<i>Strongylura hubbsi</i>) izquierda y sapo mexicano (<i>Batrachoides goldmani</i>) derecha.	2-49
Imagen 2-9. 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>).	2-50
Imagen 2-10. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles del Río Tecolutla.	2-51
Imagen 2-11. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles de la Laguna Madre.	2-51
Imagen 2-12. Playas de arena de grano fino o grueso de las áreas sensibles de la Laguna de Tamiahua.....	2-52
Imagen 2-13. Tapetes microbianos (izquierda) y Gusanos Vestimentifera (derecha).....	2-58
Imagen 2-14. Bivalvo <i>Bathymodiolus brooksi</i>	2-58



Lista de Acrónimos

AAR	Actividades Altamente Riesgosas
ABS	<i>American Bureau of Shipping</i>
AICA	Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves
ALARP	Tan bajo como sea razonablemente factible (<i>As Low As Reasonably Practicable</i>)
ANP	Áreas Naturales Protegidas
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (<i>American National Standards Institute</i>)
API	Instituto Americano del Petróleo (<i>American Petroleum Institute</i>)
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (<i>American Society of Mechanical Engineers</i>)
BOEM	Oficina de Gestión de Energía Oceánica (<i>Bureau of Ocean Energy Management</i>)
BOP	Preventor de reventones (<i>Blowout Preventor</i>)
BTEX	Benceno, Tolueno, Etilbenceno, Xileno
CFSR	Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima (<i>Climate Forecast System Reanalysis</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>)
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CONAPESCA	Comisión Nacional de Acuacultura y Pesca
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
DNV GL	Det Norske Veritas
DOF	Diario Oficial de la Federación
DP	Posicionamiento dinámico (<i>Dynamic Positioning</i>)
DRA	<i>Design Risk Assessment</i>
DMPT	<i>Dual Multi Purpose Tower</i>
DWOP	Perforación de pozo en papel (<i>Drilling Well On Paper</i>)
EPP	Equipo de Protección Personal
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ESD	Paro de emergencia (<i>Emergency shutdown</i>)
ESI	Índice de sensibilidad ambiental (<i>Environmental Sensitive Index</i>)
EVIS	Evaluación de Impacto Social
FMEA	<i>Failure modes and effects analysis</i>
GCBC	Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche
GOR	Proporción gas - crudo (<i>Gas-Oil-Ratio</i>)
HAP	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos



HAZID	<i>Hazard Identification</i>
HDS	Hoja de Seguridad
HSE	Salud, seguridad y medio ambiente (<i>Health, Safety and Environment</i>)
HTP	Hidrocarburos Totales de Petróleo
HYCOM	Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano (<i>HYbrid Coordinate Ocean Model</i>)
IACS	Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (<i>International Association of Classification Societies</i>)
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (<i>International Electrotechnical Commission</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>)
IPSM	Modelación Integrada de Producción Sistemática
IR	Infrarrojo
ISO	Organización Internacional de Normalización (<i>International Organization for Standardization</i>)
IUCN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (<i>International Union for Conservation of Nature</i>)
IUPAC	Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (<i>International Union of Pure and Applied Chemistry</i>)
KOP	Punto de desviación planificada (<i>Kick-Off Point</i>)
LBA	Línea Base Ambiental
LCM	Material para pérdida de circulación (<i>Loss circulation material</i>)
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LI	Límite Inferior
LMRP	Paquete inferior marino de riser (<i>Lower Marine Riser Package</i>)
LS	Límite Superior
MEER	Matriz de Evaluación de Eventos de Riesgo
MEM	Método multi-energía (<i>Multi Energy Method</i>)
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
MPD	Perforación con presión controlada (<i>Managed Pressure Drilling</i>)
MODU	Unidad móvil de perforación costa afuera (<i>Mobile Offshore Drilling Unit</i>)
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MW	Peso de lodo (<i>Mud weight</i>)
NADF	Fluido de perforación sintético (<i>Non - Aqueous Drilling Fluid</i>)
NDBC	Centro Nacional de Datos de Boyas Oceanográficas (<i>National Data Buoy Center</i>)
NFPA	Asociación Nacional de Protección Contra Incendios (<i>National Fire Protection Association</i>)
NHC	Centro Nacional de Huracanes (<i>National Hurricane Center</i>)



NIOSH	Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (<i>National Institute for Occupational Safety and Health</i>)
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (<i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i>)
NORSOK	Dirección de Petróleo de Noruega (<i>Norsk Søkkel Konkuranseposisjon</i>)
LBA	Línea Base Ambiental
LD	Límite de Detección
OE	Oportunidad Exploratoria
ONG	Organización No Gubernamental
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>)
PCP	Plan de Control de Fuente del Pozo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PEP	PEMEX Exploración y Producción
PHAST	<i>Process Hazard Analysis Software</i>
PHPA	Poliacrilamida parcialmente hidrolizada (<i>Partially-Hydrolyzed Polyacrylamide</i>)
PSSP	Plataforma Semisumergible de Perforación
PSV	Perfil Sísmico Vertical
QRA	<i>Quality Risk Assessment</i>
RAM	Matriz de evaluación de riesgos (<i>Risk Assessment Matrix</i>)
RHP	Regiones Hidrológicas Prioritarias
RMP	Regiones Marinas Prioritarias
ROV	Vehículo de operación remota (<i>Remotely Operated Vehicle</i>)
RTP	Regiones Terrestres Prioritarias
SAPP	Pirofosfato de ácido sódico (<i>Sodium Acid Pyrophosphate</i>)
SASISOPA	Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente
SBM	Synthetic-Base Mud
SEMAR	Secretaría de Marina
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SENER	Secretaría de Energía
SINTEF	Fundación para la Investigación Industrial y Técnica (<i>Stiftelsen for industriell og teknisk forskning</i>)
SMF	Falla de masa submarina (<i>Submarine Mass Failure</i>)
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SNIARN	Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales



SOPEP	Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos (<i>Shipboard Oil Pollution Emergency Plan</i>)
SPM	Sitios Prioritarios Marinos
SRV	Saturated Riser-Vis ®
SSRV	Super Saturated Riser-Vis ®
STEL	Límite de exposición a corto plazo (<i>Short-Term Exposure Limit</i>)
SWH	Altura de ola significativa (<i>Significant Wave Height</i>)
TC	Tubo Conductor
TLV	Valor umbral límite (<i>Threshold Limit Value</i>)
TR	Tubería de revestimiento
TWA	Promedio ponderado en el tiempo (<i>Time-Weighted Average</i>)
UGA	Unidades de Gestión Ambiental
USCG	<i>United States Coast Guard</i>
WBDF	Fluido de perforación base agua (<i>Water Based Drilling Fluid</i>)
WCD	Peor caso de descarga (<i>Worst Case Discharge</i>)
WSOG	Lineamientos operativos específicos del pozo (<i>Well Specific Operation Guidelines</i>)
ZA	Zona de Amortiguamiento
ZAR	Zona de Alto Riesgo
ZARE	Zona de Alto Riesgo a Equipos
ZEE	Zona Económica Exclusiva



Lista de Unidades

%	Por ciento
atm	Atmósfera
bar	Bar
bbl	Barriles de petróleo
°C	Grados Celsius
cm	Centímetro
cP	Centipoise
d	Día
ft	Pie
g	Gramo
gal	Galón
GPM	Galones por minuto
h	Hora
ha	Hectárea
HP	Caballo de fuerza
kg	Kilogramo
kips	Mil libras fuerza
km	Kilómetro
kt	Nudo
kW	Kilowatt
L	Litro
lb	Libra
µg	Microgramo
µL	Microlitro
lb	Libra
m	Metro
mD	Metros Direccionales
µm	Micrómetro
mbar	Milibar
mg	Miligramo
MMscf	Millones de pies cúbicos estándar
MMscfd	Millones de pies cúbicos estándar al día
min	Minuto
mm	Milímetro
MTH	Toneladas métricas por hora
ppb	Partes por billón
ppg	Partes por galón
ppm	Partes por millón
psi	Libra por pulgada cuadrada



pulg/”	Pulgada
s	Segundo
scf	Pie cúbico estándar
Sm³	Metro cúbico estándar
ton	Tonelada
USD	Dólar estadounidense



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 de Seguridad, Energía y Ambiente (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.

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 Estructura 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 del 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) Representación de las 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, DOF, 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 Secretaría 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 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

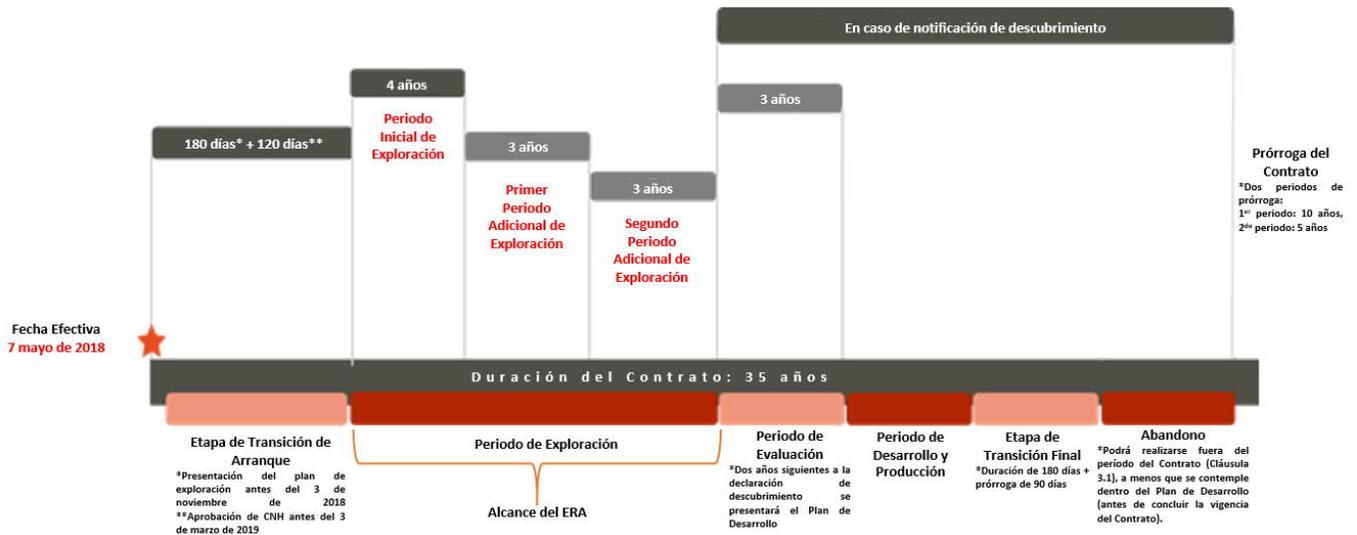
El 7 de mayo de 2018, los Estados Unidos Mexicanos (denominado en lo sucesivo como “México”), a través del Ejecutivo Federal por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) celebraron el Contrato de Licencia para Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V. (“Shell”) en consorcio con Chevron Energía de México, S. de R.L. de C.V. (en adelante “Chevron”) para la exploración de aguas profundas del Área Contractual AP-CS-G04 (“Área Contractual”) en Cuenca Salina del Golfo de México. Shell es el operador y accionista principal del Área Contractual con un 60% de participación, mientras que a Chevron le corresponde 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). Dentro del Periodo Inicial de Exploración, Shell se compromete a perforar al menos un pozo de exploración costa afuera para cumplir con el compromiso mínimo de trabajo.

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 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, 2020 (con base en lo establecido en el Contrato No. CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018 licitación L04 de la Ronda R02 de la CNH).

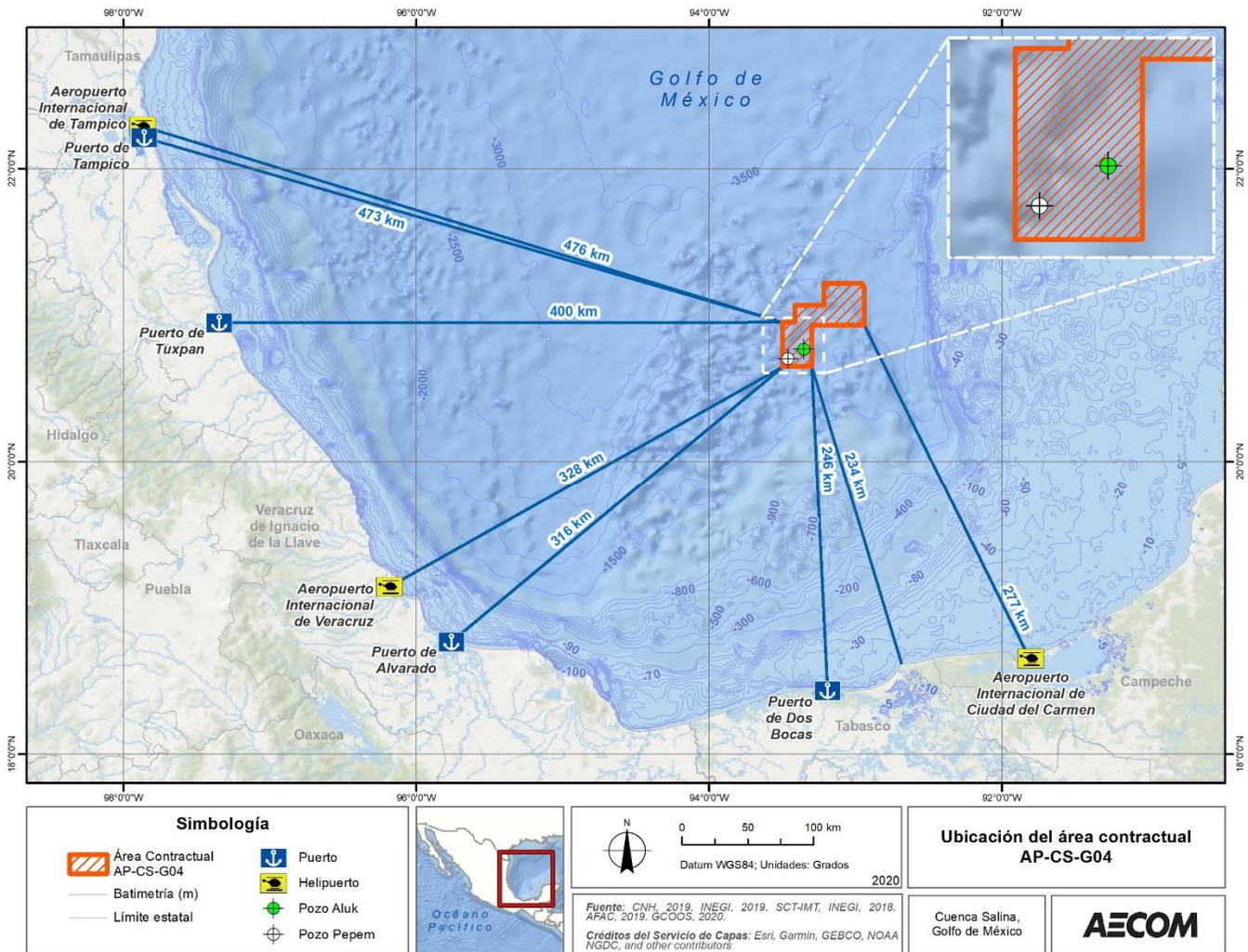
En la **Figura 1-2** se muestra la ubicación del Área Contractual con respecto a los puertos de Dos Bocas, Alvarado, Tuxpan y Tampico y los aeropuertos de Veracruz, Ciudad del Carmen y Tampico. Las distancias entre estos y el Área Contractual se enlistan a continuación:

- 246 km al norte del Puerto de Dos Bocas
- 316 km al noreste del Puerto de Alvarado
- 400 km al este del puerto de Tuxpan
- 473 km al sureste del puerto de Tampico
- 277 km al noroeste del Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen
- 328 km al noreste del Aeropuerto Internacional de Veracruz
- 476 km al sureste del Aeropuerto Internacional de Tampico

El Área Contractual tiene un área de 1,852.857 km² con profundidades que varían de los 1,500 m a 2,950 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 234 km al sur del Área Contractual.



Figura 1-2. Ubicación del Área Contractual con respecto a los Puertos de Dos Bocas, Alvarado, Tuxpan y Tampico y los Aeropuertos Internacionales de Veracruz, Ciudad del Carmen y Tampico, incluyendo la ubicación del Pozo Aluk, el Pozo Pepem y la distancia más cercana a la costa.



Fuente: AECOM, 2020.

Shell identificó dos prospectos de perforación exploratoria para el Área Contractual, denominados como Aluk y Pepem (Figura 1-2). El nombre de estos pozos es provisional, ya que los oficiales serán determinados por la CNH y una vez realizado, se incluirán en la notificación de inicio de actividades a la ASEA. Al momento de preparar este ERA, y dada la naturaleza y secuencia propia de los estudios y las actividades de exploración de hidrocarburos se planea tentativamente la perforación del pozo Aluk durante el primer trimestre de 2022.

En la **Tabla 1-1** se presentan las coordenadas y el resumen de las características de cada pozo.



Tabla 1-1. Resumen de las características de los pozos.

Pozo	Geográficas WGS84		Profundidad objetivo del Pozo (m)	Tipo de pozo	Tirante de mar (m)
	Latitud (GMS)	Longitud (GMS)			
1	Aluk	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.	4,831	Exploración.	1,706
2	Pepem		-	Exploración.	1,944

bo dentro del periodo de exploración.
2020.

MODU- Buque de perforación:

Se prevé que la perforación se realizará a través de una unidad móvil de perforación costa afuera (MODU, por sus siglas en inglés) de tipo buque de perforación, en cuyo caso podría ser el buque *Noble Globetrotter II* o similar, diseñada para operaciones en aguas profundas y ultra profundas mayores a 1,500 m (**Imagen 1-1**). El buque de perforación se construyó en 2013 por *STX Shipbuilder & Huisman*. Entre las principales características se encuentra la apertura del casco central, conocida como *moonpool*, así como una torre de perforación. Este tipo de buque está diseñado para perforar en aguas con tirantes de hasta 3,000 m aproximadamente, con una capacidad de perforación máxima aproximada de 12,000 m. El buque de perforación cuenta con posicionamiento dinámico (DP, por sus siglas en inglés) para mantener estable la posición del buque sin la necesidad de anclaje submarino y es capaz de alojar hasta 180 personas (consultar **Sección 1.2.4**, **Sección 1.2.5**, **Sección 1.3.3**, **Sección 1.3.4** y **Sección 1.4** para más detalles).

Imagen 1-1. Buque de perforación *Globetrotter II*.



Fuente: Noble Corporation, 2020.



A lo largo de este ERA, se describen algunas características específicas del *Globetrotter II*, sin embargo, estas pudieran variar ligeramente en caso de que el buque de perforación cambie o que sea proporcionado por una compañía distinta a *Noble Corporation*.

Algunas de las actividades paralelas a la perforación del pozo requerirán el tránsito de buques de suministro costa fuera (OSVs, 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 OSVs 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-CS-G04 se localiza costa afuera frente a las costas del estado de Tabasco en aguas federales de la Zona Económica Exclusiva (ZEE). De manera específica, el Proyecto se localiza en la Unidad de Gestión Ambiental (UGA) No. 189, 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 extremos y oceanográficos.

1.2.2.1 Aspecto abiótico

1.2.2.1.1 Temporadas

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 cálidas, lluvias frecuentes y constantes, que incrementan lentamente, alcanzando su máximo al final de la temporada y abarcando la mayoría de la precipitación anual. Esta temporada 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. La temporada de secas ocurre aproximadamente entre octubre y marzo (con variación local - antes o después).

De acuerdo con cierta literatura, la estacionalidad de los ecosistemas costeros en el sur del Golfo de México puede experimentar tres temporadas distintivas, la temporada de lluvias, la temporada de secas y la temporada de Nortes, la cual provoca fuertes cambios biogeoquímicos e hidrológicos que impactan a la flora marina, costera y terrestre afectándose así, la dinámica de las comunidades y poblaciones de niveles tróficos superiores, particularmente en lagunas costeras y estuarios. 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). Los Nortes 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 atmosférica (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, Flores, y Contreras, 1996 y Villalobos-Figueroa, Gómez, Reséndez, y De la Lanza, 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), por lo cual, para este documento, será el contexto utilizado para la descripción de los resultados.

Las corrientes superficiales constituyen un forzamiento importante en la modelación de riesgos potenciales como los derrames de hidrocarburos, y varían de acuerdo 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. Las corrientes oceánicas en el Golfo de México se describen con mayor detalle en la **Sección 1.2.2.1.6**. Cabe señalar 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).

En el suroeste del Golfo de México, los patrones estacionales en las corrientes superficiales que se identifican en una escala de tiempo decenal, ocurren durante las condiciones extremas de las temporadas de secas y de lluvias (DiMarco *et al.*, 2005); mientras que durante los meses de transición y hacia el final de las temporadas de secas y de lluvias, no se presentan patrones estacionales en las corrientes superficiales que puedan ser identificados a escalas de tiempo decenales (DiMarco *et al.*, 2005). 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, así como con el esfuerzo rotacional del viento en el sur del Golfo de México (DeHaan and Sturges, 2005; DiMarco *et al.*, 2005; Vázquez De La Cerda *et al.*, 2005; Dubranna *et al.*, 2011; y Passalacqua *et al.*, 2016). 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 condiciones meteorológicas que rodean el Área Contractual (**Tabla 1-2** y **Tabla 1-3**), se utilizaron datos de tres estaciones meteorológicas operadas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, cuyos datos fueron obtenidos por el Servicio Meteorológico Nacional, SMN) y una boya oceanográfica de la NOAA (Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, por sus siglas en inglés). Las estaciones de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) se encuentran localizadas en las islas de Cayo Arcas, Triángulo Oeste y Cayo Arenas, a una distancia aproximada del Área Contractual de 130 km al sureste, 67 km al este y 190 km al noreste, respectivamente. La boya oceanográfica de la NOAA se localiza en la parte central del Golfo de México en una profundidad de 3,600 m y a una distancia aproximada de 130 km al noroeste del Área Contractual (**Figura 1-3**).

Tabla 1-2. Normales climatológicas obtenidas de las estaciones meteorológicas cercanas al Área Contractual.

Estación	CONAGUA- SMN Triángulo Oeste (4033)	CONAGUA- SMN Cayo Arcas (4005)	CONAGUA- SMN Cayo Arenas (4006)
Latitud	20°59'00" N	20°12'15" N	22°06'55" N
Longitud	92°18'14" O	91°57'44" O	91°23'55" O
Periodo	1951-2010	1951-2010	1951-2010
Distancia al Área Contractual (km)	67	130	190
Temperatura del aire (°C)	Media mínima mensual	24 (febrero)	25 (enero, febrero)
	Media máxima mensual	29 (agosto)	29 (junio)
	Media anual	27	28
			27

Fuente: CONAGUA-SMN, 2019.



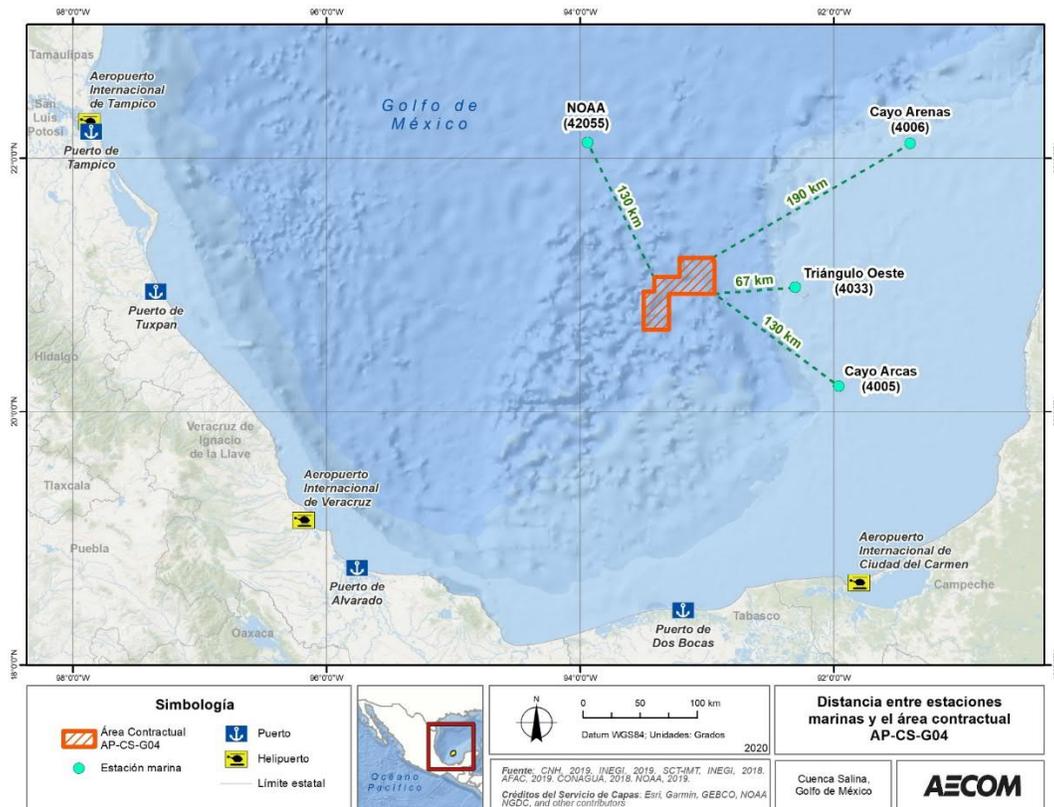
Tabla 1-3. Datos meteorológicos y oceanográficos de la estación meteorológica más cercanas al Área Contractual de la NOAA-NDBC.

Estación		NOAA-NDBC Bahía de Campeche (42055)
Latitud		22°07'25" N
Longitud		93°56'26" O
Periodo		2005-2008
Distancia al Área Contractual (km)		130
Temperatura del aire (°C)	Media mínima mensual	23 (febrero)
	Media máxima mensual	29 (agosto)
	Media anual	26.8
Temperatura superficial del agua (°C)	Media mínima mensual	24 (febrero)
	Media máxima mensual	30 (septiembre)
Humedad relativa (%)	Media mínima mensual	65 (noviembre)
	Media máxima mensual	81 (mayo)
	Media anual	74
Presión atmosférica (mbar)	Mínima registrada	1,000 (mayo)
	Máxima registrada	1,037 (enero)

Fuente: NOAA-NDBC, 2020.



Figura 1-3. Localización de las boyas oceanográficas cercanas al Área Contractual.

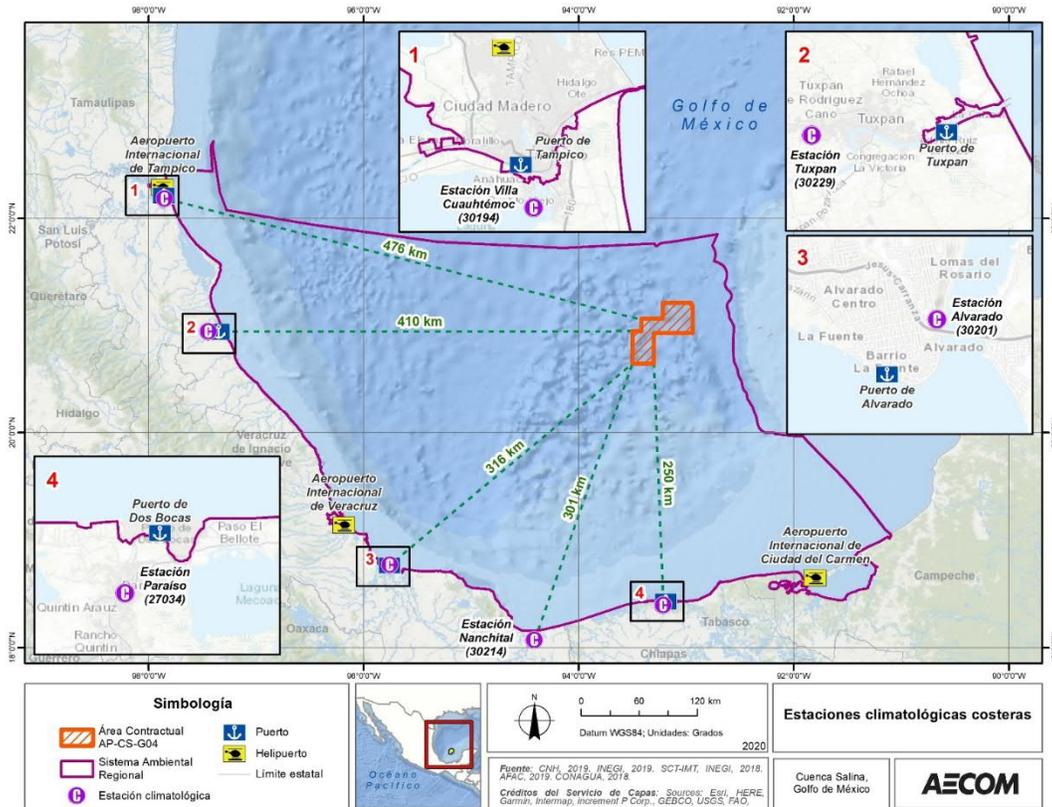


Adicionalmente a la información obtenida en las estaciones meteorológicas y de la boya oceanográfica de la NOAA, a continuación, se describe información meteorológica obtenida en estaciones costeras a lo largo del litoral suroeste del Golfo de México.

Las normales climatológicas (con registro de 1951 a 2010) se obtuvieron en las estaciones de Villa Cuauhtémoc, Tuxpan, Alvarado, Paraíso y Nanchital (**Figura 1-4** y **Tabla 1-4**). Dichas estaciones son operadas por la Comisión Nacional del Agua y la información es proporcionada por el Servicio Meteorológico Mexicano (CONAGUA-SMN, 2019), el resumen de la información se presenta en la **Tabla 1-4**.



Figura 1-4. Localización de las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN.



Fuente: CONAGUA-SMN, 2019; AECOM, 2020.

Tabla 1-4. Normales climatológicas (1951-2010) de temperatura y precipitación en las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN.

Municipio	Estación (nombre y número de estación)	Coordenadas	Altitud (msnm)	Temperatura (°C)			Precipitación anual (mm)
				Máxima	Media	Mínima	
Pueblo Viejo (Veracruz)	Villa Cuauhtémoc 30194	22°11'00" N 97°51'00" O	4	31.2	28.4	25.8	912.7
Tuxpan (Veracruz)	Tuxpan 30229	20°56'50" N 97°26'40" O	17	30.4	25.8	21.3	1,356
Alvarado (Veracruz)	Alvarado 30201	18°46'15" N 95°45'20" O	5	30.4	26.4	22.4	1,819
Paraíso (Tabasco)	Paraíso 27034	18° 23'44" N 93°12'44" O	6	31.4	26.5	21.7	1,769
Nanchital de Lázaro Cárdenas del Río (Veracruz)	Nanchital 30214	18°04'20" N 94°24'25" O	20	30.9	26.1	21.4	2,758.5

Nota: Se presentan los datos de temperatura máxima normal anual, media normal anual y mínima normal anual.

Fuente: CONAGUA-SMN, 2019.



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 cm a 9 cm en el margen oeste del Golfo, y de 17 cm 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 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 en contra de 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 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 la boya oceanográfica 42055 de la NOAA-NDBC, se obtuvo la SWH promedio y máxima, así como el periodo promedio y máximo que se muestran en la **Tabla 1-5**.

Tabla 1-5. Máximos y promedios de la SWH y el Periodo del oleaje en la estación de la NOAA- NDBC 42055.

SWH (m)		Periodo (s)	
Máximo registrado	Promedio anual	Máximo registrado	Promedio anual
9 (agosto)	1.2	10.5 (julio)	4.5

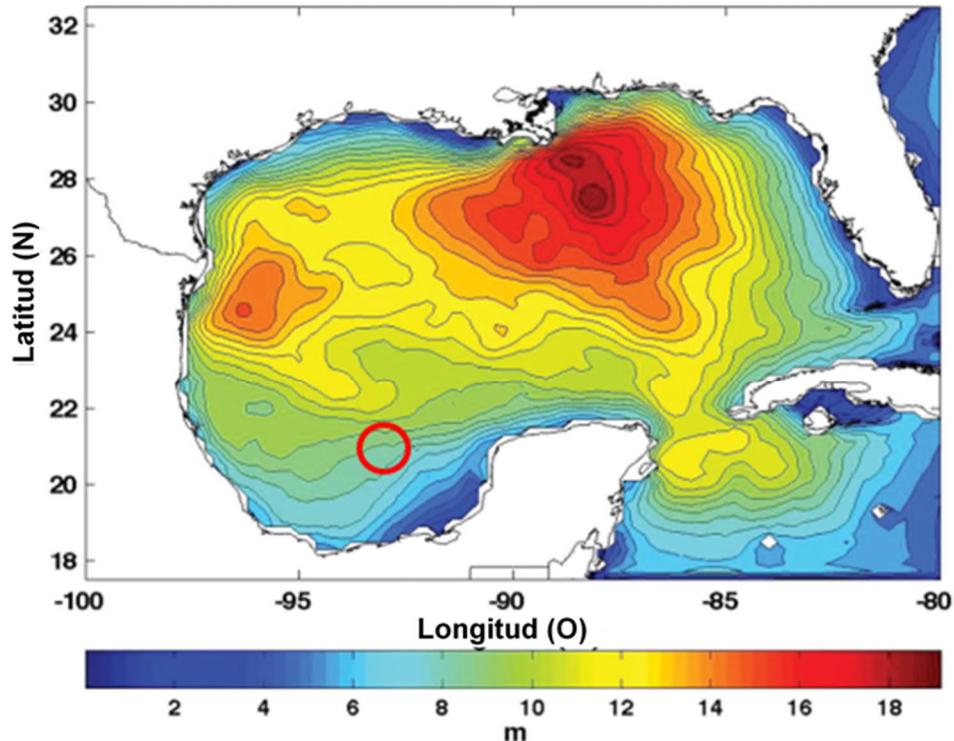
Nota: Promedios correspondientes al periodo de 2005 a 2008.

Fuente: NOAA-NDBC, 2020.

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 un 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 7 m a 10 m (**Figura 1-5**).



Figura 1-5. 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, Jeong, y Demirebilek, 2013.

1.2.2.1.5 Vientos

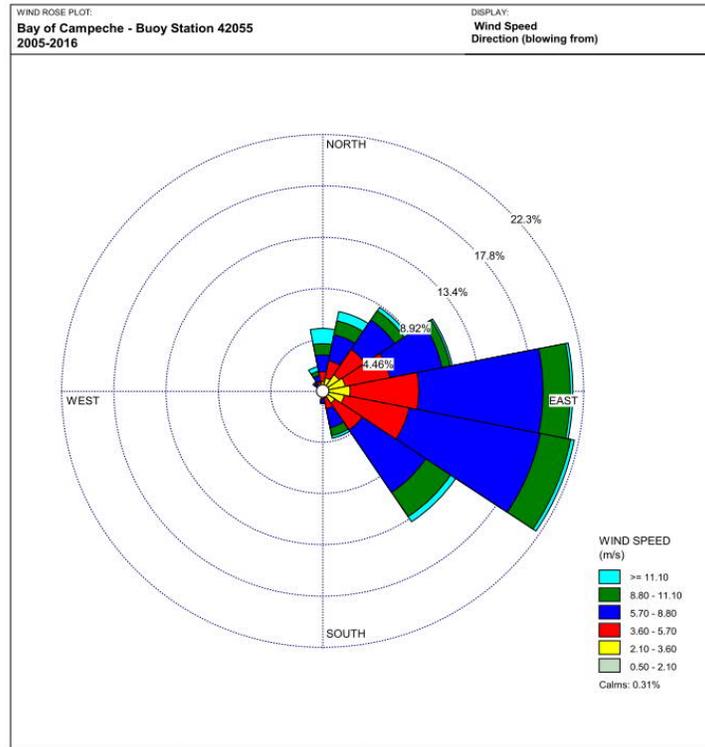
El movimiento de masas de aire, como respuesta a la presión atmosférica y a los gradientes de temperatura y humedad, deriva en la generación y en las propiedades de los vientos. Los perfiles de velocidad de los vientos, al igual que los perfiles del oleaje, son fundamentales para determinar el comportamiento 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: 1) ciclones tropicales (generalmente de mayo a octubre) con velocidades de viento de hasta 70 m/s (huracanes categoría 5) y 2) frentes fríos esporádicos conocidos como Nortes (que pueden ocurrir intermitentemente de noviembre a abril). Los Nortes son masas frías de aire con circulación anticiclónica provocando 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 fueron registrados por la boya oceanográfica 42055 de la NOAA-NDBC donde se identificó que los vientos tienen una dirección predominante del este (**Figura 1-6**). Cerca del 90% de las direcciones obtenidas entre 2005 y 2016 se encontraron entre 0° y 180° con un 67% de las direcciones registradas entre 45° y 135°. Aproximadamente 86% de los datos de viento registrados se encuentran entre los 2 m/s y los 10 m/s (**Figura 1-7**), estas velocidades se tomaron como representativas de la región por lo que se utilizaron en las simulaciones de riesgo presentadas en el **Capítulo 2** del presente documento.



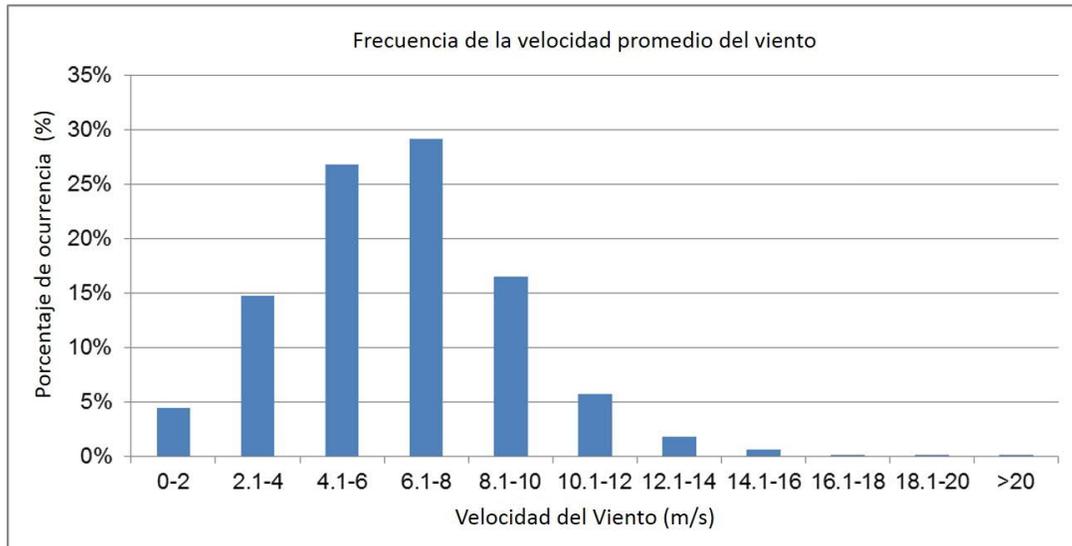
Figura 1-6. Rosa de viento - Estación NOAA-NDBC (42055).



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

Fuente: NOAA-NDBC, 2020.

Figura 1-7. Porcentaje de ocurrencia de los vientos promedio – Estación NOAA-NDBC (42055).



Fuente: NOAA-NDBC, 2020; AECOM, 2018.



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, (amplitudes entre 2 m/s y 3 m/s), pueden ser producidas 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).

Las corrientes marinas del sur del Golfo de México están asociadas con la Corriente de Lazo (y los giros de mesoescala que se desprenden de ella) así como con el Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche GCBC. Sin embargo, estas corrientes pueden verse modificadas por otros factores relacionados con el clima (Dubranna *et al.*, 2011; Passalacqua *et al.*, 2016; Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005).

La Corriente de Lazo se forma gracias a las aguas del Mar Caribe que fluyen a través del estrecho de Yucatán hacia el Golfo de México, extendiéndose hacia el noroeste y posteriormente hacia el este en donde sale por estrecho de Florida (Corriente de Florida) para convertirse en la Corriente del Golfo que se desplaza hacia el Atlántico. Uno de los pocos patrones estacionales identificables de la Corriente de Lazo que persisten interanualmente, es su intensificación, en donde las mayores intensidades se han observado entre noviembre y febrero (Schmitz, 2005). Dicha intensificación, a pesar de ser variable en una escala de tiempo decadal, tiene influencia en los patrones de circulación en el Golfo de México y está relacionada con la formación de los giros de mesoescala (DiMarco *et al.*, 2005).

La circulación de la capa superior oceánica (de 0 m a 1,000 m) en el suroeste del Golfo de México está dominada principalmente por el GCBC. El GCBC está asociado con el esfuerzo rotacional del viento, causado por los vientos predominantes del este que son desviados hacia el sur por la orografía de la Sierra Madre Oriental en el territorio mexicano hacia el Istmo de Tehuantepec (Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005).

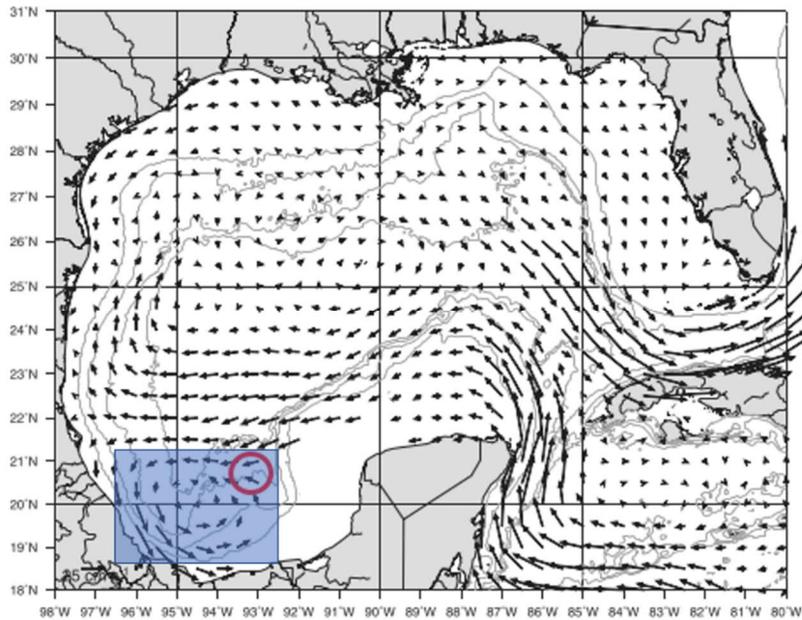
El GCBC circula en sentido antihorario, contrario al giro anticiclónico, que generalmente se encuentra presente en el centro del Golfo de México (**Figura 1-8**). Se reconoce un patrón fuerte/débil general en la circulación de los giros, siendo el único patrón estacional identificable que persiste interanualmente, en donde las corrientes aumentan su velocidad entre octubre y febrero (**Figura 1-9**), alcanzando su máximo usualmente entre noviembre y enero (Schmitz, 2005). Esto crea un cambio general en los patrones de las corrientes, el cual es estadísticamente significativo (aunque sigue siendo variable dentro escalas de tiempo decenales), de patrones de corriente consistentes durante los picos de la temporada de secas (noviembre a enero) y de lluvias (junio a septiembre) (DiMarco *et al.*, 2005).

Los giros anticiclónicos interactúan con el GCBC, alterando las corrientes superficiales locales de manera inconsistente. A partir de observaciones y de datos de modelación numérica de la circulación del Golfo de México, se han identificado interacciones entre las corrientes superficiales, la temperatura superficial, la Corriente de Lazo (junto con los giros asociados), las corrientes profundas del GCBC (influenciadas por la batimetría), y los eventos climáticos (incluyendo los Nortes) como factores clave (Kolodziejczyk *et al.*, 2012). Los resultados muestran que las relaciones complejas entre dichos factores tienen efecto en las corrientes superficiales, y que los efectos en las corrientes son inconsistentes debido a dicha complejidad. Durante los meses de transición entre la temporada de lluvias y la temporada de secas, dicha estocasticidad elimina cualquier patrón de corriente superficial identificable en una escala de tiempo decenal en el GCBC (DiMarco *et al.*, 2005).

La corriente superficial promedio, de 1989 a 1999, se muestra en la **Figura 1-8** con velocidades promedio aproximadas de 25 cm/s. Para la temporada de secas, las corrientes presentan intensidades de 50 cm/s en la porción suroeste del Golfo de México (**Figura 1-9**). Las velocidades promedio de las corrientes de aguas profundas (aproximadamente 900 m debajo del nivel medio del mar) dentro y cerca del Área Contractual son iguales y menores a 10 cm/s (**Figura 1-10**).



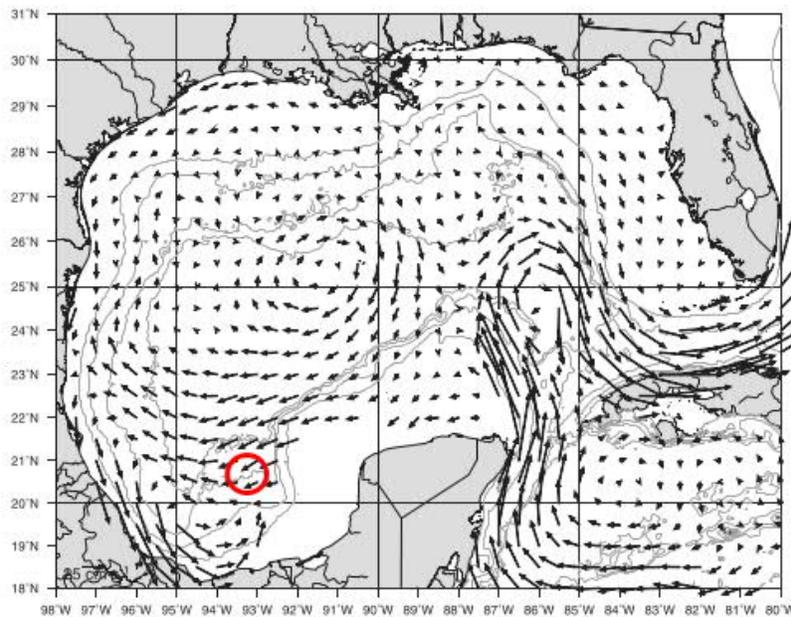
Figura 1-8. Velocidad promedio de la circulación cercana a la superficie (Periodo: 1989 – 1999).



Nota: La escala de la velocidad (25 cm/s) se encuentra en la esquina inferior izquierda. El círculo rojo representa la ubicación aproximada del Área Contractual y el Cuadrado azul demarca la localización del GCBC.

Fuente: DiMarco et al., 2005.

Figura 1-9. Velocidad promedio de la circulación cercana a la superficial para la temporada de secas (Periodo: 1989 – 1999).

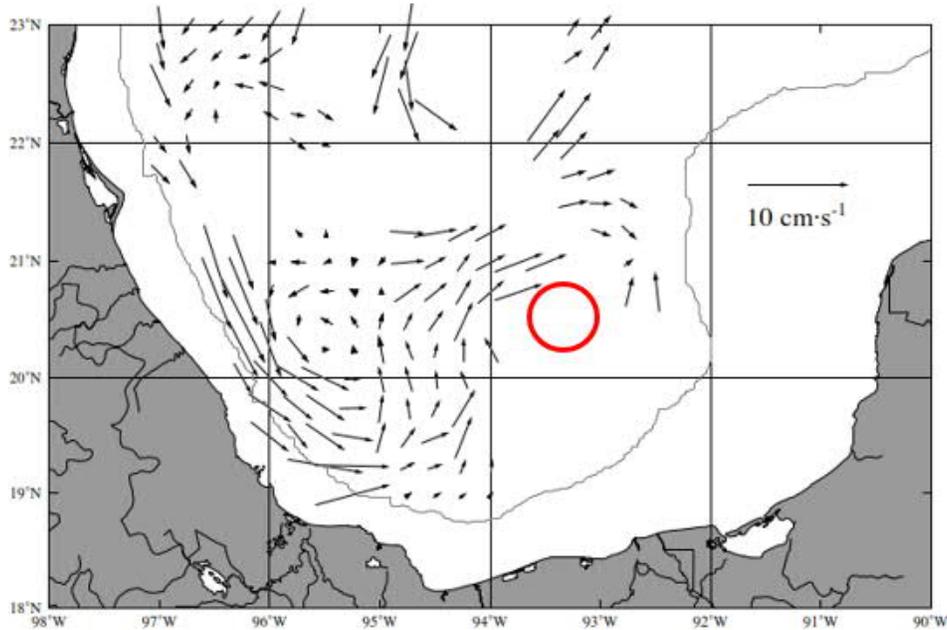


Nota: La escala de la velocidad (25 cm/s) se encuentra en la esquina inferior izquierda. El círculo rojo representa la ubicación aproximada del Área Contractual.

Fuente: DiMarco et al., 2005.



Figura 1-10. Velocidad promedio de la circulación profunda en la Bahía de Campeche (Periodo: 1989-1999).



Nota: El círculo rojo representa la ubicación aproximada del Área Contractual. La velocidad es proporcional al tamaño de las flechas.

Fuente: Vázquez de la Cerda et al., 2005.

1.2.2.1.7 Eventos extremos

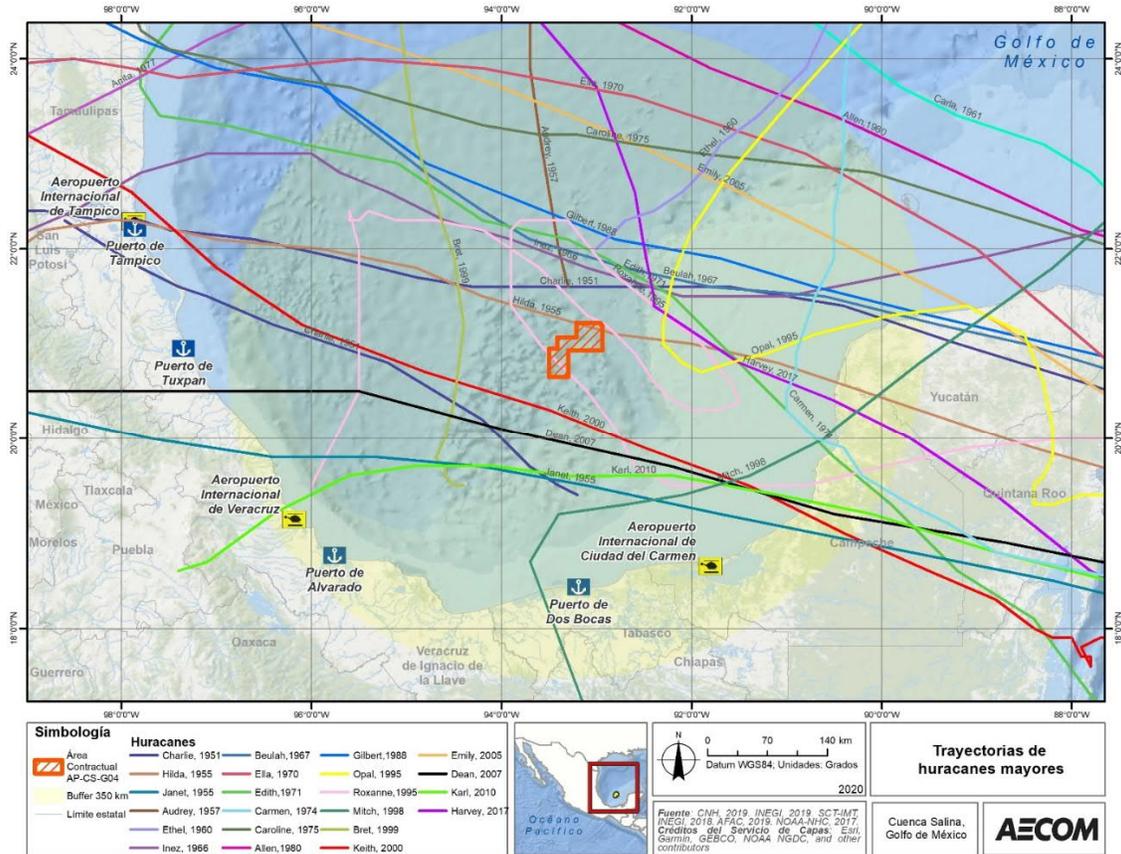
1.2.2.1.7.1 Huracanes

El periodo de huracanes y ciclones tropicales en el Golfo de México generalmente está comprendido entre junio y octubre, donde septiembre representa el mes con mayor incidencia (NOAA-NHC, 2018). 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 en huracanes mayores (categoría ≥ 3 , dentro de la escala Saffir-Simpson, NHC 2018).

En el periodo de 1950 a 2017, 127 huracanes han atravesado alguna porción del Golfo de México, en donde 55 de ellos fueron huracanes mayores (categoría ≥ 3), y 22 pasaron dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (Tabla 1-6). Estos huracanes fueron: Charlie (1951), Hilda (1955), Janet (1955), Audrey (1957), Ethel (1960), Inez (1966), Beulah (1967), Ella (1970), Edith (1971), Carmen (1974), Caroline (1975), Allen (1980), Gilbert (1988), Opal (1995), Roxanne (1995), Mitch (1998), Bret (1999), Keith (2000), Emily (2005), Dean (2007), Karl (2010) y Harvey (2017). La Figura 1-11 muestra las trayectorias de los huracanes mayores (categoría ≥ 3) identificados cerca del Área Contractual para el periodo de 1950 a 2017.



Figura 1-11. Trayectoria de huracanes mayores (categoría ≥ 3) dentro de un radio de 350 km alrededor del Área Contractual (1950 – 2017).



Fuente: NOAA, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

Tabla 1-6. Resumen de huracanes mayores (categoría ≥ 3) registrados dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017).

No.	Nombre	Año	Fecha	Categoría	Viento máximo (km/h)	Mínima presión atmosférica (mbar)
1	Charlie	1951	12 Ago – 30 Ago	4	213	968
2	Hilda	1955	12 Sep – 20 Sep	3	194	952
3	Janet	1955	21 Sep – 30 Sep	5	280	914
4	Audrey	1957	25 Jun – 29 Jun	4	232	946
5	Ethel	1960	12 Sep – 17 Sep	3	185	974
6	Inez	1966	21 Sep – 11 Oct	4	241	929
7	Beulah	1967	5 Sep – 22 Sep	5	259	923
8	Ella	1970	8 Sep – 13 Sep	3	204	967
9	Edith	1971	5 Sep – 18 Sep	5	259	943
10	Carmen	1974	29 Ago – 10 Sep	4	241	928
11	Caroline	1975	24 Ago – 1 Sep	3	185	963



No.	Nombre	Año	Fecha	Categoría	Viento máximo (km/h)	Mínima presión atmosférica (mbar)
12	Allen	1980	1 Ago – 11 Ago	5	306	899
13	Gilbert	1988	8 Sep – 20 Sep	5	296	888
14	Opal	1995	27 Sep – 6 Oct	4	241	916
15	Roxanne	1995	7 Oct – 11 Oct	3	185	956
16	Mitch	1998	22 Oct – 9 Nov	5	287	905
17	Bret	1999	18 Ago – 25 Ago	4	232	944
18	Keith	2000	28 Sep – 6 Oct	4	222	939
19	Emily	2005	11 Jul – 21 Jul	5	259	929
20	Dean	2007	13 Ago – 21 Ago	5	278	905
21	Karl	2010	14 Sep – 18 Sep	3	205	956
22	Harvey	2017	17 Ago – 31 Ago	4	213	941

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

Fuente: NOAA, 2018.

1.2.2.1.7.2 Deslizamientos, movimientos de roca y tsunamis

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), que 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). Lo anterior sugiere que tales eventos tienen una frecuencia muy baja de ocurrencia en la región tectónicamente pasiva.

A pesar de que existe evidencia de deslizamientos submarinos del Holoceno en el Golfo de México (Ten-Brink *et al.*, 2009) no se han localizado depósitos tsunamigénicos adyacentes al Golfo de México, lo que sugiere que, tales eventos tienen una frecuencia muy baja de ocurrencia en la región tectónicamente pasiva. Adicionalmente, no se han tenido reportes de potenciales deslizamientos submarinos tsunamigénicos cercanos al Área Contractual.

El Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS) evaluó la posibilidad de que hayan ocurrido tsunamis debido a deslizamientos submarinos en el Golfo de México. Datos no publicados esta dependencia indican la ocurrencia de deslizamientos durante el Holoceno Temprano; estos datos indican que los deslizamientos han ocurrido dentro de la Provincia Salina, Provincia Abanico y Provincia Carbonato, con limitada actividad de deslizamientos en la región este del Golfo de México, y ninguna actividad de deslizamiento registrada en la región sur del Golfo de México. El Área Contractual se localiza en un área con deslizamientos limitados/no documentados.

1.2.2.1.8 Sismicidad

La sismicidad en el Golfo de México podría tener impactos en la infraestructura petrolera, sin embargo, la mayoría de los sismos detectados dentro del Golfo de México son de magnitud baja, típicamente de magnitud 3 o menor en la escala de Richter. El Área Contractual, se encuentra relativamente distante de los límites de las placas activas (e.g., 500 km noreste de la placa de Cocos [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; Gangopadhyay y Sen, 2008).

El extremo sur del Golfo de México ha experimentado terremotos de la corteza superficial relacionados con la subducción de la placa de Cocos (magnitud máxima de 5.8 grados en la escala de Richter). Dentro del Golfo de México, la frecuencia de eventos sísmicos es mayor en la región suroeste, localizada entre Tuxpan y Ciudad del Carmen. El sismo más fuerte que se ha registrado entre 1960 y 2012 tuvo una magnitud de 6.4 grados en la escala de Richter (Suárez, 2000; Suárez y López, 2015).



1.2.2.1.9 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. No se detectaron HAP en ninguna de las muestras por arriba del límite de detección (LD). Las fracciones pesadas y ligeras de HTP no se detectaron en ninguna de las muestras del Área Contractual por encima del LD. La fracción media se detectó en 12 estaciones. Ninguno de los componentes BTEX se detectaron en alguna de las muestras de sedimentos en el Área Contractual por encima del LD. La carencia de estos compuestos es un indicativo de la ausencia de impactos antropogénicos.

Se evaluaron 16 metales (aluminio, arsénico, bario, cadmio, cobalto, cobre, cromo, estaño, hierro, plomo, manganeso, mercurio, níquel, selenio, vanadio y zinc), de los cuales solo selenio y mercurio se encontraron por debajo de los límites de detección (LD) en todas las muestras. En general, las concentraciones de los demás metales en el Área Contractual fueron similares o más bajas a las reportadas en el sur del Golfo de México (Amec Foster Weeler, 2017; Holmes, s/f; PEMEX, 2010; Rosalez *et al.*, 2015; Ruiz y Gispert, 2016).

Resultado de análisis de campo (secreto industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

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

A continuación, en la **Tabla 1-7** 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 1-7 Clasificación de la susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

Fenómeno	Nivel de Susceptibilidad de riesgo	Justificación
Mareas	Muy bajo	El rango de mareas en las 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 y el oleaje pueden ocasionar daños severos al riser y al casco de del buque de perforación, mientras que el viento puede afectar seriamente las operaciones en cubierta y al equipo de perforación.
Tsunamis y deslizamientos	Muy bajo	La probabilidad de ocurrencia de un tsunami es extremadamente baja y no se han registrado causas potenciales que desencadenen tsunamis en el suroeste del Golfo de México. No se



Fenómeno	Nivel de Susceptibilidad de riesgo	Justificación
		identificaron daños en la industria debido a dicho fenómeno en el Golfo de México. Asimismo, no se cuenta con evidencia de deslizamientos en la zona del Proyecto.
Sismicidad	Bajo	La distancia de la zona del Proyecto con zonas de subducción de placas disminuye el riesgo por sismos de alta intensidad. Los sismos registrados cercanos al Área Contractual han sido de magnitud 3 o menor en la escala de Richter.

Fuente: AECOM, 2020.

1.2.2.2 Aspectos bióticos

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

Resultado de análisis de campo (secreto industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

1.2.2.2.2 Zooplancton e Ictioplancton

Resultado de análisis de campo (secreto industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Resultado de análisis de campo (secreto industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

1.2.2.2.3 Bentos, Peces, Mamíferos marinos, Tortugas y Aves

A partir del Estudio de LBA se obtuvo que las muestras obtenidas son comparables con los hallazgos que indican que la diversidad de macrofauna es baja en aguas profundas del Golfo de México, Asimismo, los bajos valores de diversidad obtenidos se atribuyen a la baja disponibilidad de carbono orgánico lábil en la región, sin embargo, se consideran representativos de las condiciones de línea base.

Resultado de análisis de campo (secreto industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

No hay evidencia que sugiera que hay algún efecto sobre estas especies



protegidas debido a cambios en las condiciones naturales del Área Contractual debido a trabajos o actividades ejecutadas en el pasado.

Resultado de análisis de campo (secreto industrial) Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

1.2.2.2.4 Áreas sensibles

De acuerdo con la MIA, 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, los arrecifes de coral más cercanos al Área Contractual son el Sistema Arrecifal Banco de Campeche (incluyendo Arrecife Alacranes), ubicado a 67 km del Área Contractual, seguido por el Sistema Arrecifal Veracruzano a 290 km, los Arrecifes de los Tuxtlas a 271 km y el Sistema Arrecifal de Lobos Tuxpan, situado a 204 km y 377 km del Área Contractual (**Figura 1-12**). Por otra parte, a pesar de que el análisis de imágenes de lecho marino recolectadas dentro del Área Contractual durante el Estudio de LBA no mostro ningún registro de corales de aguas profundas, la información de las capas de distribución de corales de la NOAA realizada a partir de la información de Etnoyer, (2009) registra la presencia de octocorales dentro del límite sureste del Área Contractual y otro a 29 km al este de la misma (**Figura 1-12**).

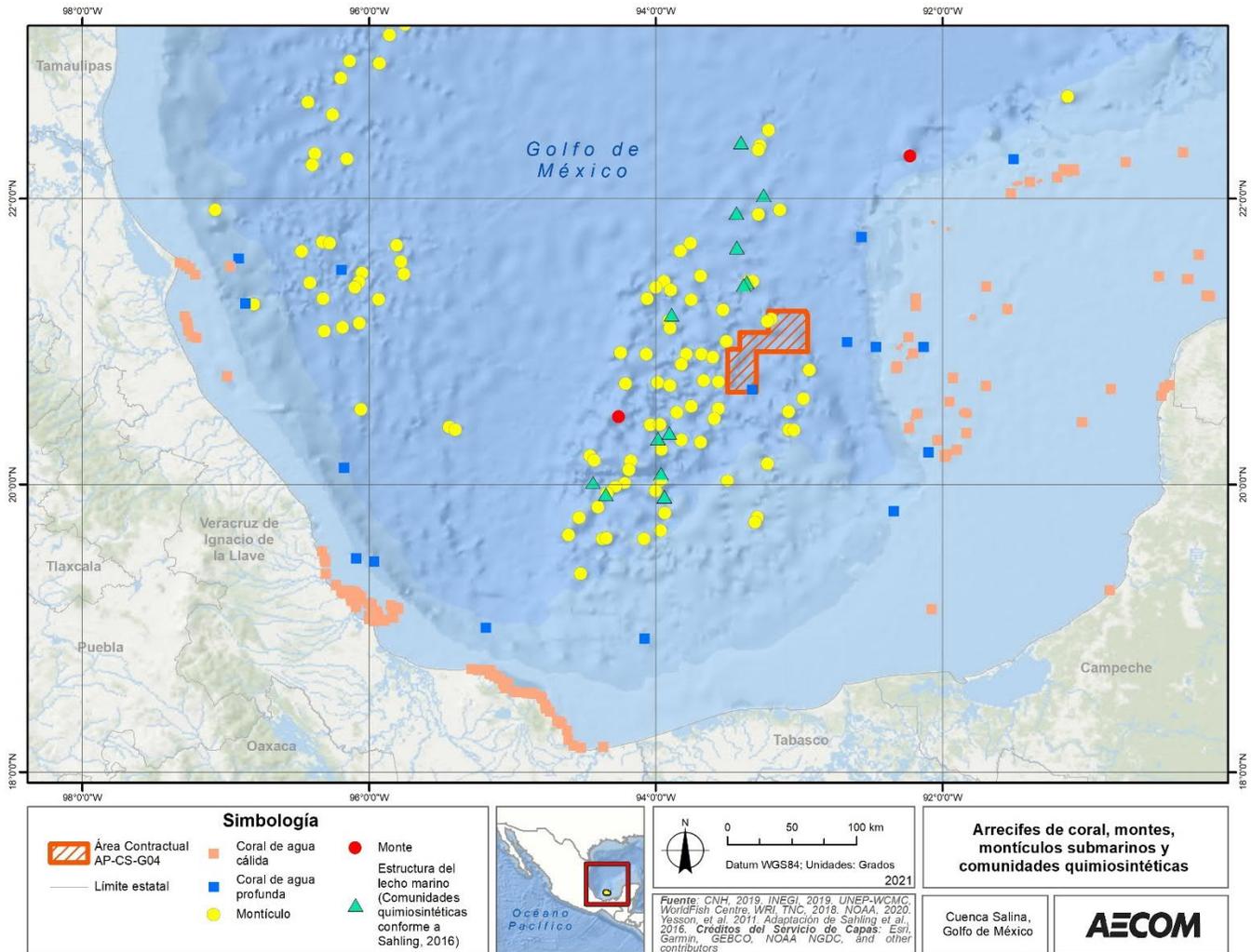
En lo referente a comunidades quimiosintéticas, Yesson *et al.*, (2011) mapearon la distribución global de montes y montículos submarinos y, con base en esta información, se concluyó que no existen montes submarinos dentro del Área Contractual (el monte submarino más cercano se sitúa 85 km al suroeste). Sin embargo, se registró un montículo dentro del límite noreste del Área Contractual y cinco montículos adicionales dentro de los 10 km a la redonda del límite de la misma (**Figura 1-12**).

La **Figura 1-12** 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 27 km del Área Contractual y posee sedimentos cubiertos, afloramiento de asfaltos, mejillones de la familia Vesicomidae dispersos, gusanos tubícolas vestimentíferos, tapetes de bacterias. En la Sección 4.2.2.3.1.4 de la MIA 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, el Área Contractual no recae dentro de ninguna ANP, RMP, SPM, AICA, sitio Ramsar, RHP o RTP.



Figura 1-12. 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, 2020.

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, de acuerdo con el Contrato celebrado entre CNH y Shell (CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018 [CNH, 2018]) se especifica que, de acuerdo con 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, no son posibles 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-CS-G04. 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-CS-G04* del 9 de junio de 2020, 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 de la filial y los que interactúan con ella (ver **Capítulo 5, Anexo 5.11**).

Los estándares que implementará Shell corresponden tanto a estándares internos, así 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 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 *Noble Globetrotter II* o similar, por medio de una empresa especializada de 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.

Además, ejecutará y cumplirá con estándares, códigos y reglamentos de la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (IACS, por sus siglas en inglés) como:

Det Norske Veritas (DNV GL):

- Reglas para la construcción y clasificación de unidades móviles de perforación costa fuera, 2005 (*Rules for Building and Classing Mobile Offshore Drilling Units, 2005*)
- Reglas para la construcción y clasificación de embarcaciones de acero, 2005 (*Rules for Building and Classing Steel Vessels, 2005*)
- Guía para propulsores y sistemas de posicionamiento dinámico (*Guide for Thrusters and Dynamic Positioning Systems*)
- Guía para la certificación de sistemas de perforación, 2004 (*Guide for the Certification of Drilling Systems, 2004*)
- Guía para la certificación de grúas (*Guide for the Certification of Cranes*)

Organización Internacional de Normalización:

- ISO 14001 estándar para sistemas de gestión ambiental
- ISO 45001 estándar para sistemas de gestión/administración de seguridad y salud ocupacional

Organización Internacional Marítima:

- Código para la construcción y equipo de unidades móviles de perforación costa fuera, 1989 (*Code for the Construction and Equipment of Mobile Offshore Drilling Units, 1989*) edición consolidada 2001 e incluyendo las últimas enmiendas



- Convenio internacional para la seguridad de la vida humana en el mar, 1974 (*International Convention for the Safety of Life at Sea, 1974 (SOLAS)*) edición consolidada 2004 e incluyendo las últimas enmiendas
- Convenio internacional para prevenir la contaminación por los buques (*International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL 73/78)*), edición consolidada 2002 (incluyendo Anexos I al VI)
- Convenio internacional sobre líneas de carga, 1966 (*International Convention on Load Line, 1966*) incluyendo el Protocolo de 1988
- Convenio sobre el reglamento internacional para prevenir los abordajes, 1972 (*International Convention on Preventing Collision at Sea, 1972*) COLREG 72 incluyendo las últimas enmiendas de 1981 y 1987
- Convenio internacional sobre arqueo de buques (*International Convention of Tonnage Measurement of Ships, 1969*)
- Guía para el diseño y operación de embarcaciones con sistemas de posicionamiento dinámico clase 3 (*MSC/Circular 645 - Guidelines for the Design and Operation of Dynamically Positioned Vessels (Class 3)*)

Así como de la Comisión Eléctrica Internacional:

- Publicación no.92 para instalaciones eléctricas a bordo de las embarcaciones

Y del Instituto Americano del Petróleo:

- Códigos aplicables a el equipo de perforación y su instalación
- Especificaciones para el uso de grúas costa afuera

Adicionalmente deberá cumplir con las siguientes regulaciones:

- Regulaciones para la prevención de contaminación por aceite para embarcaciones
- Dispositivos de sanitización marina
- Regulaciones de seguridad para navegación
- Reglas internacionales para la prevención de colisiones en el mar
- Regulaciones internacionales de telecomunicaciones y radio
- Práctica recomendada para las instalaciones eléctricas en embarcaciones

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 Proyecto mecánico

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

1.2.5.1 Buque de perforación

Como se mencionó anteriormente, Shell realizará las actividades de perforación a través de perforación que puede ser del contratista *Noble Corporation* o similar utilizando un buque de perforación cuyo diseño es *Globetrotter Class*, y su construcción se llevó a cabo por *STX Shipbuilding & Huisman* en 2013 y cuenta con las clasificaciones: ABS+A1, Drilling Unit, ICE Class IA, (E), +AMS, +ACCU, +DPS-3 y RW (**Figura 1-13 y Figura 1-14, ver Capítulo 5, Anexo 5.1.1**).



Figura 1-13. Vista lateral del buque de perforación.

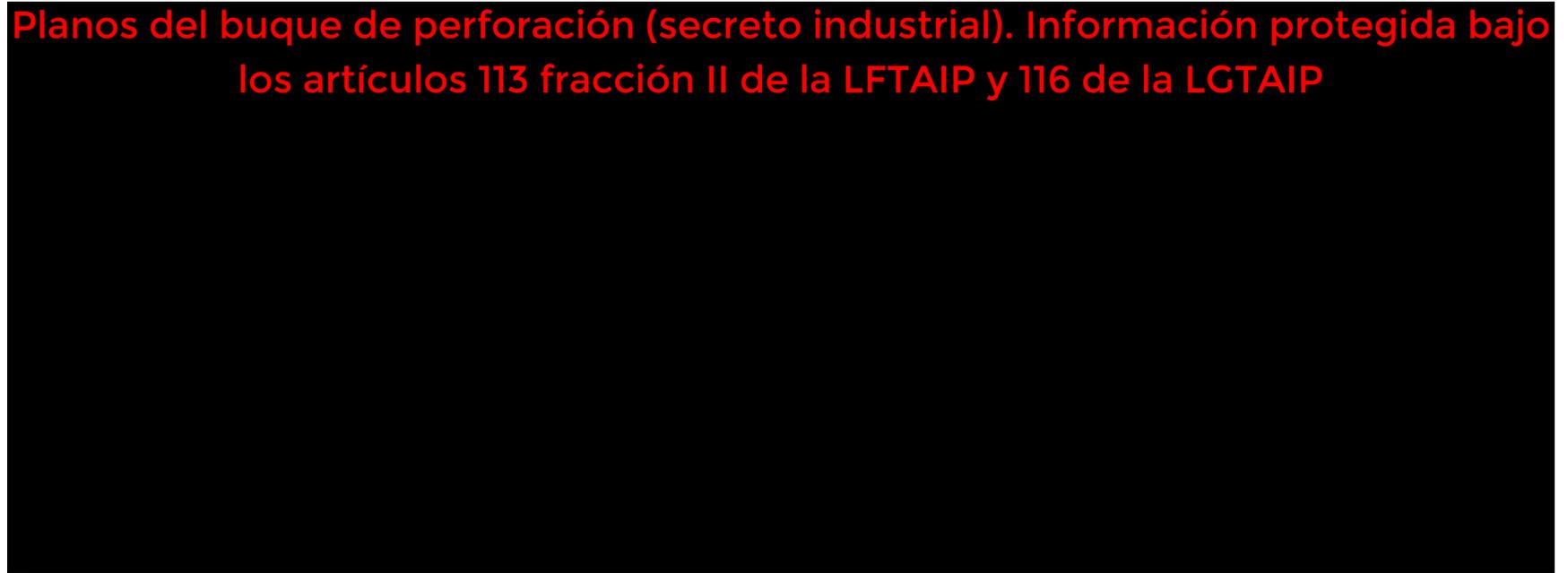
Planos del buque de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

STBD SIDE LKG INBD

Fuente: Noble Corporation, 2020.



Figura 1-14. Vista en planta del buque de perforación.



Fuente: Noble Corporation, 2020.



Con base en la información presentada por *Noble*, el buque de perforación tiene las siguientes dimensiones (**Tabla 1-8**).

Tabla 1-8. Dimensiones y capacidades de *Globetrotter II*.

Clasificación	Capacidad / dimensión
Profundidad de tirante de agua	3,048 m
Profundidad de perforación	12,192 m
Largo	188.97 m
Ancho	32.00 m
Puntal	18.89 m
Calado (operacional/tránsito)	11.88 m / 11.88 m
<i>Moonpool</i>	27.12 m x 11.27 m
Capacidad de los camarotes	180

Fuente: Noble Corporation, 2020.

La **Figura 1-15** muestra un esquema generalizado de los principales componentes de la configuración del buque de perforación, el cual, puede estar sujeto a cargas ambientales como las corrientes, el oleaje y el viento (descritas en la **Sección 1.2.2**).



Figura 1-15. Componentes y sistemas de un buque de perforación tipo.

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

Fuente: JAMSTEC, 2020; adaptado por AECOM, 2020.



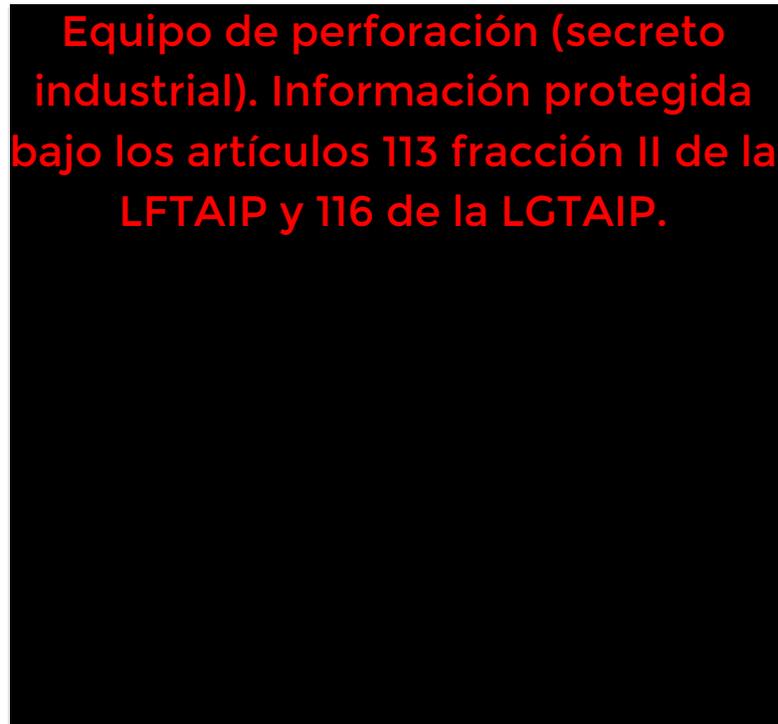
1.2.5.1.1 Torre de perforación

Las torre de perforación *Huisman Dual Multi Purpose Tower (DMPT)* de *Globetrotter II* es una estructura trapezoidal de acero galvanizado similar a una grúa, la cual brinda soporte al equipo de perforación, como el bloque de corona, el bloque viajero, el sistema de compensación vertical, el top drive y la sarta de perforación, entre otros. Se encuentra montada en el piso de perforación junto con la maquinaria de elevación principal (malacates: *Huisman dual drum, heave compensated*). Una línea de perforación (hecha de cable de acero) que pasa desde el malacate hasta la parte superior de la torre a través del bloque de corona (arreglo de poleas), que luego el bloque viajero/aparejo móvil (otra serie de poleas) opera en un movimiento ascendente y descendente, mientras el gancho se sujeta de éste. El sistema funciona como una grúa que levanta la sarta de perforación, la cual transmite el fluido de perforación, peso y torsión de perforación a la barrena. A medida que se agregan las uniones de tubería de perforación adicionales a la sarta de perforación, ésta se puede bajar progresivamente.

1.2.5.1.2 Top Drive

La técnica de perforación que 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 (**Figura 1-16**). Éste 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 *Globetrotter II*, modelo *NOV TDS-1000A*, posee adicionalmente un sistema de compensación activo y pasivo de movimiento *Huisman Passive* (39 ft stroke) en la parte superior, el cual reduce la influencia del oleaje para mantener la sarta de perforación en posición estable con relación al lecho marino, mientras se agregan los tramos de tubería adicional.

Figura 1-16. Equipo de perforación rotatorio Top Drive.



Fuente: Ocean Drilling Program, 2002.



1.2.5.1.3 Propulsores

Los propulsores son equipos cuya función es ayudar al correcto posicionamiento del buque de perforación. El buque *Globetrotter II* cuenta con seis propulsores *Azimuth, Rolls Royce/UUC355* y de 3,700 kW cada uno

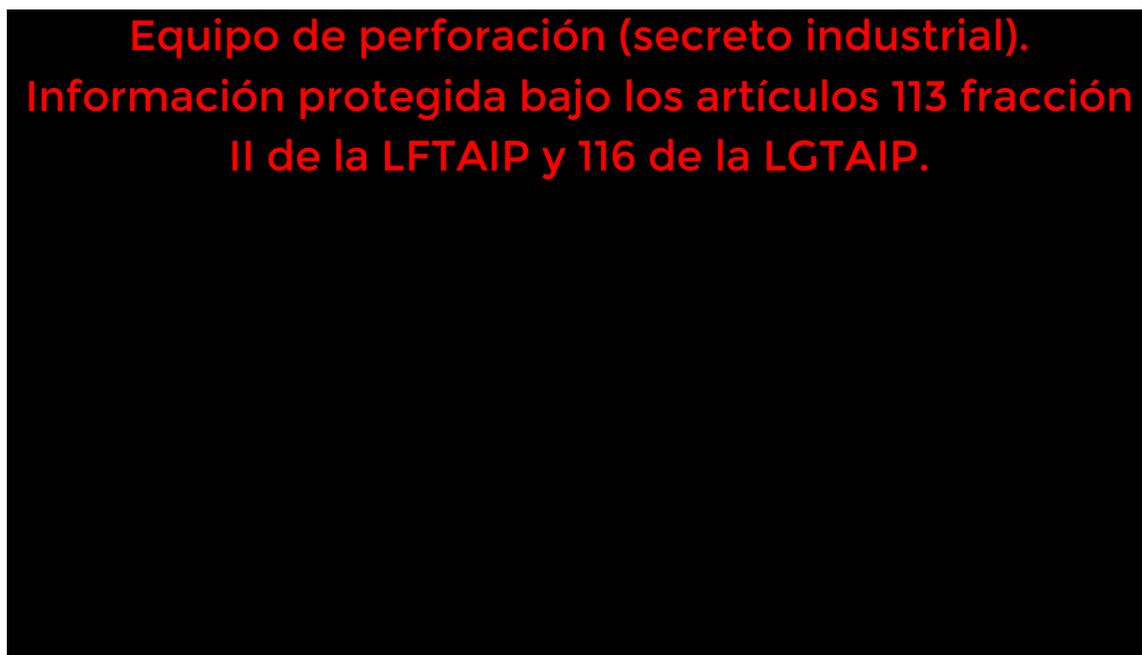
1.2.5.1.4 Riser

El riser marino del *Globetrotter II, modelo NOV Shaffer Type FT-H*, cuenta con un diámetro interno de 19-¼" y un diámetro externo de 21". 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. Cuenta con un desviador de flujo; una junta telescópica; una línea de matar y estrangulador y una junta flexible o esférica.

1.2.5.1.5 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 los esfuerzos y desplazamiento ocasionados por el viento, las olas y las corrientes (Bravo, 2009). La **Figura 1-17** muestra los principales componentes de un sistema tensionador de un riser.

Figura 1-17. Sistema tensionador del riser.



Fuente: National Academies of Sciences, Engineering, 2018; adaptado por AECOM, 2020.

1.2.5.1.6 Desviador de flujo (diverter)

El desviador de flujo del *Globetrotter II, modelo NOV Shaffer* de 21-1/4", cuenta con una salida de 16" y 1,000 psi, se utiliza para controlar los brotes de gas somero en la etapa de perforación cuando el sistema de preventores no ha sido instalado. Este incluye un dispositivo de cierre y apertura de la línea de descarga y se encuentra instalado directamente debajo de la mesa rotativa (Bravo, 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.



1.2.5.1.7 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, permiten el movimiento angular entre el riser y el sistema de preventores para reducir el momento máximo de flexión y están diseñados considerando la presión diferencial (interna y externa) (Bravo, 2009).

1.2.5.1.8 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 el preventor de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) (**Figura 1-18**).

LMRP

El LMRP del *Globetrotter II* 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. Este dispositivo corresponde a un LRMP modelo *NOV Shaffer Spherical Slimline 18 3/4"* con 10,000 psi del anular.

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 (combinación de presión hidrostática y el sistema de perforación con presión controlada (MPD, por sus siglas en inglés). 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 del BOP serán verificadas por Shell y el subcontratista de perforación.

El *Globetrotter II* cuenta con un BOP marca *NOV Shaffer NXT* de 18 3/4" y 15,000 psi de presión, y con seis preventores de ariete, el equipo está conformado por el siguiente arreglo de arietes (de abajo hacia arriba):

- Un ariete de corte y un ariete ciego: permiten cortar tubulares, tales como tubería de perforación o de revestimiento. Cabe señalar que el ariete ciego de corte también permite sellar el pozo
- Tres arietes de tubería de diámetro variable 3- 1/2" – 6 5/8": permiten sellar alrededor de tubulares de diferentes diámetros
- Un ariete de tubería de diámetro variable (de prueba) 3 1/2 - 6 5/8": permiten sellar alrededor de tubulares de diferentes diámetros



1.2.6 Proyecto 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 contará con dos estaciones de control y estará completamente integrado al sistema de gestión de la embarcación. Por otra parte, dentro del buque se contará con nueve planes de control de incendios, extinguidores y equipo de emergencia y rescate, red de incendios, sistema de detección y dos conexiones a internacionales a tierra. Asimismo, el buque contará con un plan de control de incendios y salvamento. Los planos del Proyecto de Sistema de Control de Incendios y Salvamento se encuentran en el **Capítulo 5, Anexo 5.4**.

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.

1.2.6.1 Extinguidores y equipo de emergencia y rescate

El buque de perforación contará con diversos tipos de extintores (CO₂, espuma y químico seco), así, como con cinco estaciones que contarán con vestimenta para bomberos (traje de bombero, botas, linternas, casco, líneas de vida, equipo de respiración autónoma para 30 minutos, hacha y guantes). La **Tabla 1-9** muestra la cantidad de algunos de los extintores más importantes y la **Tabla 1-10** de los equipos de emergencia y rescate. Para mayores detalles con respecto a la localización de estos equipos y otros adicionales, favor de consultar el **Capítulo 5, Anexo 5.4**.



Tabla 1-9. Extintores disponibles en el buque de perforación.

Cantidad	Tipo	Aplicación
66	Extintor para fuego A/B-II de espuma – 9 L, 2.3 gal	Sólidos y líquidos y gases inflamables derivados del petróleo
4	Unidad portátil de espuma o tanque de repuesto correspondiente	Sólidos y líquidos y gases inflamables derivados del petróleo
4	Extintor para fuego B-II de espuma – 45.5 L, 12 gal	Líquidos y gases inflamables derivados del petróleo
2	Extintor para fuego B-IV de espuma – 76 L, 20 gal	Líquidos y gases inflamables derivados del petróleo
61	Extintor para fuego B/C-II de CO ₂ – 5 kg, 11 lb	Sitios donde el valor del material es elevado y podría estropearse por acción de otro tipo de extintores (polvo, espuma) y para fuegos que involucren líquidos y gases inflamables derivados del petróleo, así como algún equipo eléctrico energizado
1	Extintor para fuego B/C-II de CO ₂ – 18 kg, 40 lb	Sitios donde el valor del material es elevado y podría estropearse por acción de otro tipo de extintores (polvo, espuma) y para fuegos que involucren líquidos y gases inflamables derivados del petróleo, así como algún equipo eléctrico energizado
5	Extintor para fuego A/B/C-II de químico seco – 5 kg, 11 lb	Sólidos, líquidos y gases inflamables derivados del petróleo, así como algún equipo eléctrico energizado
2	Extintor para fuego B/C-IV de químico seco – 22.5 kg, 50 lb	Líquidos y gases inflamables derivados del petróleo, así como algún equipo eléctrico energizado

Fuente: Noble Corporation, 2020.

Tabla 1-10. Equipos de emergencia y rescate.

Cantidad	Tipo
Equipo de emergencia	
2	Botiquines de emergencia
1	Generadores de emergencia de 958 kW y 128 HP
1	Fuente de energía eléctrica de emergencia (batería)
1	Tablero de emergencia
1	Caja de choque
186	Traje de inmersión
4	Bote salvavidas con capacidad para 90 personas (cubierta superior),*
2	Balsa con capacidad para seis personas (cubierta principal)
16	Balsa con capacidad para 25 personas (cubierta B)
364	Chaleco salvavidas (160 en casilleros)
18	Dispositivo de respiración de emergencia (15 minutos)
6	Transpondedor de emergencia y rescate
1	Radiobaliza de emergencia
Equipo de rescate	
1	Equipo de rescate
2	Salvavidas con linterna y señal de humo



Cantidad	Tipo
6	Salvavidas con linterna
3	Salvavidas con línea de 30 m
3	Salvavidas
1	Bote de rescate con capacidad para seis personas (cubierta principal)
6	Radio de supervivencia de mano
12	Paracaídas
4	Dispositivo de lanzamiento de línea

Nota: *Cuatro botes salvavidas tipo *Schatt Harding / Kiss 1000* cerrados. Dos de ellos ubicados en babor y dos en estribor.

Fuente: *Noble Corporation, 2020.*

1.2.6.2 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 cumplan 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 solamente 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
- Se instalará una válvula para cada manguera contra incendios, de modo que cualquier manguera pueda retirarse sin problemas mientras las bombas estén en funcionamiento

1.2.6.2.1 Hidrantes y mangueras

Los hidrantes y las estaciones de mangueras están localizadas y equipadas en cumplimiento con los requerimientos de DNV GL. El número y posición de los hidrantes son tales que, al menos dos chorros de agua puedan alcanzar cualquier parte del buque de perforación y sean accesibles para la tripulación mientras se navega o se perfora. Cada hidrante deberá estar equipado con un gabinete ubicado a una altura y en un sitio visible. Las mangueras deberán tener las siguientes dimensiones: 40 mm o 50 mm de diámetro, 15 m de largo y una boquilla de doble propósito con una válvula de cierre incorporada (**Tabla 1-11**).



Tabla 1-11. Hidrantes y mangueras.

Cantidad	Tipo
3	Cabina con manguera contra incendios e hidrante, manguera y boquilla para espuma de 2" x 65"
40	Cabina con manguera contra incendios e hidrante, manguera y boquilla para agua de 2" x 65"
73	Cabina con manguera contra incendios e hidrante, manguera y boquilla para agua de 2" x 50"
8	Cabina con manguera contra incendios e hidrante, manguera y boquilla para agua de 1" x 65"

Fuente: Grupo R, 2020.

1.2.6.2.2 Bombas

La red contra incendios consta de bombas contra incendio que bombean agua del mar y mantienen el sistema presurizado a los niveles requeridos para abastecer el sistema de diluvio, los hidrantes, los monitores, y el sistema de espuma del helipuerto.

El sistema contra incendios está suministrado principalmente por cinco bombas principales con una capacidad de 2025 GPM y 158 psi de presión. También cuenta con una bomba de emergencia con capacidad de 34 GPM. Además, contará con tres controles remotos para las bombas y tres controles remotos de emergencia para las mismas.

1.2.6.3 Sistemas de detección

El sistema de detección de la plataforma es de tipo automático y está instalado en puntos estratégicos y de acuerdo con las regulaciones y recomendaciones de los proveedores con especial atención en los circuitos y cableados del sistema. Los componentes del sistema de detección se presentan en la **Tabla 1-12**.

Tabla 1-12. Componentes del sistema de detección.

Cantidad	Tipo
2	Panel para control y visualización para la detección de fuego y sistema de alarma
1	Panel de detección de sulfuro de hidrógeno
2	Panel anunciador para la detección de gas
2	Panel de alarma para la pérdida de ventilación
1	Alarma de pérdida de ventilación
2	Dispositivo de monitoreo de gas portátil

Fuente: Noble Corporation, 2020.

1.3 Descripción detallada del proceso

El período inicial de exploración tiene como objetivo descubrir las estructuras 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 1-13**.

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 de los prospectos, pero se estima que tomará aproximadamente entre 60 y 90 días para la perforación del Pozo Aluk. El número de días de perforación para los pozos subsecuentes pueden aumentar o disminuir dependiendo de la profundidad objetivo de los prospectos.



Tabla 1-13. Etapas de la Perforación.

Etapa	Nombre	Actividades	Duración aproximada (días)
1		Movilización y estudio previo a la perforación	7 – 15
2	Operaciones	Perforación	38 – 48
		Adquisición de registros del pozo	4 – 10
		PSV	1 – 2
3		Taponamiento y desmovilización	10 – 15

Fuente: Shell, 2020.

1.3.1.1 Secuencia de Perforación

Para la perforación del Pozo Aluk, se realizarán seis secciones. Durante la primera sección, la sarta de perforación desciende hasta el lecho marino (con tirante de agua de 1,706 m), y por medio de la técnica de jeteo, se remueve el sedimento 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 perfora la roca con un diámetro de 26", para introducir una tubería de revestimiento (TR) de 22", la cual es cementada. A esta fase se le conoce como la fase *riserless* o sin riser. Cabe mencionar que durante esta fase es posible encontrar trazas de asfalto en los recortes de perforación, debido a que el Área Contractual se encuentra en una zona activa de emanaciones naturales de hidrocarburos y depósitos de asfalto (Sahling *et al.*, 2016). Para más información, referirse a la Sección 5.3.2.7 de la MIA. 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 pasando por las secciones 3, 4, 5 y 6 con diámetros que se reducen secuencialmente de 21" a 19", de 19" a 16 ½" y de 16 ½" a 13 ½", y con la instalación de las TR de 18", 16" y 14" en las secciones 3, 4, y 5, respectivamente. Finalmente, la sección 6 corresponde al agujero descubierto en fondo de pozo con un diámetro de 13 ½" (ver **Tabla 1-14**). El arreglo completo del TC y las secciones posteriores de TRs se conoce como estado mecánico del pozo y se presenta en la **Figura 1-20**. Es importante señalar que los estados mecánicos presentados en este ERA, se realizaron con datos de ingeniería básica, con los cuales se contaba al momento de la preparación de este estudio.

Tabla 1-14. Longitudes y dimensiones de las siete secciones del Pozo Aluk.

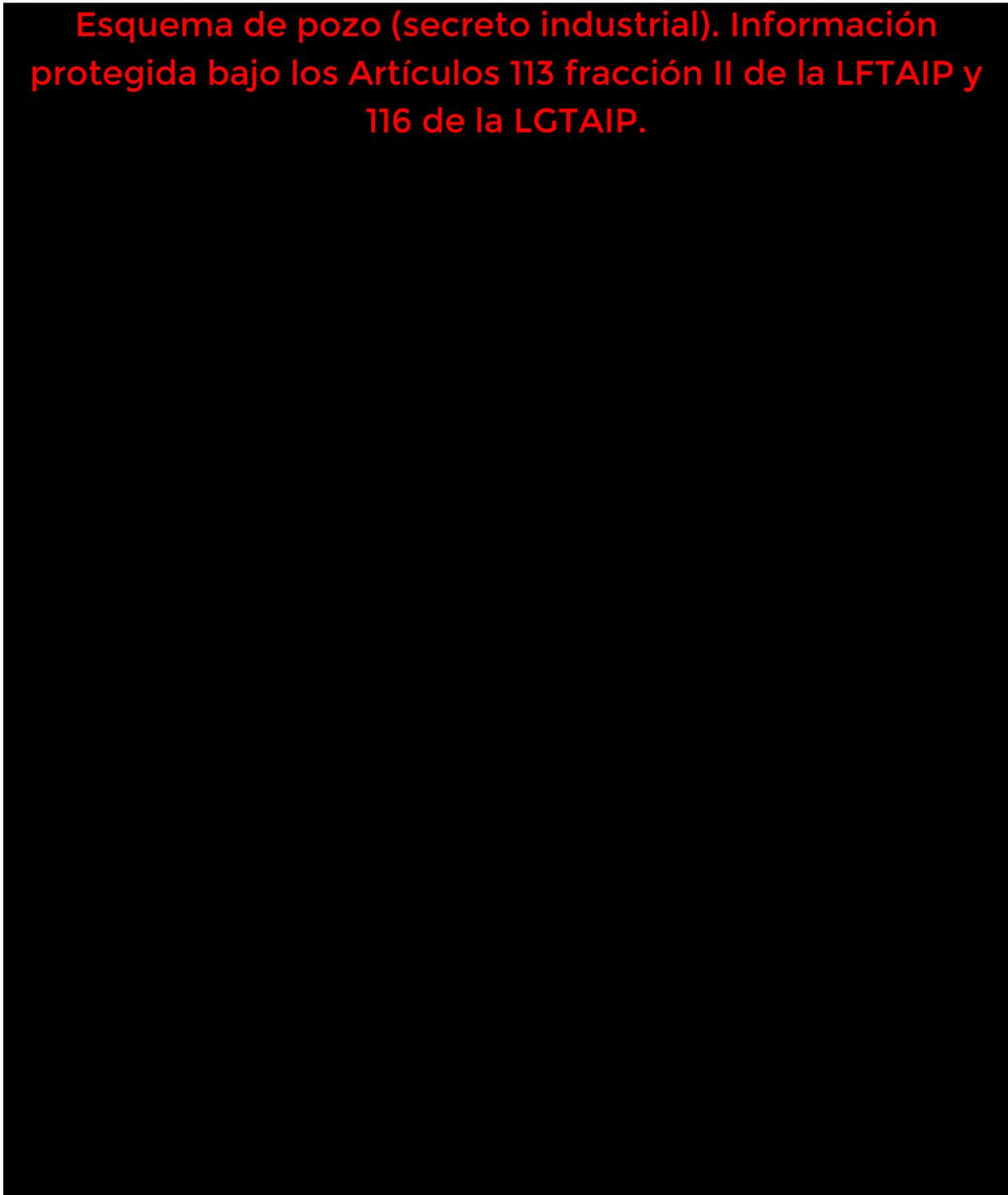
Fase	No. de sección	Diámetro del agujero (")	Diámetro de TC/TR/AD (")	Longitud de sección (m)	Tipo de fluido de perforación
Riserless	1	36 (Jeteo)	36 (TC)	61	Agua de mar
Riserless	2	26	22 (TR)	264	WBDF
Riser	3	21	18 (TR)	570	NADF
Riser	4	19	16 (TR)	620	NADF
Riser	5	16 ½	14 (TR)	418	NADF
Riser	6	13 ½	13 ½" (AD)	1,163	NADF

Nota: TC: Tubo conductor; TR: Tubería de revestimiento; AD: Agujero descubierto.

Fuente: Shell, 2020.



Figura 1-20. Estado mecánico preliminar del Pozo Aluk.



Nota: Los diámetros de sección se presentan en pulgadas.

Fuente: Shell, 2020.



1.3.1.2 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 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 los Lineamientos de Perforación de Pozos (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.

1.3.2 Materias primas, productos y subproductos

1.3.2.1 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 1-15** 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 1-15. Componentes químicos típicos de los baches de barrido a base de agua de mar y de WBDF.

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 inhibitoria	Cloruro de sodio	-	100
BARAZAN® D PLUS, ppb	Viscosificador / Agente de suspensión	Polímero de goma de xantano	1.0 – 2.0	1.0 – 2.0
PAC-R, ppb	Agente controlador de filtrado	Polisacárido	0.5 – 3.0	0.5 – 3.0
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	0.1 – 0.25	
EZ-MUD, ppb	Estabilizador de arcillas	Polímero sintético parcialmente hidrolizado	1.0 – 4.0	
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	

Nota: SRV: SATURATED RISER-VIS™, SSRV: SUPER-SATURATED RISER-VIS™, SAPP: Pirofosfato ácido de sodio

Fuente: Shell, 2020.

Los baches de barrido se utilizarán para la fase de jeteo de 36" y la fase de perforación de 26". 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 de 21" a 13 ½". Los aditivos químicos específicos en el NADF y sus concentraciones relativas se adaptan de acuerdo con las condiciones específicas del pozo. La **Tabla**



1-16 proporciona dos formulaciones típicas, una para el Pozo Aluk y la otra en caso de altas temperaturas durante la perforación, así como aditivos químicos opcionales para estos sistemas

Tabla 1-16. Composición típica del NADF.

Productos	Función	Descripción	Rango de Concentraciones	
			Pozo Aluk	Pozo de Altas Temperaturas
Fluido Base BaraXcel™ 40 BaraXcel™ 5, bbl/bbl	Estabilidad en la temperatura, mayor velocidad de penetración y alta lubricación	Fluido base sintético 100% isomerizado a base de olefinas internas	0.5 – 0.6	0.5 – 0.6
LE SUPERMUL, ppb	Emulsificante	Ácido graso poliaminado	8 - 12	8 - 14
Cal, ppb	Fuente de Alcalinidad	Cal	3 - 5	3 - 5
Sal CaCl ₂ , ppb	Salinidad en la Fase Acuosa	Sal, Cloruro de Calcio	24 - 30	18 - 26
ADAPTA L, ppb	Agente de Control de Filtración	Polímero reticulado	0 - 4	0 - 4
ADAPTA 450, ppb	Agente de Control de Filtración	Polímero reticulado	0 - 6	0 - 6
TAU-MOD®, ppb	Agente de Suspensión	Material poroso	3 - 11	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	0.5 - 4	0.125 - 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	N/A	0.125 - 1
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 (Lost Circulation Material, LCM)	Grafito elástico	20 - 40	
BaraShield-663, ppb	LCM	LCM	30 - 100	
BaraShield-664, ppb	LCM	LCM	30 - 100	
BaraBlend-657, ppb	LCM	LCM	90 - 120	
BaraBlend-665, ppb	LCM	LCM	90 - 120	
BaraLock-666, ppb	LCM	LCM	0.25 - 0.5	
EZ-PLUG, ppb	LCM	LCM	5 - 100	
STOPPIT, ppb	LCM	LCM	10 - 80	



Productos	Función	Descripción	Rango de Concentraciones	
			Pozo Aluk	Pozo de Altas Temperaturas
SOURSCAV, ppb	Secuestrador de H ₂ S	Gluconato de hierro	1.0	
BAROLIFT®, ppb	Sweeping Agent	Fibra sintética	0.25 – 0.50	
Oxido de zinc	Sequestrador de H ₂ S	Oxido de zinc	1 - 14	

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.

1.3.2.2 Hidrocarburo, 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 Aluk no se conoce con exactitud, pero se prevé que tenga una gravedad API de 21. Dado lo anterior, se decidió tomar como base la Hoja de Datos de Seguridad (HDS) del crudo Maya (**Capítulo 5, Anexo 5.9**), 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.

Debido a que existe la posibilidad de encontrar sulfuro de hidrógeno (H₂S) durante las actividades de perforación en el Área Contractual, se utilizará como base de diseño una concentración en el yacimiento de 2%.

El H₂S es un gas altamente inflamable y tóxico, sin color y con un olor a huevo podrido, es un gas ligeramente más pesado que el aire y la fase líquida es menos densa que el agua. De acuerdo con el código de la NFPA, se clasifica como un líquido inflamable Categoría 4, posee un valor de 4 en la categoría de riesgo a la salud. Este producto, forma mezclas explosivas con el aire y agentes oxidantes, y entre los principales síntomas por contacto se encuentran irritación en las vías respiratorias, dolor de cabeza confusión, parálisis respiratoria y hasta la muerte. En el **Capítulo 5, Anexo 5.9**, se presenta la HDS del H₂S.

1.3.3 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 1-17** muestra las capacidades particulares de la plataforma a utilizar durante el Proyecto.

Tabla 1-17. Capacidades de almacenamiento de Globetrotter II.

Material	Capacidad
Fluidos de perforación	15,000 bbl
Agua de perforación	18,900 bbl
Salmuera	5,000 bbl
Base sintética	5,000 bbl



Material	Capacidad
Combustible	21,564 bbl
Material a granel	979.8 m ³
Sacos	10,000 sacos

Fuente: Noble Corporation, 2020.

1.3.4 Equipos de proceso y auxiliares

Los equipos adicionales a los mencionados en secciones anteriores y utilizados en las actividades de perforación se muestran en la **Tabla 1-18**.

Tabla 1-18. Equipos adicionales en *Globetrotter II*.

Grúas	Una grúa <i>Huisman PMOC</i> con capacidad para 100 ton; 1 grúa <i>Huisman PMOC</i> con capacidad para 80 ton; 1 grúa <i>Huisman Gantry</i> con capacidad para 80 ton; 1 grúa <i>SMST Pipe Knuckle Boom</i> con capacidad para 17.5 ton; 2 grúas <i>SMST Pipe Overhead</i> con capacidad para 7.5 ton.
Cabina de control de perforación	Es donde se controlan las operaciones de perforación. La cabina principal se encuentra ubicada a un costado de la cubierta principal (estribor) y opera, entre otras cosas, el <i>Top Drive</i> , la mesa rotatoria, los malacates, bombas de fluidos de perforación y racks principales de tuberías. La cabina auxiliar de perforación se ubica en el piso auxiliar (estribor) y opera la polea de construcción y los racks auxiliares de tubería entre otros.
Sistema de los fluidos de perforación	El sistema de fluidos de perforación está compuesto de un sistema de alta y baja presión, capaz de utilizar fluidos base agua o sintéticos. El sistema de alta presión circula los fluidos de perforación a través de la sarta de perforación hacia el pozo, mientras que el sistema de baja presión se utiliza para el mezclado y tratamiento de los fluidos. La unidad estará equipada con 14 tanques de fluidos con una capacidad de 15,000 bbl que alimentan cuatro bombas de fluidos NOV 14 P-220 de 7,500 psi, las cuales bombean el fluido hacia el <i>Top Drive</i> , el pozo, y luego de regreso a la plataforma través del equipo de tratamiento de fluidos.
Helipuerto	El helipuerto está compuesto de un sistema de placas de aleación de aluminio y una estructura octagonal fabricadas con vigas "I" de aluminio. Conectadas y soportadas debajo por una estructura de acero al carbón. El helipuerto cumple con el Código CAP437, calificado para un helicóptero de tipo <i>Agusta Westland EH101</i> o S-92.
Equipo de seguridad	Cuatro botes salvavidas, con capacidad para 90 personas cada uno tipo Schatt Harding / Kiss 1000 totalmente cerrados, dos de ellos alojados en babor y dos en estribor (ver Sección 1.2.6.1).
Rack de tuberías	Se contará con rack de tuberías equipados con dos plataformas de estanterías giratorias <i>Huisman</i> . Los carruseles se clasifican para contar con 126 ranuras para tubos con un total de 252 stands y para 35 ranuras de carcasa en cada carrusel para un total de 70 stands.

Fuente: Noble Corporation, 2020.

1.3.5 Pruebas de verificación

El buque de perforación está clasificado por la ABS (*American Bureau of Shipping*) y registrado por la IMO; asimismo, se llevará a cabo una auditoria del *Global Rig Start Up Team*, la cual verificará los sistemas y procesos principales de la barrena y será renovada cada dos años.

1.4 Condiciones de operación

Las especificaciones y las características técnicas del buque de perforación se presentan en la **Tabla 1-19**.



Tabla 1-19. Condiciones de diseño y operación del buque de perforación.

Parámetro	Valor
Capacidad variable de cubierta	Cubierta: 45,459 kips <i>Hookload</i> : 2,000 kips <i>Setback</i> : 2,100 kips
Condiciones ambientales	Espacio de aire (debajo de la cubierta principal): 30 ft Velocidad del viento máxima: 45 kt Velocidad de corriente máxima: 2 kt Altura de oleaje máxima: 5.2 m Periodo del oleaje máximo: 16 s

Nota: Los valores mostrados en la tabla dependerán de los Lineamientos operativos específicos del pozo (WSOG, por sus siglas en inglés), por lo tanto, podrían cambiar al momento de la perforación.

Fuente: Noble Corporation, 2020.

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. Los siguientes parámetros y sistemas serán monitoreados, registrados y operados:

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

1.4.2 Sistemas de aislamiento

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 (**Capítulo 5, Anexo 5.5**). 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, equipo y material eléctrico no será instalado, 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.

1.4.2.1 Sistemas de paro de emergencia

Estos sistemas son independientes a los sistemas de control de procesos normales. Están diseñados para mitigar el riesgo de incendios, explosiones o la liberación no controlada de hidrocarburos.

Paro de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés)

El buque de perforación contará con un sistema ESD que contiene los siguientes elementos:

- Gabinetes ESD, que contienen los módulos I/O y los controladores redundantes, que incluyen el *hardware* y *software* con otros sistemas.



- Estaciones de trabajo del operador de seguridad (compatible con el sistema de detección de fuego/gas)
- Red de comunicaciones Ethernet redundante dual
- Paneles ESD Matrix equipados con pulsadores e indicaciones ESD, así como indicación de detección fuego/gas).
- Pulsadores ESD ubicados estratégicamente en el buque de perforación para activar un nivel de paro de emergencia

Existen 13 niveles de paro de emergencia, los cuales se inician según la gravedad del peligro detectado y se describen abajo en orden ascendente de gravedad del peligro percibido.

- Propulsores ESD (paro de los propulsores)
- Fuego confirmado por ESD (paro de acciones generales)
- Nivel 7 (Cocina/Comedor 208 / 480V)
- Nivel 6 (BOP y parada de prueba de pozo)
- Nivel 5 (paro del módulo de fluidos de perforación)
- Nivel 4 (paro del módulo de torre de perforación)
- Nivel 3A (paro del puerto de la sala de máquinas 1 [babor])
- Nivel 3B (paro de la sala de máquinas 2 [estribor])
- Nivel 3C (paro del puerto de la sala de máquinas 3 [babor])
- Nivel 3D (paro de la sala de máquinas 4 [estribor])
- Nivel 2 (paro del generador de energía principal)
- Nivel 1 (paro de generador de emergencia)
- Nivel 0 (paro catastrófico)

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, que 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 1-20** 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 1-20. Sustancias incluidas en los Listados de AAR.

Sustancia	Cantidad de Reporte
Primer Listado de AAR – Sustancias Tóxicas	
Sulfuro de Hidrógeno	10 kg
Segundo Listado de AAR – Sustancias Inflamables y Explosivas	
Sulfuro de Hidrógeno	500 kg
Metano	500 kg
Etano	500 kg
Propano	500 kg
Butano	500 kg
Pentano	3,000 kg
Hexano	20,000 kg
Benceno	20,000 kg
Heptano	20,000 kg
Octano	20,000 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, 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, 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:** característica de un sistema, proceso o material, que representa el potencial de evento de riesgo (fuego, explosión o liberación tóxica)
- **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 a sus alianzas estratégicas bajo o sin control operacional
 - **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 1-21**, 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 1-21. 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 Deepwater Horizon	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, 2020.

En mayo de 2019, el Sistema Nacional de Información Ambiental y Recursos Naturales (SNIARN) publicó un listado de derrames de hidrocarburo de Petróleos Mexicanos (PEMEX). En la **Tabla 1-22**, 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 1-22. 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
2018	-	PEP	436	722
		PEMEX Perforación y Servicios	3	2

Fuente: SNIARN, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

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 23 de febrero de 2021, por medio de un grupo interdisciplinario relacionado con las actividades de



perforación. En la **Tabla 1-23** 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 5.6.1**).

Tabla 1-23. Lista de asistencia de sesión de trabajo para la identificación de peligros del Bloque AP-CS-G04

Nombre	Cargo
Julio Patino	Líder de Ingeniería de Operaciones
Manny Martínez	Ingeniero de Pozos
Tess Schornick	Ingeniero de Pozos
Cash Ronald	Predicción de peligros geográficos y presión de poros
Mandy Schindler	Geocientífico de Exploración
Zsolt Nagy	Especialista en predicción de presión de poros
Arash Nobahar	Especialista en Geomecánica
Yi Chen	Geocientífico de Exploración
Jackson Castellanos	Supervisor de Seguridad, Salud y Medio Ambiente

Fuente: Shell, 2020.

La identificación de peligros se realizó para todas las actividades que conforman el Proyecto, y fue actualizada con base en el proceso de identificación del Caso en Salud, Seguridad y Medio Ambiente (*Caso HSE Globetrotter II*) considerando las características generales del buque de perforación que Shell prevé utilizar durante el Proyecto, conformando así el HAZID de Shell denominado: *Registro de peligros y efectos bloque AP-CS-G04* (**Capítulo 5, Anexo 5.6.2**).

Se utilizó un modelo integrado de producción sistemática (ISPM, por sus siglas en inglés) 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 Aluk. 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 supuestos representativos del subsuelo, tales como presión, temperatura, espesor, porosidad y permeabilidad del yacimiento, así como propiedades del fluido esperado, todos basados en la interpretación sísmica (**Tabla 1-24**). Cabe destacar que debido a que no existen pozos perforados lo suficientemente cerca al Área Contractual, no hubo información análoga útil para dichos supuestos.



Tabla 1-24 . Datos de entrada para la estimación de flujos en el Pozo Aluk.

Propiedades del yacimiento		
Propiedad	Unidad	Yacimiento
Formación superior	m TVD RKB	3,731
Temperatura en res top	°C	92.2
Presión	psi	6,527
Profundidad bruta del intervalo, total de arena	m	164
Tasa N/G	-	-
Espesor estratigráfico real neto, Capa de hidrocarburo	m	144
Porosidad promedio	Fracción	0.17
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	928
Densidad del Gas	kg/Sm ³	0.74
Proporción Gas-Crudo (GOR, por sus siglas en inglés)	scf/bbl	277
Condiciones del yacimiento (92.2 °C/6,527 psi)		
Densidad del crudo	kg/m ³	866
Punto de burbujeo	psi	2,515

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 1-25** y la **Figura 1-21** se muestra una comparación de posibles escenarios de falla de pozo.

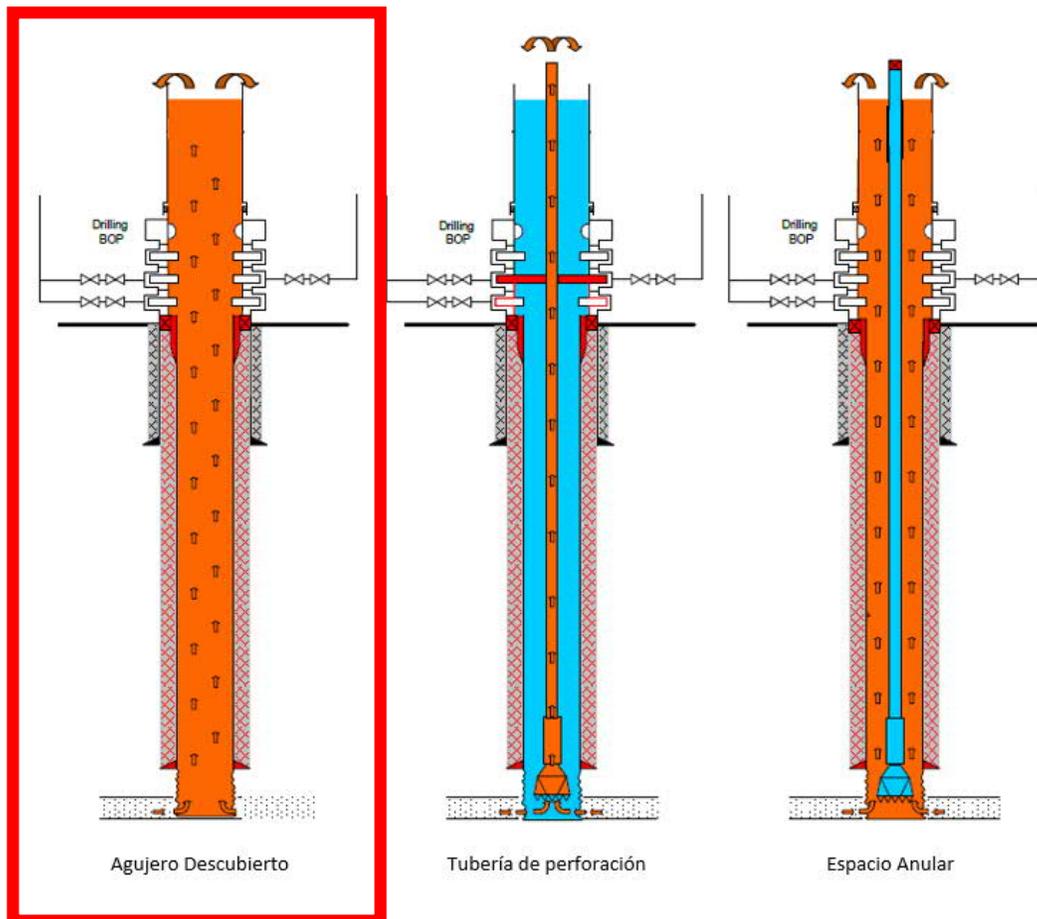
Tabla 1-25. Escenarios de pozo

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 1-21. Ejemplificación de los escenarios de reventón de pozo.



Fuente: Shell, 2020.

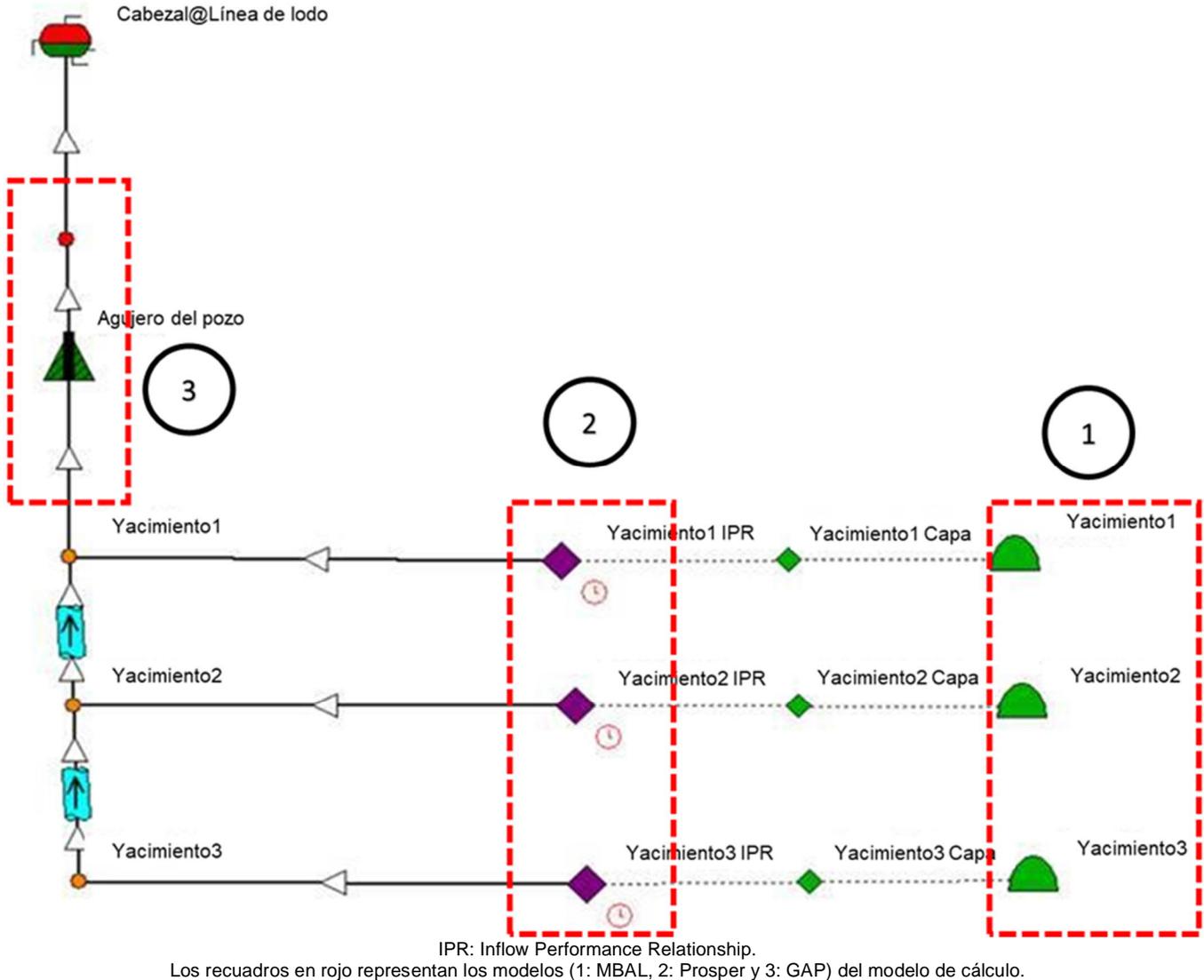
Posteriormente, los datos del yacimiento para el escenario de agujero descubierto fueron introducidos en el modelo utilizado para la obtención de la tasa de flujo. El modelo consiste en un acoplamiento complejo de modelos que contemplan el agotamiento de hidrocarburo del yacimiento, ocasionado por el 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 (IPSM, por sus siglas en inglés) 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 1-22** muestra el diagrama de funcionamiento del modelo para el cálculo de las tasas potenciales de descarga utilizando los módulos MBAL-Prosper-GAP.



Figura 1-22. Diagrama del funcionamiento del modelo de cálculo.



Cada modelo mostrado en la **Figura 1-22** (1, 2 y 3) posee su propia ecuación matemática y cada una representa lo siguiente:

1. **Modelo 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:

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

Donde:



N: Inventario de crudo originalmente en el yacimiento (STOIP, por sus siglas en inglés)
 N_p: producción acumulada retirada del yacimiento
 B_o: factor de volumen de formación de crudo (condición final)
 B_{oi}: factor de volumen de formación de crudo (condición inicial)

c_o: compresibilidad para crudo
 c_w: compresibilidad para agua y formaciones rocosas
 c_r: compresibilidad para formación
 Δp: diferencial de presión del yacimiento
 S_o: saturación de crudo
 S_{wc}: saturación de agua atrapada en el yacimiento

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

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

Donde:

P_r: presión del yacimiento
 P_{wf}: presión de fondo del pozo
 q_o: tasa de flujo de crudo
 k_o: permeabilidad del crudo
 B_o: factor de volumen de formación de crudo
 μ_o: viscosidad
 φ: porosidad

C_r: compresibilidad total de la roca y los fluidos
 r_w: radio del fondo de pozo
 S: factor de daño de formación (*skin factor*)
 t: tiempo
 h: altura del pozo

3. Modelo 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
 h: altura
 V_g: velocidad del gas
 V_L: velocidad del líquido
 f: coeficiente de fricción
 ρ_g: densidad del gas
 ρ_L: densidad del crudo
 d: diámetro de la tubería

r: rugosidad de la tubería
 ρ_f: densidad del fluido
 V_m: velocidad de la mezcla
 g: constante gravitacional
 g_c: constante dimensional



A partir de esta metodología, se obtuvieron las tasas de crudo y gas presentadas para las tres trayectorias (**Tabla 1-25**) dada las condiciones del yacimiento (**Tabla 1-24**), con lo cual, se obtuvo que para el agujero descubierto se presentan las tasas de crudo y gas más elevadas, las cuales fueron utilizadas para la modelación de consecuencias.

Tabla 1-26. Promedio ponderado de flujos en un reventón de pozo.

Punto de liberación	Trayectoria del flujo	Tasa potencial de crudo (bbl/d)	Tasa potencial de gas (MMscf/d)
Lecho marino	Espacio anular	80,000	22.16
Lecho marino	Agujero descubierto	91,000	25.21
Lecho marino	Tubería de perforación	34,000	9.42

Fuente: Shell, 2020.

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.* H₂S, metano, etano, propano, butano, pentano, hexano). Una vez identificadas, se calcularon las cantidades liberadas por una pérdida de control del pozo durante la perforación del Pozo Aluk, contemplando una liberación continua durante un lapso de 24 h, utilizando una tasa de liberación estimada de **25.21 MMscf/d** de gas y **91,000 bbl/d** de hidrocarburo (**Tabla 1-27**). 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 1-27. 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	2%	51.36%	16.63%	14.67%	8.4%		
% de líquidos						1.57%	4.93%
Cantidad de sustancia liberada (kg/d)*	19,417.2	240,884	151,956.7	191,645.59	151,111.4	142,212.8	463,578.3

Nota: *En rojo los volúmenes que rebasan las cantidades de reporte establecidas en los Listados de AAR para en una liberación continua durante 24 h y calculadas con un flujo promedio estimado de 25.21 MMscf/d y 91,000 bbl/d. Las densidades respectivas de cada compuesto y los factores de conversión son: 1 MMscf = 28,316.84 m³/d y 1 bbl/d = 0.158 m³/d.

Fuente: AECOM, 2020.

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 que involucrados en la liberación de estas sustancias (a partir del *Registro de peligros y efectos bloque AP-CS-G04*), se seleccionaron los peligros del registro relacionados con la potencial liberación de la mezcla de hidrocarburo (p.ej. metano, etano, propano, butano, pentano y hexano, sulfuro de hidrógeno). 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 5.6.3**, 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-CS-G04*), 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 la matriz de evaluación de riesgos de Shell (RAM, por sus siglas en inglés), basada en el concepto de aplicar la experiencia pasada de eventos o incidentes ocurridos en operaciones similares (**Tabla 1-28**). 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.

Figura 1-23. 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 1-28** y **Tabla 1-29**, 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 1-28. 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 pesado más de una vez al año en el lugar

Fuente: Shell, 2020.



Tabla 1-29. Categorías del nivel de gravedad/severidad de consecuencias en los receptores.

Nivel	Definición	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente
0	Ningún efecto	Sin afectaciones a la salud	Sin daños	Sin efecto	Sin efecto
1	Efecto leve	Ningún daño o efecto a la salud. Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: <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. 	Daño leve El costo es menor a \$100,000 USD	Efecto leve 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.	Efecto leve Los daños ambientales son contenidos en las instalaciones. Ejemplo: derrame pequeño en el área de proceso o en el área de patio de tanques que se evapora fácilmente; derrame químico por debajo de la cantidad reportable.
2	Efecto menor	Lesión menor o efecto a la salud. Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: <ul style="list-style-type: none"> • Caso de tratamiento médico • Pérdida de días laborales (hasta 5 días) • Enfermedades con efectos reversibles para la salud 	Daño menor El costo se encuentra entre \$100,000 y \$1, 000,000 USD	Efecto menor Los efectos limitados sobre los medios de vida y/o los bienes sociales o culturales, la salud de la comunidad. Preocupación pública local	Efecto menor Daños ambientales menores, pero sin efecto duradero. Ejemplo: pequeño derrame fuera del sitio que se filtra en el suelo; contaminación de aguas subterráneas en sitio; quejas de hasta 10 personas; exceso único de la ley u otro límite prescrito.
3	Efecto moderado	Lesiones graves o efectos a la salud. Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: <ul style="list-style-type: none"> • Casos de última jornada laboral o de semana restringida (superior a 5 días) • Discapacidades a largo plazo • Enfermedades con efectos de cicatrización irreversible • Enfermedad mental por estrés con efectos reversibles para la salud 	Daño moderado El costo se encuentra entre \$1, 000,000 y \$10, 000,000 USD	Efecto moderado Efectos de subsistencia y/o activos sociales y culturales, salud de la comunidad. Preocupación pública local o regional. Los interesados locales, por ejemplo, la comunidad, las Organizaciones Gubernamentales (ONG), la industria y el gobierno son conscientes	Efecto moderado Daño ambiental limitado que persistirá o requerirá limpieza. Ejemplo: derrame de una tubería hacia el suelo/arena que requiere la extracción y eliminación de una gran cantidad de suelo/arena; observados los efectos o daños fuera del sitio; más de 10 quejas de organizaciones comunitarias; exceso frecuente del límite legal u prescrito, con un efecto potencial a largo plazo; dotación de no-papeleo.



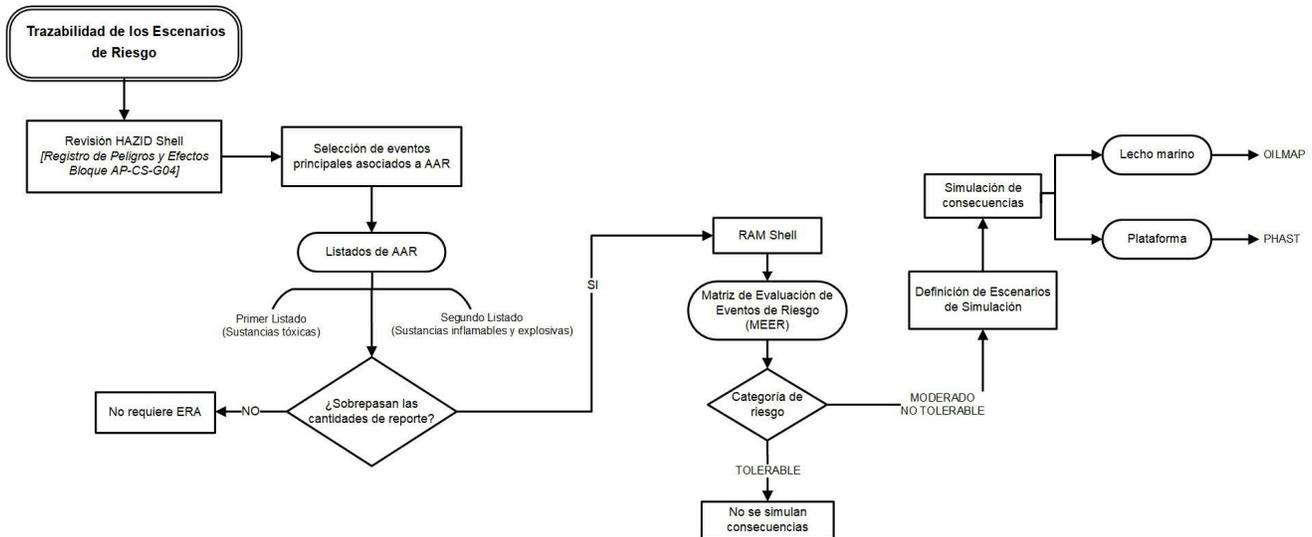
Nivel	Definición	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente
4	Efecto importante	<p>Incapacidad total permanente o hasta tres muertes.</p> <p>Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enfermedades con efectos de salud irreversibles • Enfermedad mental por estrés con efectos irreversibles para la salud • Accidente de coche que resulten en 1, 2 o 3 muertes 	<p>Daño mayor</p> <p>El costo se encuentra entre \$10,000,000 y \$100,000,000 USD</p>	<p>Efecto mayor</p> <p>Efectos persistentes en los medios de vida y/o en los bienes sociales y culturales, salud de la comunidad.</p> <p>La mitigación es compleja o prolongada.</p> <p>La preocupación pública nacional.</p> <p>Impacto en las relaciones locales y nacionales con los interesados.</p> <p>Participación de gobiernos nacionales y/o ONG con potencial para acción internacional de ONG.</p>	<p>Efecto mayor</p> <p>Diversos daños ambientales que requerirán medidas extensivas para restaurar los usos beneficiosos del medio ambiente.</p> <p>Ejemplo: derrame de hidrocarburos que termina en las áreas terrestres que requieren operaciones de limpieza; contaminación del agua subterránea en un área extensa; muchas quejas de organizaciones comunitarias o autoridades legales; excedencias prolongadas de los límites reglamentarios y otros prescritos con posibles efectos a largo plazo.</p>
5	Efecto masivo	<p>Más de tres muertes.</p> <p>Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Enfermedades con efectos irreversibles para la salud y que se deben a una única situación de exposición • Cáncer en una gran población expuesta • Gran incendio o explosión que resulten en más de tres muertes 	<p>Daño masivo</p> <p>El costo excede \$100,000,000 USD</p>	<p>Efecto masivo</p> <p>Impacto persistente y grave en los medios de vida, la seguridad de la comunidad, la salud, la vulnerabilidad.</p> <p>El impacto puede afectar a una gran área geográfica o población.</p> <p>La mitigación es compleja o prolongada y de efectividad limitada.</p> <p>Preocupación pública/internacional</p> <p>Alto nivel de interés y acciones por parte de los gobiernos y/o por ONG.</p>	<p>Efecto masivo</p> <p>Grave daño ambiental persistente que llevará a una pérdida del uso comercial, recreativo o pérdida de recursos naturales en un área amplia.</p> <p>Ejemplo: derrame de hidrocarburos que requiere extensas medidas de limpieza y remediación.</p>

Fuente: Shell, 2020.



En la **Figura 1-24**, 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 2** de este ERA, desde la identificación y evaluación de peligros a partir del *Registro de peligros y efectos bloque AP-CS-G04*, su selección e integración en la MEER dependiendo de las sustancias AAR y las cantidades de reporte potencialmente liberadas (**Tabla 1-34**), y la simulación de consecuencias a nivel de plataforma y en el lecho marino (ver **Capítulo 2**).

Figura 1-24. 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 5.6.3**). En la **Tabla 1-30** 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 en la **Tabla 1-31**.



Tabla 1-30. 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	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 (etapa con riser).	Columna geológica imprevista Rampa de presión Mala calidad de la cementación en etapas anteriores	Derrame de hidrocarburos Incendio Explosión Atmósfera tóxica	5B	5B	4C	5B	Moderado 5B
03	R3	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones con tubería flexible y línea de acero	Falla del sistema de tubería flexible y línea de acero	Derrame de hidrocarburos Incendio Explosión Atmósfera tóxica	5B	4B	5B	5B	Moderado 5B
04	R4	Fuga de gases por presencia de hidrocarburo gaseoso en lodo durante la perforación	Manifestación del pozo	Incendio Explosión Atmósfera tóxica	5B	3B	3B	1B	Moderado 5B
21	R5	Desplazamiento de la plataforma durante situaciones dinámicas	Fallo del sistema de control automático Pérdida de las señales de referencia Blackout Condiciones meteoceánicas adversas Colisión por embarcación	Daño al riser y sus componentes (fuga de lodo) Descontrol submarino	1B	4B	2A	5A	Moderado 5A



ID* HAZID	ID** ERA	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias	P NR	A NR	C NR	Am NR	Región de riesgo
22	R6	Pérdida de la estabilidad durante situaciones dinámicas	Condiciones meteoceánicas adversas Fallo del sistema de lastrado Pérdida de integridad estructural de la Plataforma Colisión por embarcación	Hundimiento de la plataforma	5A	5B	4B	4B	Moderado 5A
48	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	Fatalidades	5B	0A	0A	0A	Moderado 5B
81	R8	Pérdida de integridad hermética de la plataforma	Cubierta y carga masiva Condiciones climáticas externas Impacto del barco Corrosión	Volcamiento de la plataforma de perforación Hundimiento, lesiones leves Daños externos a la plataforma de perforación (no críticos) Daños ambientales catastróficos	2B	3B	5B	5B	Moderado 5B

Nota: *Este valor hace referencia a la ubicación del evento de riesgo en el archivo digital de PDF del Registro de Peligros y Efectos de Shell del bloque AP-CS-G04 (Capítulo 5, Anexo 5.6.2). **Este valor corresponde al número del Evento de Riesgo adaptado por AECOM en la MEER (Capítulo 5, Anexo 5.6.3). P: Personas; A: Activos, C: Comunidad, Am: Ambiente.

Fuente: AECOM, 2020.

Cada Evento de Riesgo mostrado en la **Tabla 1-30**, se colocó en la RAM de Shell para identificar el nivel de riesgo según su clasificación de severidad y probabilidad para cada receptor (**Tabla 1-31 - Tabla 1-34**). Los ocho eventos de riesgo identificados obtuvieron al menos un receptor ubicado en el nivel de riesgo moderado.

Tabla 1-31. RAM de Shell para Ambiente.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R7				
	1		R4			
	2		R1			
	3					
	4		R6			
	5	R5	R2, R3, R8			

Fuente: Shell, 2020.



Tabla 1-32. RAM de Shell para Personas.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R1				
	1		R5			
	2		R8			
	3					
	4					
	5	R6	R2, R3, R4, R7			

Fuente: Shell, 2020.

Tabla 1-33. RAM de Shell para Comunidad.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R1, R7				
	1					
	2	R5				
	3		R4			
	4		R6	R2		
	5		R3, R8			

Fuente: Shell, 2020.

Tabla 1-34. RAM de Shell para Activos.

		Probabilidad				
		A	B	C	D	E
Severidad	0	R7				
	1					
	2					
	3		R4, R8	R1		
	4		R3, R5			
	5		R2, R6			

Fuente: Shell, 2020.



2 Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones

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 así 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 03/R3
E2	Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo	04/R4
E3	Dispersión de H ₂ S por liberación de hidrocarburos por manifestación de pozo	48/R7
E4	Derrame de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo	01/R1 02/R2 03/R3 21/R5 22/R6 81/R8

Nota: *ID HAZID: corresponde a la ubicación del Evento de Riesgo en el Registro de Peligros y Efectos del bloque AP-CS-G04 (**Capítulo 5, Anexo 5.6.2**). **ID ERA: corresponde al número de riesgo adaptado por AECOM (MEER) (**Capítulo 5, Anexo 5.6.3**).

Fuente: AECOM, 2020.

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 Aluk.



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

2.1.1 Software de simulación de escenarios PHAST

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 8.23, 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 (**Sección 2.1.3**)
- 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 5.7.1**.

2.1.2 Criterios para la definición de las zonas de protección

Partiendo de las especificaciones de la Guía de la SEMARNAT y de la Guía de la ASEA, 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, n.d.; SEMARNAT, 2001; adaptado por AECOM, 2020

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/m²)	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 (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, 2020.

Tabla 2-4. Umbrales para sobrepresión.

Sobrepresión (lb/pulg²)	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, 2020.

En lo que respecta a los umbrales de toxicidad para la definición de los radios de afectación, se utilizaron los valores establecidos para H₂S. Para la zona de alto riesgo, los radios de afectación se definieron en función del IDLH, para la zona de amortiguamiento, se utilizó el TLV específicamente, el TWA para ocho horas de exposición y STEL para 15 minutos de exposición.

Estos valores se seleccionaron de acuerdo con lo establecido por la Guía de SEMARNAT, y debido que existe la probabilidad de encontrar H₂S durante las actividades de perforación, el personal pudiera estar expuesto a concentraciones variables de gas, afectando su sistemas nervioso y respiratorio (ATSDR, 2014). Los umbrales de toxicidad y los potenciales efectos se muestran en la **Tabla 2-5**.



Tabla 2-5. Umbrales para toxicidad.

Toxicidad	Descripción
IDLH 100 ppm (zona de alto riesgo)	La Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA, por sus siglas en inglés) define el IDLH como una concentración atmosférica de cualquier sustancia tóxica, corrosiva o asfixiante, la cual representa una amenaza inmediata a la vida, o podría causar efectos irreversibles o retardados para la salud, o podría interferir con la capacidad del individuo para escapar de una atmósfera peligrosa. Según el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional de los Estados Unidos (NIOSH, por sus siglas en inglés) ante una atmósfera de 100 ppm de H ₂ S, los síntomas entre los dos minutos y 15 min de exposición son: tos, irritación ocular y pérdida de olfato (fatiga olfativa); entre los 15 min y 30 min de exposición, se presenta respiración alterada y somnolencia; finalmente, después de una hora de exposición se comienzan a agravar la severidad de los síntomas; y después de 48 h de exposición, se puede producir la muerte.
TLV _{8h} : TWA 10 ppm (zona de amortiguamiento)	Se refiere a la concentración media ponderada de un contaminante del medio ambiente laboral, que no debe superarse durante la exposición de los trabajadores en una jornada de trabajo de ocho horas diarias (40 h a la semana), día tras día, sin efectos adversos.
TLV _{15 min} : STEL 15 ppm (zona de amortiguamiento)	Exposición durante un periodo de 15 minutos que no puede repetirse más de cuatro veces al día, con al menos 60 minutos entre periodos de exposición (exposición de corto plazo).

Fuente: OSHA, 2020; PEMEX, 2012 ;adaptado por AECOM, 2020.

2.1.3 Condiciones de simulación

Para llevar a cabo la simulación de los escenarios de riesgo definidos, el software de modelación PHAST 8.23 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, 2018a). Por otra parte, para la selección de las categorías de estabilidad atmosférica se utilizaron las clasificaciones establecidas por Pasquill-Glifford (**Tabla 2-6** y **Tabla 2-7**).

Tabla 2-6. Categorías de estabilidad de Pasquill.

Viento superficial	Radiación solar recibida			Cobertura nocturna de nubes		
	Fuerte	Moderada	Ligera	Delgada < 3/8	Moderada > 3/8	Nublada > 4/5
Velocidad* (m/s)						
< 2	A	A - B	B	-	-	D
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 2-7. 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 vientos
B	Inestable	Menos soleado que la condición A - B o con más vientos
B – C	Moderadamente inestable	Sol y vientos moderados
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 estable	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 presentada en la **Sección 1.2.2.1.5 Vientos**, 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 2-8**.

Tabla 2-8. 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 fueron obtenidas a partir del Estudio de LBA del Área Contractual AP-CS-G04; asimismo, las condiciones atmosféricas de Pasquill, se seleccionaron considerando las condiciones predominantes de la zona.

Fuente: AECOM, 2020.

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 este tiempo 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 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 establecidos para los valores límite (IDLH, TWA y STEL).

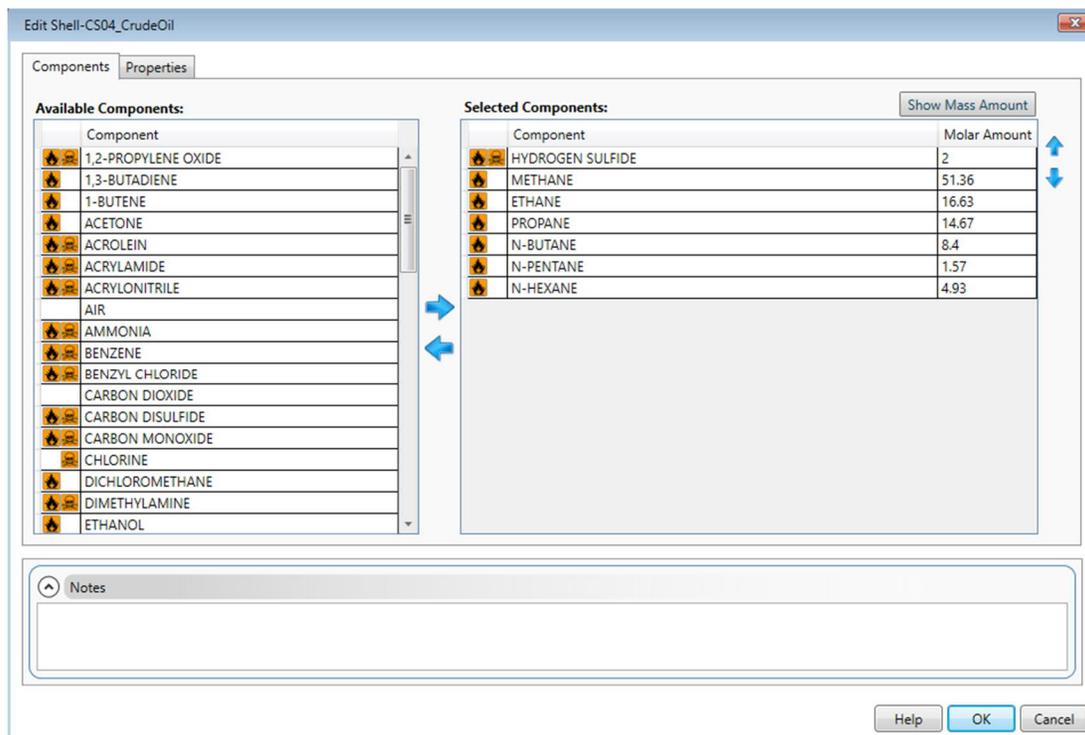
2.1.3.3 Condiciones de simulación

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 se utilizarán para las actividades de perforación. Sin embargo, para llevar a cabo la simulación de los radios de afectación, 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, mientras que los flujos de gas y líquido fueron los mostrados en la **Sección 1.5.2**. La simulación se realizó considerando una liberación con dirección vertical a través de un riser de 19 ¼, se asume que la mezcla se libera con una temperatura de 92.2°C.

2.1.3.4 Composición hipotética de la mezcla de hidrocarburos

La mezcla hipotética seleccionada para la definición de radios de afectación la proporcionó Shell a partir de análogos. De esta composición, se asignaron porcentajes a cada componente disponible en la base de datos del modelo PHAST como se muestra en la **Figura 2-1**.

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



Fuente: AECOM, 2020.

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 **Tabla 2-9**.



Tabla 2-9. Componentes utilizados en la simulación de los escenarios.

Componente de la mezcla	Componentes en PHAST	Yacimiento (%)
Sulfuro de hidrógeno (en el yacimiento)	H ₂ S	2.009
Metano	CH ₄	51.587
Etano	C ₂ H ₆	16.703
Propano	C ₃ H ₈	14.735
Butano	C ₄ H ₁₀	8.437
Pentano	C ₅ H ₁₂	1.577
Hexano	C ₆ H ₁₄	4.952

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

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, incendio y dispersión tóxica a nivel del buque de perforación. Estos resultados se muestran en términos de radios de afectación 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 (ver diagramas de pétalos). 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 la cubierta superior (*upper twin deck*) del buque de perforación donde se encuentra el *moonpool* al descubierto (**Figura 2-2**).



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

Figura 2-2. Vista en planta del *upper tween deck* del buque de perforación.

Fuente: Noble Corporation, 2020.



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

Debido a que los valores de la velocidad del viento no tienen influencia significativa sobre las zonas de afectación en un escenario de explosión, solo se presenta una serie de valores para los radios de afectación en la **Tabla 2-10**. La masa de la nube explosiva que ocasionó la explosión fue de 360 kg y corresponde a la acumulación de los gases explosivos de la mezcla de hidrocarburo con la tasa de liberación definida para el peor escenario posible durante 60 s.

Tabla 2-10. Radios de afectación por explosión para E1.

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	40	93	210	387

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

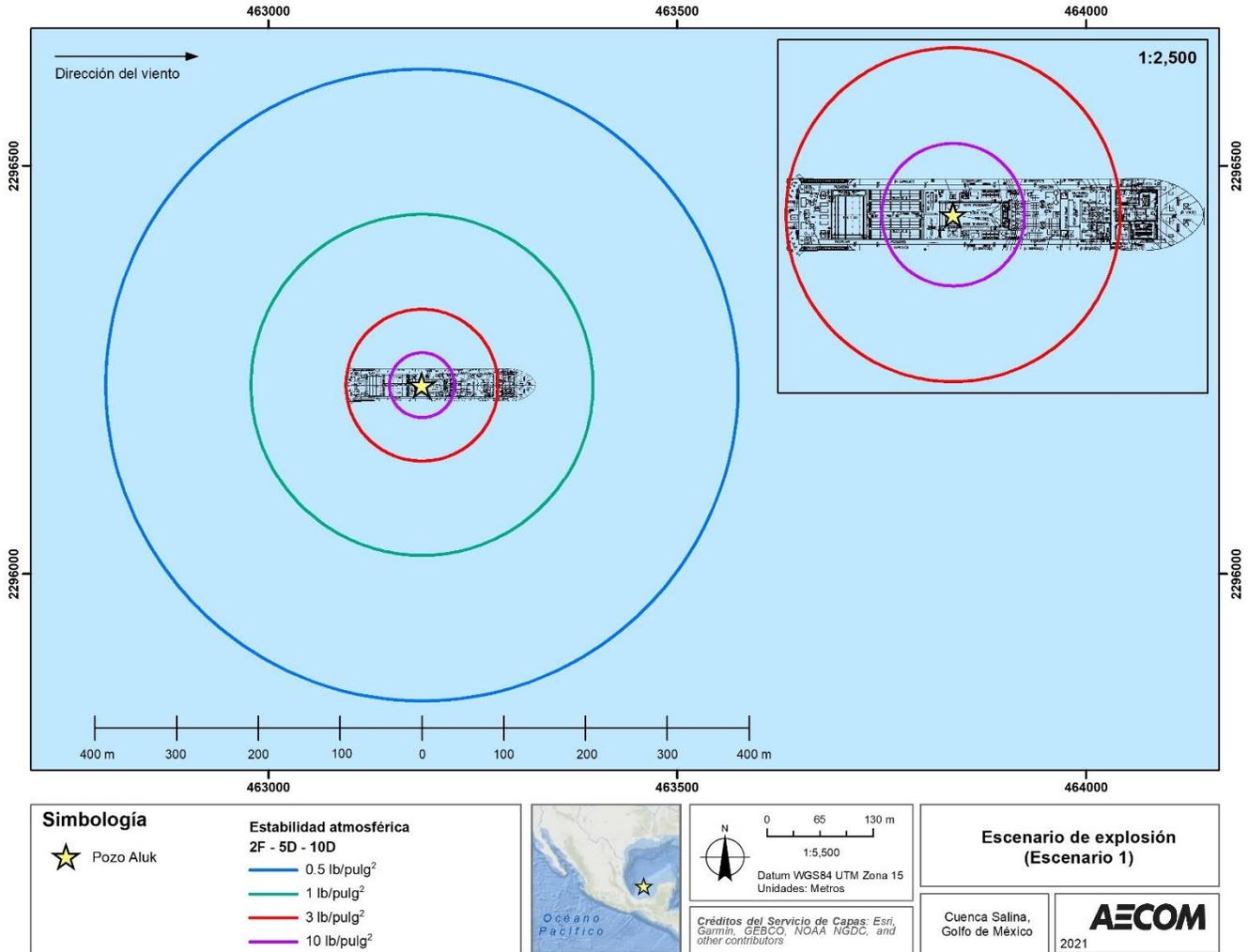
Fuente: AECOM, 2020.

Ante un escenario de explosión, el límite superior de alto riesgo (10 lb/pulg²) a equipos se extendió sobre el centro del buque de perforación, abarcando la zona donde se ubica el *moonpool* con el riser y los tensionadores, los rack del riser, y los racks del BOP y del LMRP, el tanque de viajes (tanque medidor usado en el control de pozos), desgasificadores, los transformadores de perforación, trampas de arena y los equipos relacionados con el tratamiento de recortes de perforación (limpiador de fluido, centrífuga, destilador, entre otros) (**Figura 2-3**). 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. El radio del límite inferior de alto riesgo (3 lb/pulg²) se extendió sobre todo el buque de perforación, sin alcanzar la parte de la proa localizada después de las amuras (**Figura 2-3**). Dentro de este umbral se espera la ruptura de tanques de almacenamiento y 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) sobrepasaron los límites del buque de perforación, pudiendo interactuar con otras embarcaciones de operadores o subcontratistas del Proyecto. Dicha evaluación de interacciones se describe más adelante en la **Sección 2.4**.



Figura 2-3. Diagrama de pétalos para explosión (E1).



Fuente: AECOM, 2020.

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

Para el escenario de incendio resultante de un descontrol de pozo los radios se presentan en la **Tabla 2-11**. Aquellos radios de afectación con velocidades del viento más elevadas presentaron los radios de mayores longitudes.

Tabla 2-11. Radios de afectación por dardo de fuego para E2.

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 5.0 kW/m ²	Amortiguamiento 1.4 kW/m ²
2F	<1	11	35	64
5D	6	28	40	69
10D	22	32	45	70

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

Fuente: AECOM, 2020.



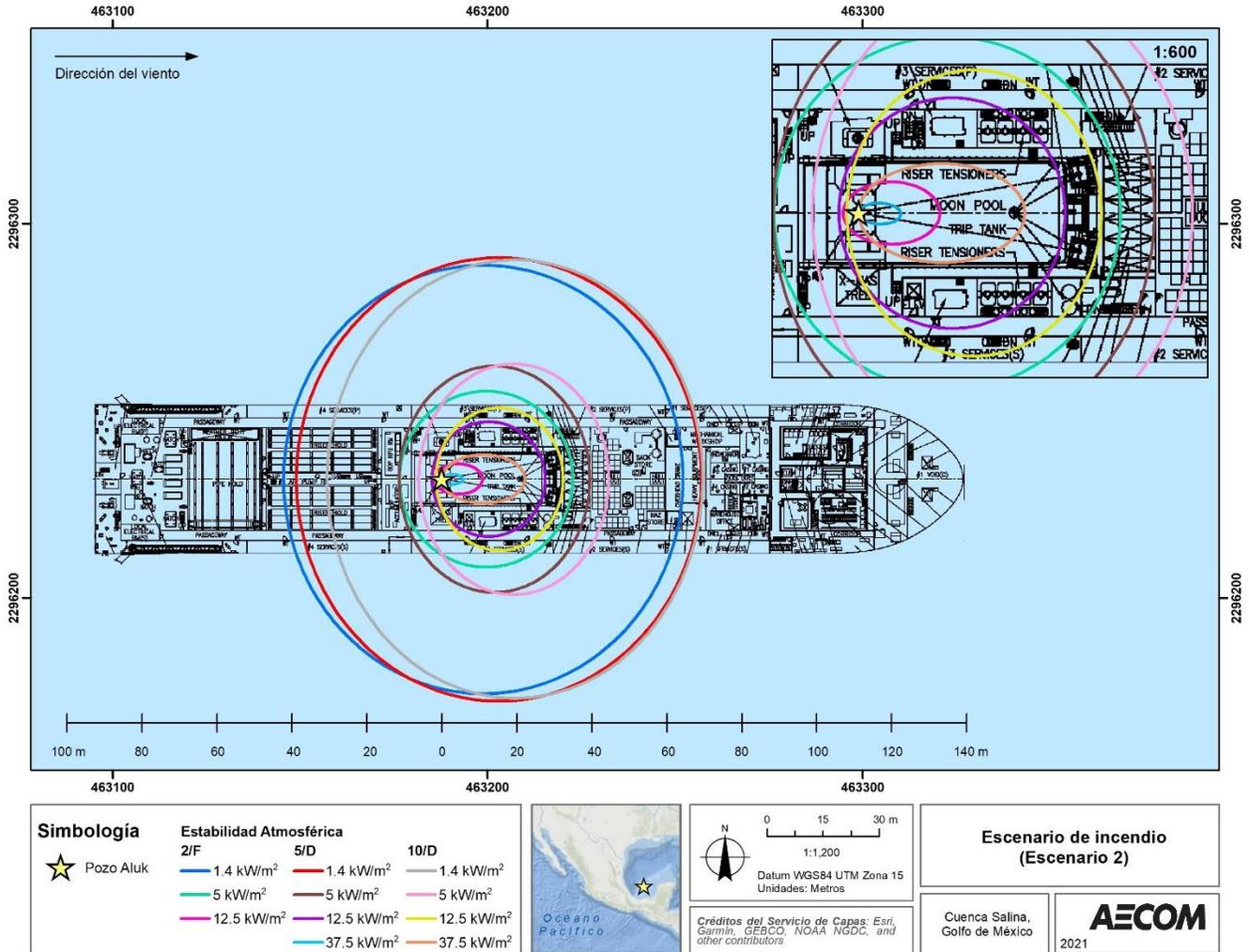
A partir del diagrama de pétalos para dardo de fuego mostrado en la **Figura 2-4**, a una estabilidad atmosférica 2F, el límite superior (37.5 kW/m^2) de la zona de alto riesgo a equipos, tuvo un radio menor a 1 m, por lo cual, su representación en el mapa no es posible, sin embargo, se puede inferir que la radiación afectaría únicamente el riser de perforación y el sistema tensionador. A pesar de que el límite inferior (12.5 kW/m^2) de la zona de alto riesgo a equipos tuvo un radio superior a 1 m, la radiación solo podría afectar la zona del *moonpool* donde se ubica el riser y los tensionadores. 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. El radio de alto riesgo (5 kW/m^2) abarcó los racks del riser, incluyendo el *moonpool*, donde se ubica el riser, los tensionadores, tanque de viajes, los racks del LMRP y BOP, y parte de los desgasificadores, transformadores de perforación, trampas de arena y los equipos relacionados con el tratamiento de recortes de perforación (limpiador de fluido, centrífuga, destilador, entre otros). A esta radiación, se alcanzaría el umbral de dolor después de 20 s de exposición, y después de 40 s podrían presentarse quemaduras de segundo grado. Finalmente, la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendió sobre los racks del riser hacia la popa, el almacén de sacos sin alcanzar el taller mecánico, sin embargo, bajo este umbral no se esperarían daños o molestias al personal.

En lo que respecta a una estabilidad 5D, el límite superior de la zona de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m^2), fue de 6 m y, por lo tanto, se limitó a la zona cercana al punto de liberación, donde el riser y sistema tensionador podrían ser dañados. El radio correspondiente al límite inferior de la zona de alto riesgo a equipos (12.5 kW/m^2), se extendió sobre el sistema del *moonpool* donde se encuentra el riser y sus tensionadores, los transformadores de perforación, y los racks del BOP, LMRP. La zona de alto riesgo (5 kW/m^2) se extendió sobre las mismas zonas del límite anterior además de alcanzar los tanque de viajes, desgasificadores, trampas de arena y los equipos relacionados con el tratamiento de recortes de perforación (limpiador de fluido, centrífuga, destilador, entre otros). La zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendió sobre los racks del riser hacia la popa, el almacén de sacos y una pequeña parte del taller mecánico hacia proa.

Finalmente, a una estabilidad 10D, el límite superior de la zona de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m^2) cubrió la mayor parte del *moonpool*, alcanzando el riser de perforación y los tensionadores. Sobre este nivel de radiación fue posible observar la influencia de la velocidad del viento en los diagramas de pétalos, al presentar estos una mayor influencia hacia la proa desde la fuente de liberación. El límite inferior de la zona de alto riesgo a equipos (12.5 kW/m^2) se extendió sobre el *moonpool*, tanque de viajes y los transformadores de perforación. La zona de alto riesgo (5 kW/m^2) se extendió sobre los transformadores de perforación y los equipos asociados al tratamiento de recortes de perforación, así como las trampas de arena, los desarenadores y una parte del almacén de sacos. Finalmente, la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2), al igual para una estabilidad de 2F y 5D se extendió sobre los racks del riser hacia la popa, el almacén de sacos y una pequeña parte del taller mecánico hacia la proa.



Figura 2-4. Diagrama de pétalos para dardo de fuego (E2).



Fuente: AECOM, 2020.

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

Para el escenario liberación de H₂S, los radios se presentan en la Tabla 2-12.

Tabla 2-12. Radios de afectación por dispersión tóxica (E3).

Estabilidad atmosférica	Zona de Alto Riesgo IDLH H ₂ S – 100 ppm	Zona de Amortiguamiento	
		STEL H ₂ S – 15 ppm	TWA H ₂ S – 10 ppm
2F	53	312	438
5D	67	219	255
10D	50	159	208

Fuente: AECOM, 2020.

Para la representación de la dispersión tóxica de H₂S y con la finalidad de representar el peor caso posible, se orientó el buque de perforación con la popa en contra de la dirección al viento **Figura 2-5**.

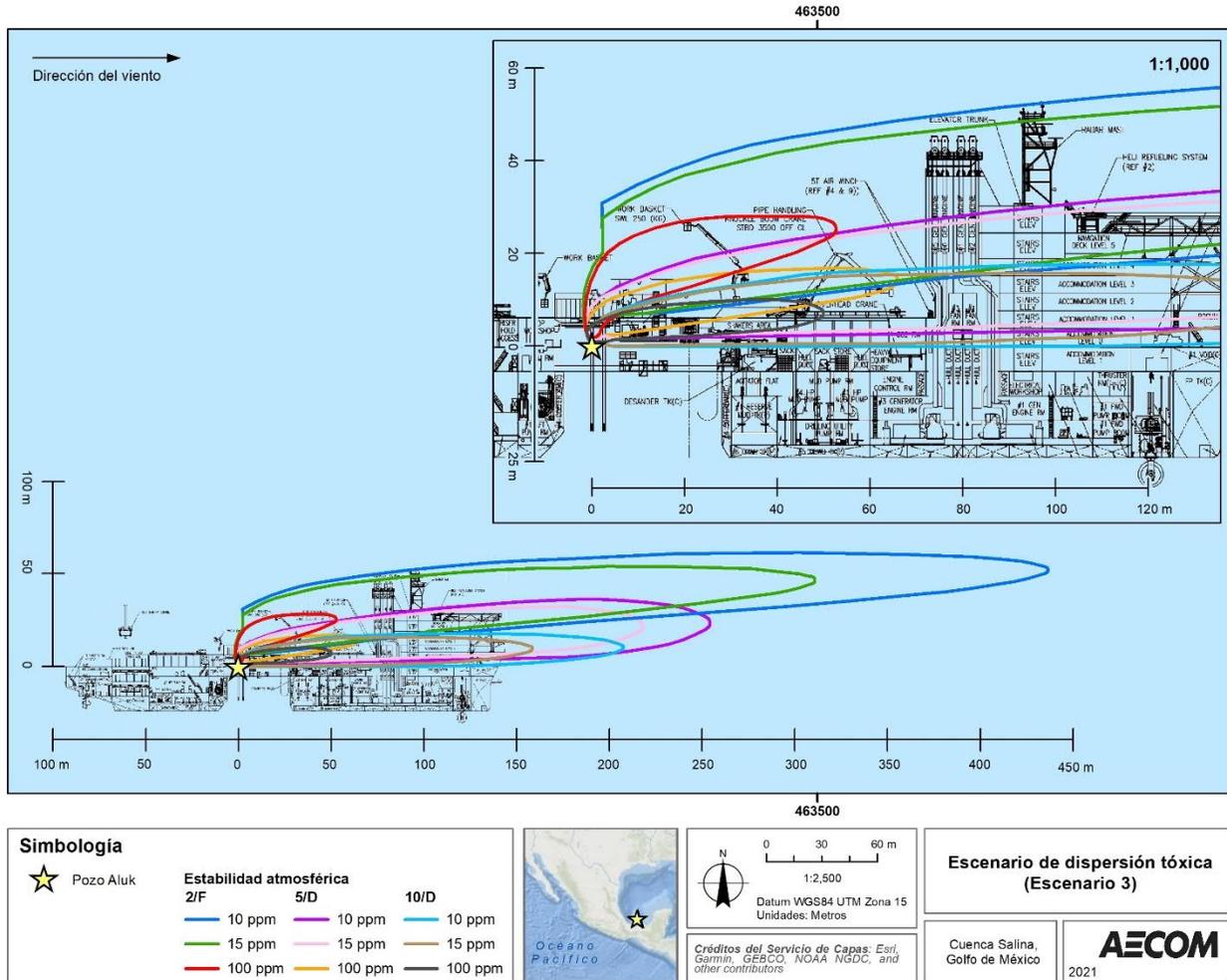


Bajo una estabilidad atmosférica de 2F, las zonas de amortiguamiento (10 ppm y 15 ppm) se extendieron más allá de las fronteras del buque de perforación, alcanzando una altura aproximada de 50 m desde el punto de liberación. Las nubes de 10 ppm y 15 ppm podría alcanzar los camarotes del nivel 4 y la cubierta de navegación (Nivel 5), así como el mástil del radar. La zona de alto riesgo (100 ppm) se extendió hacia la parte central del buque de perforación con una altura aproximada de 30 m. La nube a 100 ppm no tuvo contacto con ningún nivel de cubierta. Bajo una atmósfera de 100 ppm de H₂S, los síntomas del personal expuesto entre los dos minutos y 15 min de exposición son: tos, irritación ocular y pérdida de olfato (fatiga olfativa); entre los 15 min y 30 min de exposición, se presenta respiración alterada y somnolencia; finalmente, después de una hora de exposición se comienzan a agravar la severidad de los síntomas; y después de 48 h de exposición, se puede producir la muerte. Bajo una atmósfera de 15 ppm (STEL), es posible que los trabajadores estén expuestos continuamente por un periodo corto de tiempo (15 minutos) sin sufrir irritación crónica o daños irreversibles a los tejidos o daños a la salud. Sin embargo, se ha documentado que puede presentar irritación ocular causada por una exposición a corto plazo (CDC, 2017). En una atmósfera de 10 ppm (TWA) no se esperan daños significativos a la salud del personal mientras no se exceda una jornada laboral de ocho horas diarias (40 h a la semana).

A una estabilidad de 5D, el comportamiento de las nubes tóxicas es similar a una estabilidad de 2F, en ambos umbrales (alto riesgo y amortiguamiento), extendiéndose por fuera de los límites del buque, sin embargo, las nubes se extenderían por debajo (altura aproximada de 30 m) por lo que tendrían interacción con los camarotes del nivel 2 al nivel 5, incluyendo el mástil del radar. La zona de 100 ppm no tendría interacción con ninguna cubierta del buque pero sí con las grúas de babor y estribor. A una estabilidad atmosférica de 10D, la zona de alto riesgo podría tener interacción con el área de vibradores, almacén de sacos la grúa y los pasillos que rodean el *moonpool*. La nube tóxica de 10 ppm y hasta 15 ppm (zona de amortiguamiento) podría ser capaz de alcanzar al área de camarotes desde el nivel 0 hasta los niveles 3 y 4, con alturas de entre 10 m y 15 m, aproximadamente.



Figura 2-5. Diagrama de pétalos para dispersión tóxica (E3).



Fuente: AECOM, 2020.

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 Aluk en el Área Contractual.

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, funciona como 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 capturar las áreas sensibles con mayor probabilidad de ser afectadas en el dominio establecido para 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 3.4.1.1.1** 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, son consideradas 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 3.4.2.3**.

En el **Capítulo 3, Sección 3.4.1.1.2** 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 (*i.e.* datos metoceanicos, umbral de espesor de la capa de crudo, configuración del modelo y los escenarios modelados), seguidos por los resultados del modelo con una especial atención en áreas sensibles como RMP, SPM y ANP, entre otros, que pudieran tener presencia de hidrocarburo. 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 las costas (**Capítulo 5, Anexo 5.7.4**).

2.2.1 Software de simulación OILMAP

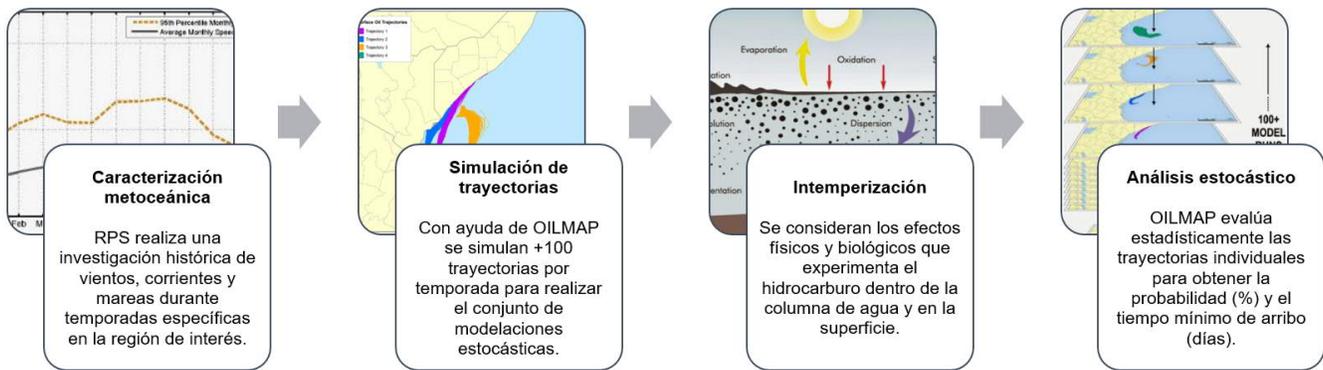
La modelación realizada por RPS, se apoyó con el software de modelación de liberación de hidrocarburos OILMAP. Esta es una herramienta utilizada mundialmente por gobiernos y compañías del sector energético para la planificación de contingencia y respuesta a derrames de hidrocarburos con el fin de predecir 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 (*near-field model*) 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. 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 (*far-field model*) 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. 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 2-6** muestra la secuencia del proceso de simulación realizada por RPS y la **Figura 2-7** los detalles del mismo y sus aplicaciones más comunes.

Figura 2-6 Proceso llevado a cabo en la simulación con OILMAP.



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

Figura 2-7 Detalles del proceso de simulación con OILMAP y aplicaciones más comunes.

Datos de entrada	Módulo <i>near-field</i>	Módulo <i>far-field</i>	Módulos de análisis adicionales	Aplicación
<i>Los datos de entrada son introducidos al modelo numérico y los resultados pueden ser aplicados a situaciones reales.</i>				
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, 2020.

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 5.7.2 y Anexo 5.7.3**. Los archivos ASCII en formato digital se incluyen en el 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 Aluk (**Tabla 2-13**). Las tasas de liberación en el lecho marino correspondientes a los periodos de 13 días y 30 días (**Tabla 2-14**) y los volúmenes de descarga se estimaron por parte de Shell considerando las características previstas del yacimiento como se describe en la **Sección 1.5.2**. La información base que fue utilizada como insumo para la simulación de los escenarios de derrame de hidrocarburo al mar fue el estado mecánico (**Figura 1-20**) y las propiedades del hidrocarburo y del yacimiento del Pozo Aluk, 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-CS-G04; 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 2-13. Ubicación del sitio de derrame modelado y características del escenario.

Nombre del Sitio	Latitud	Longitud	Tirante de agua	Profundidad del pozo	Diámetro de descarga
Pozo Aluk	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.		1,706 m	4,831 m	13 ½"

RPS, 2020.

Tabla 2-14. Parámetros del escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.

Identificación del Escenario	Sitio del Reventón de Pozo	Tipo de Crudo	Evento	Descarga	Duración	Volumen Total Liberado
1	Pozo Aluk	Crudo Medio del Golfo de México	Reventón de Pozo	91,000 bbl/d	30 días	2,730,000 bbl
2	Pozo Aluk	Crudo Medio del Golfo de México			13 días	1,183,000 bbl

Fuente: RPS, 2020.

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 2-15**. 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 5.7.3**, se presenta el recorte de pantalla de las propiedades y composición del hidrocarburo introducidas al modelo OILMAP.



Tabla 2-15. Propiedades del crudo utilizado en el escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.

Nombre del crudo	Densidad (g/cm ³)	Gravedad API	GOR (scf/bbl)	Temperatura en yacimiento (°C)	Viscosidad (cP) @ 15°C	Tensión superficial (dina/cm)
Crudo Medio del Golfo de México	0.93	21	277	92.2	96	22

Fuente: RPS, 2020.

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 un periodo de 10 años (2001-2010), 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 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 2-16**).



Tabla 2-16. Umbrales de espesor de hidrocarburos utilizados en la modelación.

Presencia de hidrocarburos	En la superficie del mar	En las costas
Umbral	0.01 mm / 10.0 µm	0.1 mm / 100.0 µm
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, 2020.

2.2.3 Resultados de la simulación

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

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 con una tasa de liberación de 91,000 bbl/d, persistiendo durante 13 y 30 días (**Sección 2.2** 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).

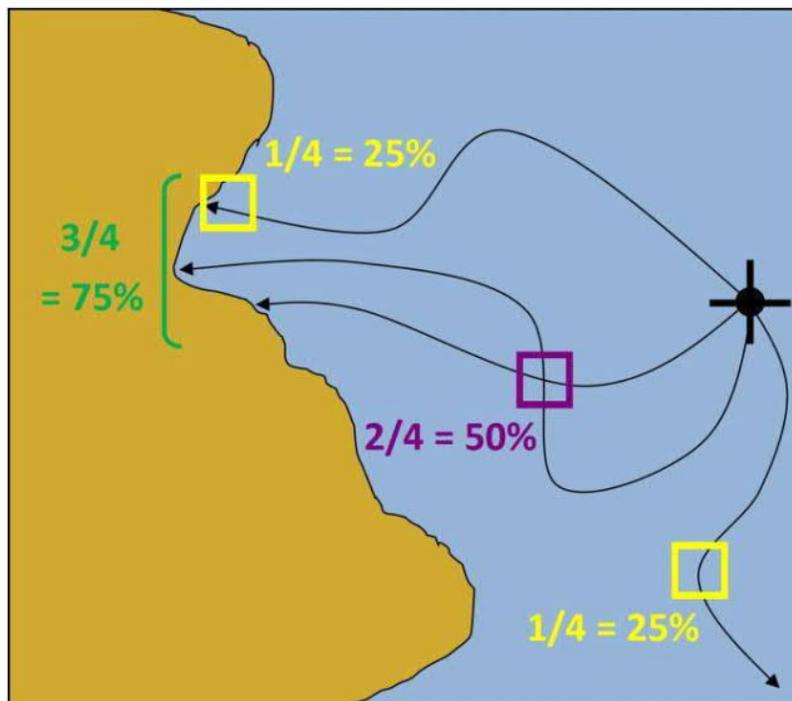
Para cada escenario (temporada de lluvias y temporada de secas, para 13 días y 30 días de liberación considerando diferentes umbrales de espesor del crudo), se presentan los siguientes mapas (**Figura 2-10 a Figura 2-17**)



- **Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar y en la costa:** Estos mapas muestran las áreas donde habría cierta probabilidad de que el hidrocarburo se presente en la superficie del mar y en la 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.

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 costa (**Figura 2-8**). De esta manera, es posible observar presencia de hidrocarburos en la costa sin necesariamente observar presencia del mismo 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 5.7.3**, 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 2-8. 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 las costas se presentan en verde (segmento).

Fuente: RPS, 2020.

Para la representación de los resultados de probabilidad y tiempos de arribo de la modelación de liberación no controlada de hidrocarburos, se consideraron siete tipos de áreas sensibles:

- 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, las áreas seleccionadas para el análisis de presencia de hidrocarburos tanto en la superficie marina como en la costa se enlistan en la **Tabla 2-17** y se muestran en la **Figura 2-9**.



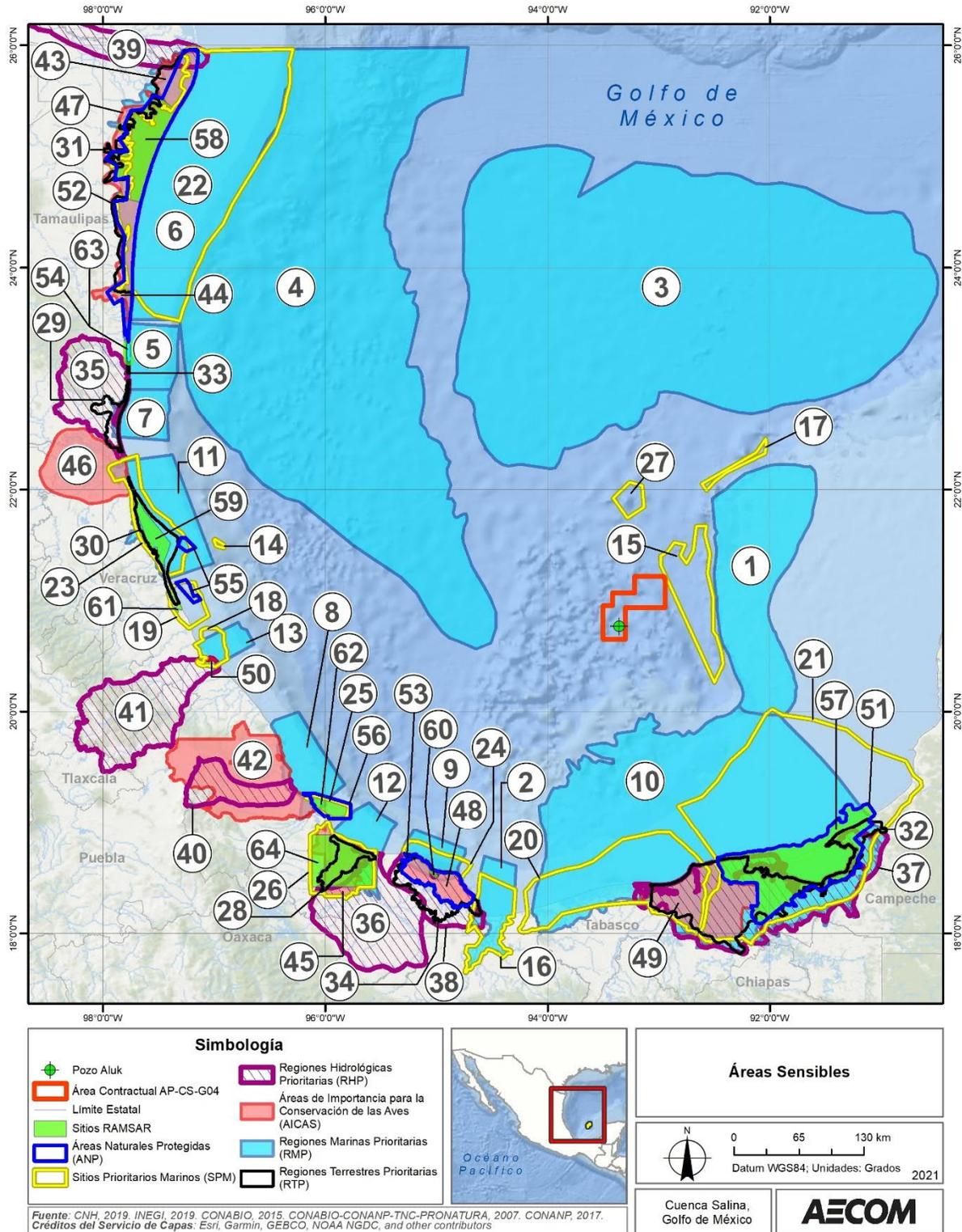
Tabla 2-17. Áreas sensibles consideradas.

ID	Área sensible	ID	Área sensible
RMP – Regiones Marinas Prioritarias		RHP- Regiones Hidrológico Prioritarias	
1	Cayos Campeche	35	Cenotes de Aldama
2	Delta del Río Coatzacoalcos	36	Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan
3	Fosa Sigsbee	37	Laguna de Términos - Pantanos de Centla
4	Giro Tamaulipeco	38	Los Tuxtlas
5	La Pesca-Rancho Nuevo	39	Río Bravo Internacional
6	Laguna Madre	40	Río La Antigua
7	Laguna San Andrés	41	Río Tecolutla
8	Laguna Verde-Antón Lizardo	AICA – Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves	
9	Los Tuxtlas	42	Centro de Veracruz
10	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	43	Delta del Río Bravo
11	Pueblo Viejo-Tamiahua	44	Desembocadura del Río Soto la Marina
12	Sistema Lagunar de Alvarado	45	Humedales de Alvarado
13	Tecolutla	46	Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz
SPM – Sitios Prioritarios Marinos		47	Laguna Madre
14	Arrecife Profundo de Cabo Rojo	48	Los Tuxtlas
15	Cañón Submarino de Campeche	49	Pantanos de Centla
16	Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	50	Tecolutla
17	Escarpe de Campeche	ANP – Áreas Naturales Protegidas	
18	Humedales Costeros del Río Tecolutla - Bajos del Negro	51	Laguna de Términos
19	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	52	Laguna Madre y Delta del Río Bravo
20	Humedales Costeros Plataforma Continental de Tabasco	53	Los Tuxtlas
21	Laguna de Términos	54	Playa de Rancho Nuevo
22	Laguna Madre	55	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan
23	Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	56	Sistema Arrecifal Veracruzano
24	Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	Ramsar	
25	Sistema Arrecifal Veracruzano	57	Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos
26	Sistema Lagunar de Alvarado	58	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre
27	Volcán Submarino Chapopote	59	Laguna de Tamiahua
RTP – Regiones Terrestres Prioritarias		60	Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan
28	Humedales del Papaloapan	61	Manglares y Humedales de Tuxpan
29	Laguna de San Andrés	62	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano
30	Laguna de Tamiahua	63	Playa Tortuguera Rancho Nuevo
31	Laguna Madre	64	Sistema Lagunar Alvarado
32	Pantanos de Centla		
33	Rancho Nuevo		
34	Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión		

Fuente: AECOM, 2020.



Figura 2-9. Áreas sensibles seleccionadas para la descripción de los resultados de probabilidad y tiempos de arribo del modelo OILMAP.

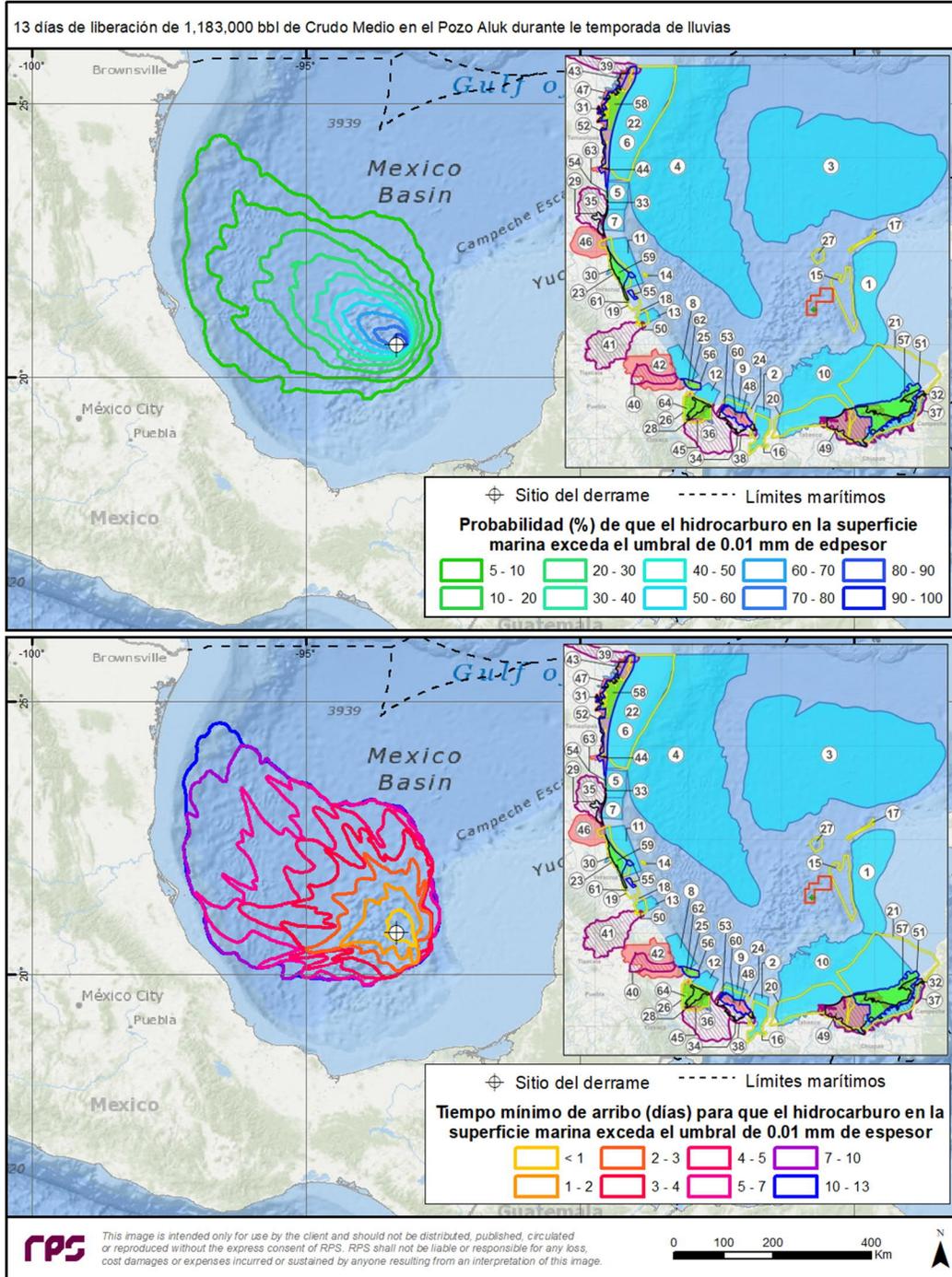


Fuente: AECOM, 2020.



2.2.3.2 Resultados de la modelación para un tiempo de descarga de 13 días

Figura 2-10. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).

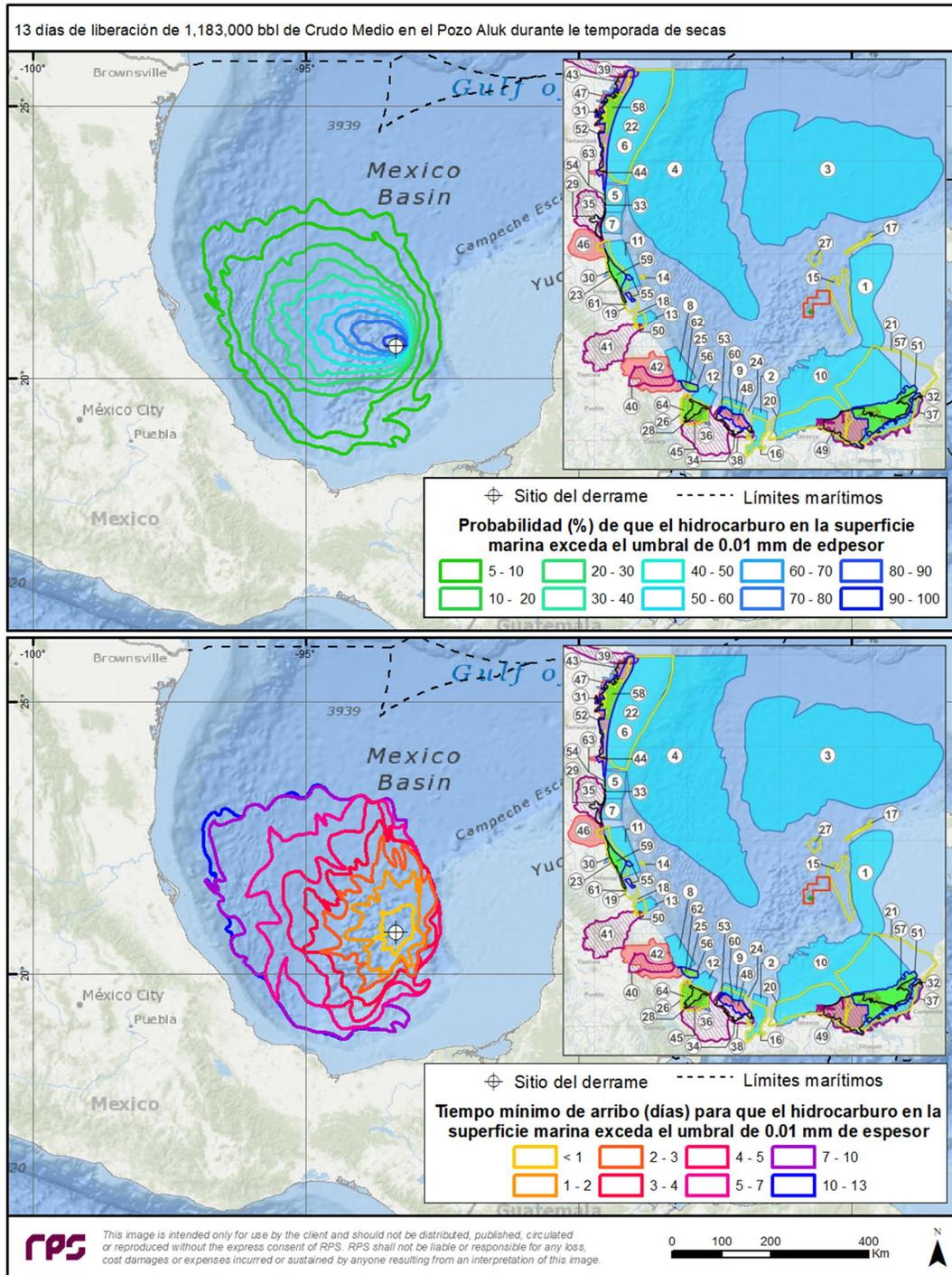


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm). Leyenda: *Spill site*: Punto de liberación. *Maritime Boundaries*: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



Figura 2-11. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).

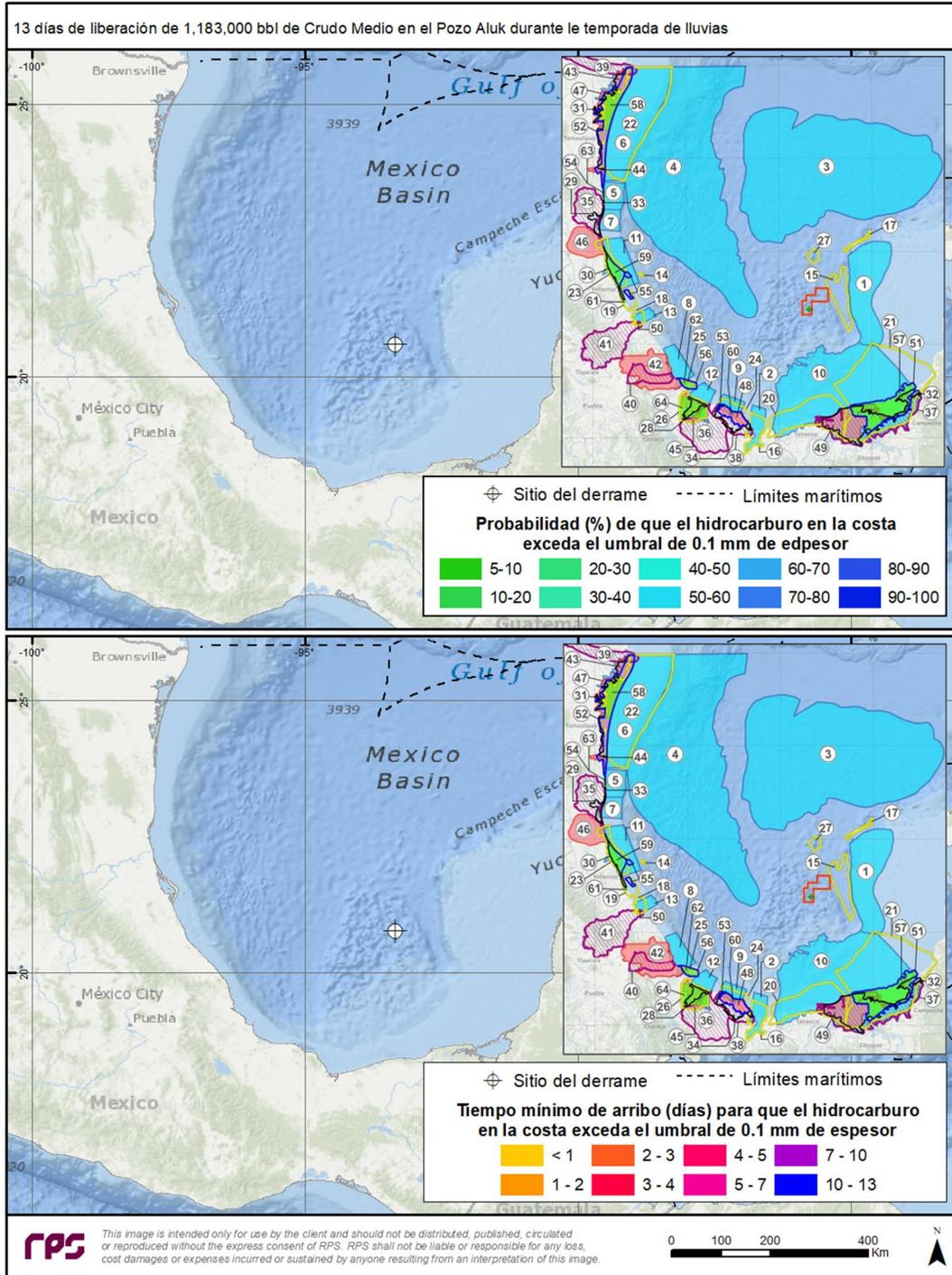


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm). Leyenda *Spill site*: Punto de liberación; *Maritime Boundaries*: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



Figura 2-12. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).

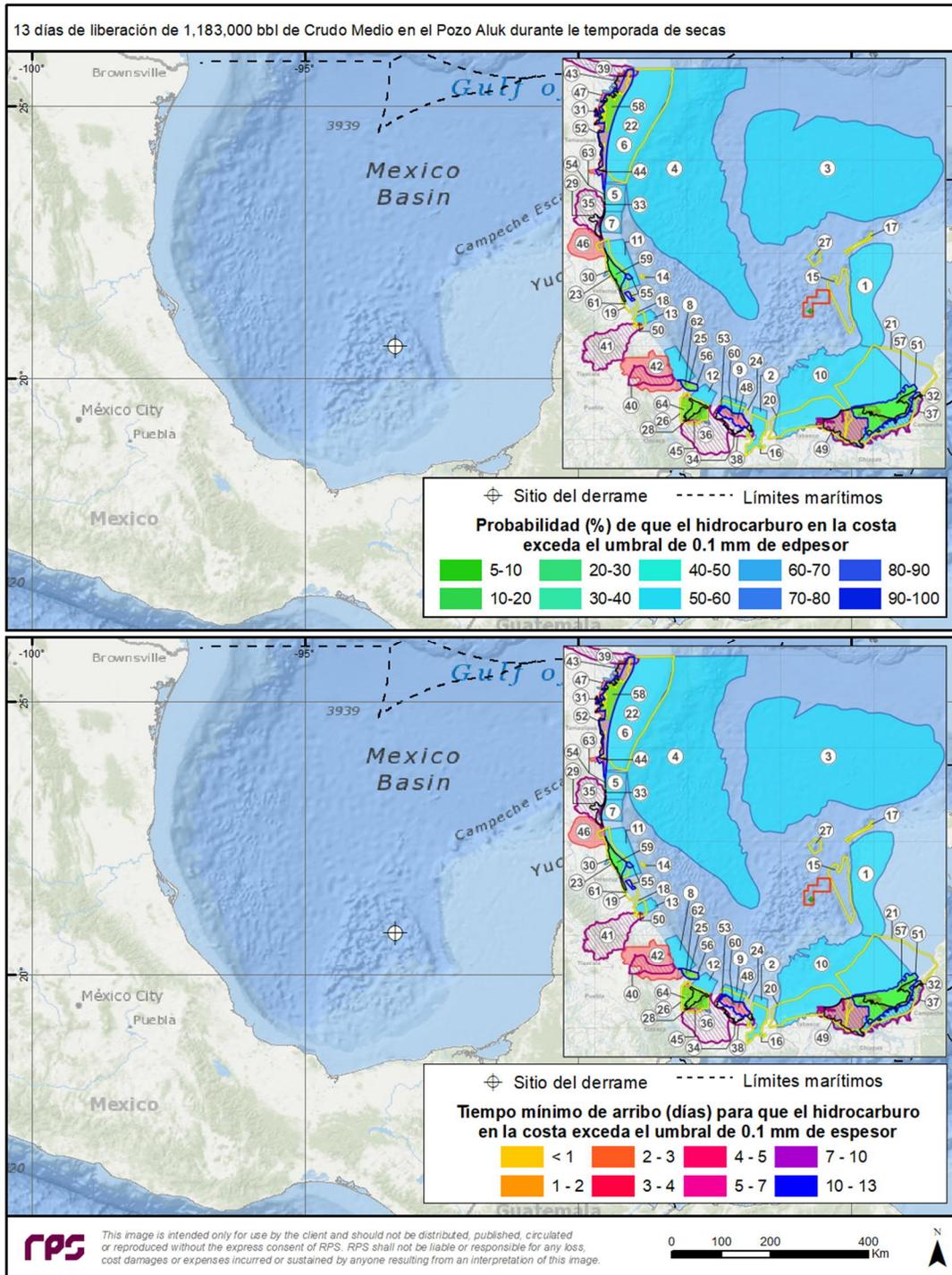


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior) utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm). Leyenda *Spill site*: Punto de liberación: *Maritime Boundaries*: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



Figura 2-13. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (13 días / 1,183,000 bbl de crudo medio).



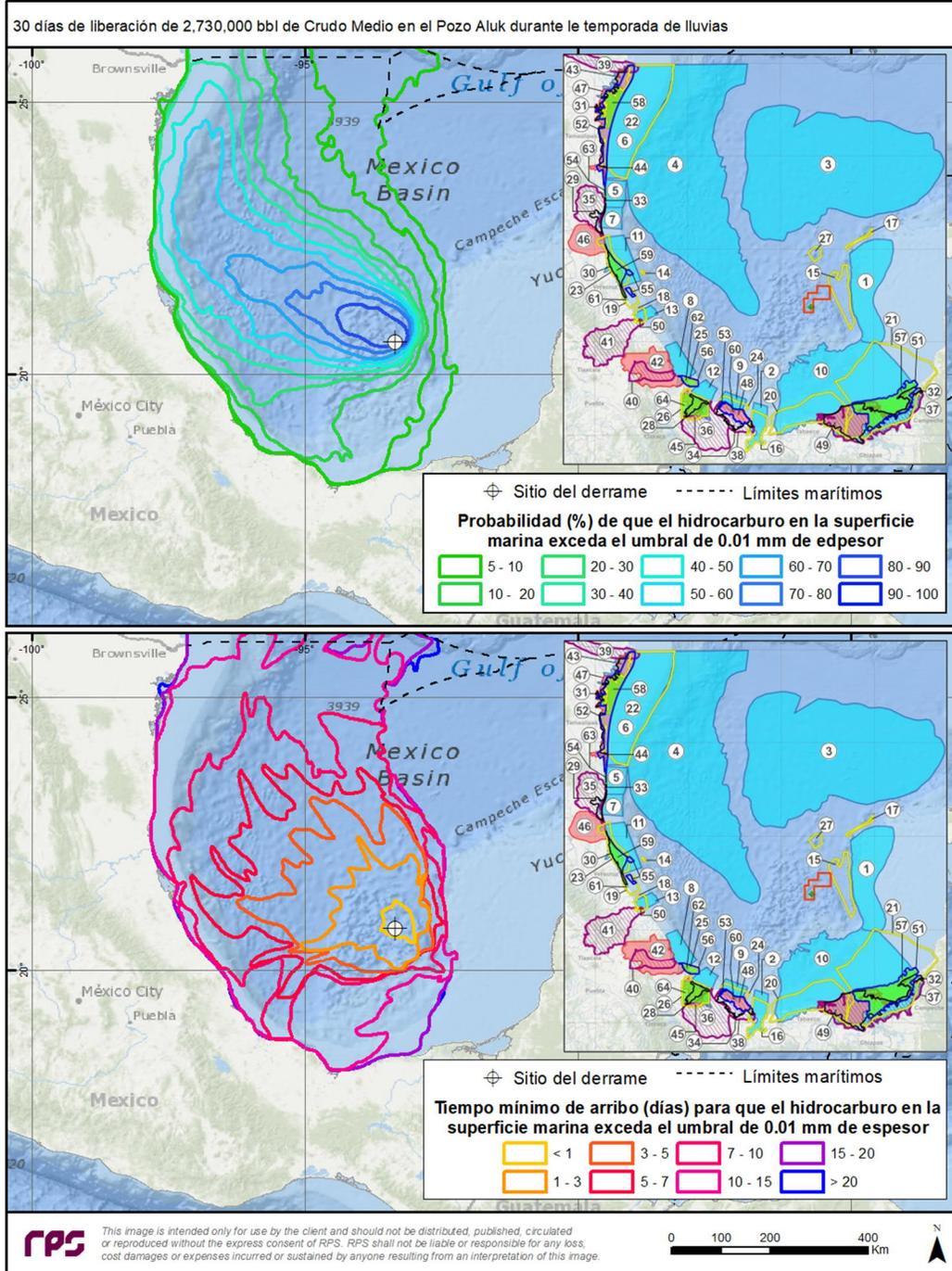
Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos a la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior) utilizando un umbral de espesor 0.1 mm (100 µm). Leyenda Spill site: Punto de liberación: Maritime Boundaries: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



2.2.3.3 Resultados de la modelación para un tiempo de descarga de 30 días

Figura 2-14. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).

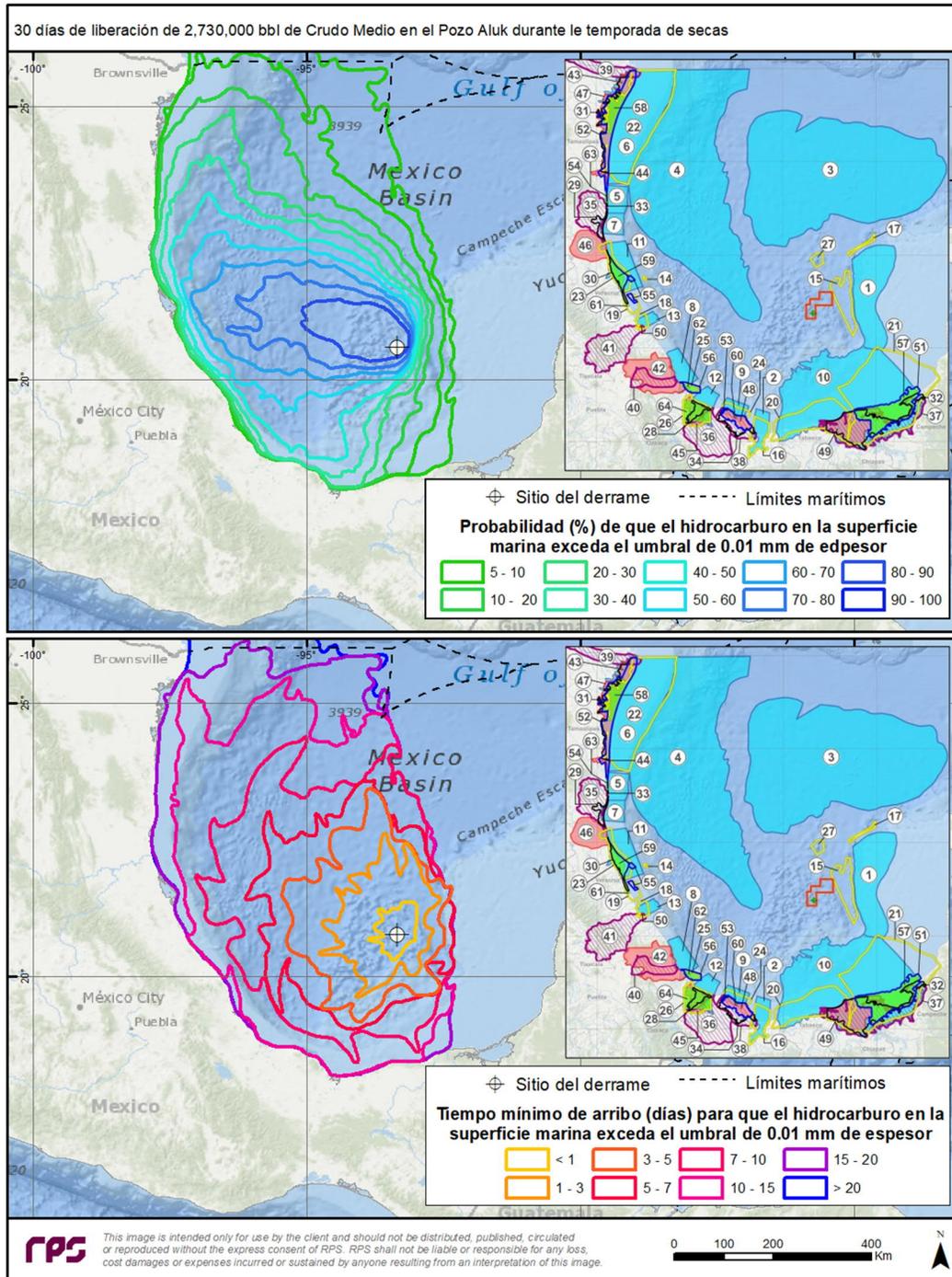


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm). Leyenda *Spill site*: Punto de liberación; *Maritime Boundaries*: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



Figura 2-15. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en superficie marina (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).

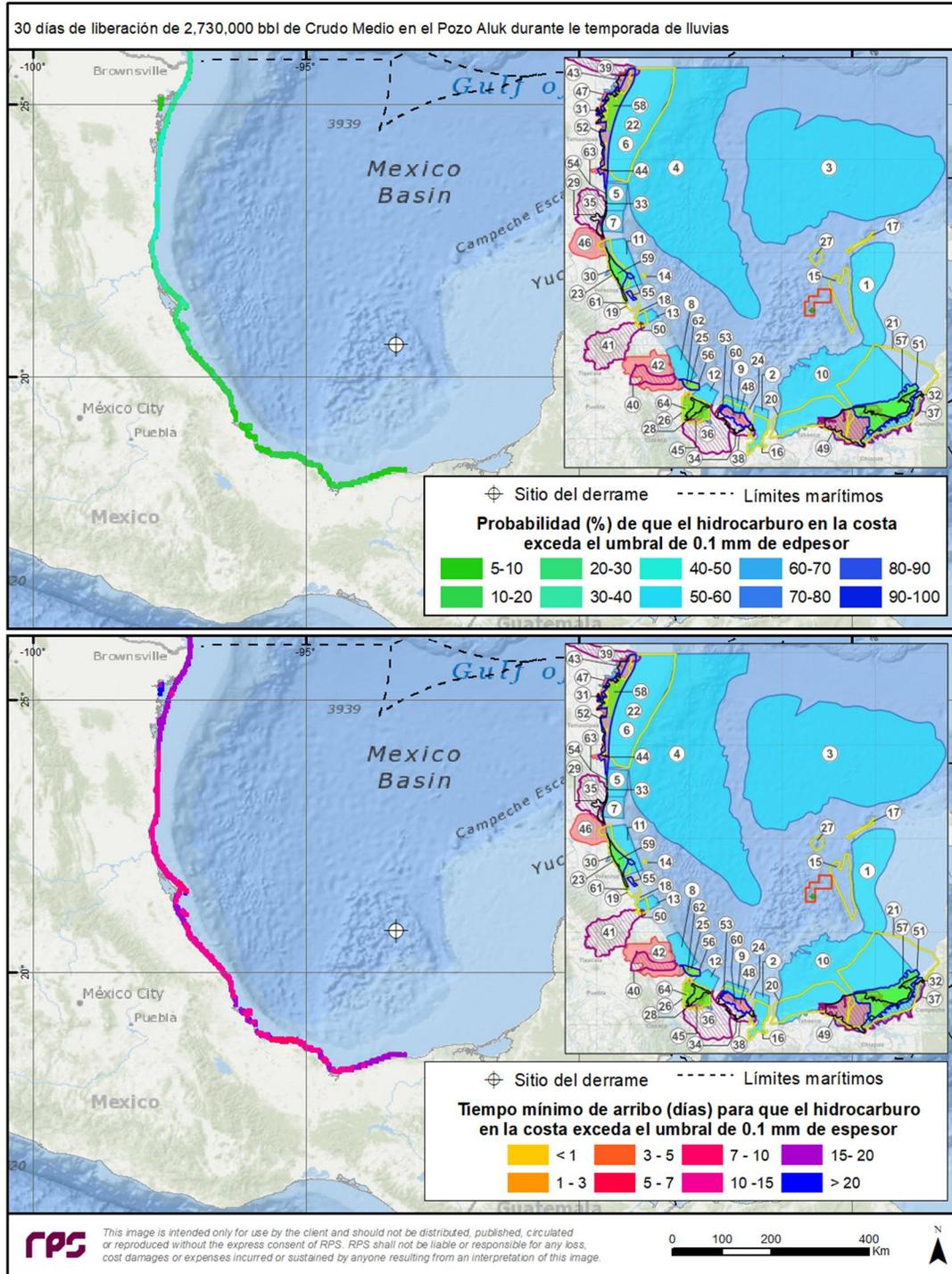


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm). Leyenda *Spill site*: Punto de liberación; *Maritime Boundaries*: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



Figura 2-16. Simulación estocástica en la temporada de lluvias: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).

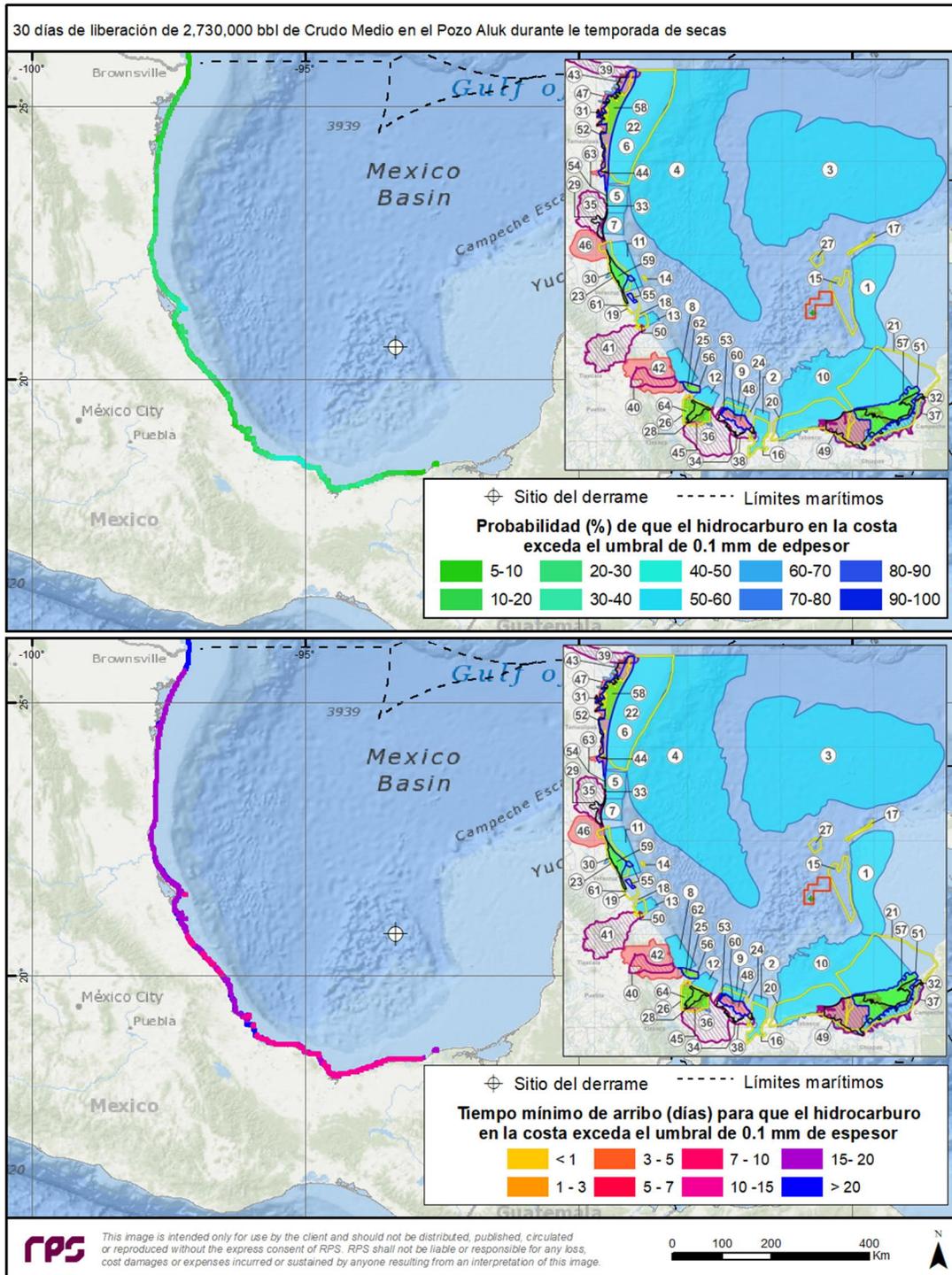


Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior) utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm). Leyenda Spill site: Punto de liberación: Maritime Boundaries: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



Figura 2-17. Simulación estocástica en la temporada de secas: liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo en la ubicación del Pozo Aluk. Probabilidad de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo en la costa (30 días / 2,730,000 bbl de crudo medio).



Nota: Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior) utilizando un umbral de espesor 0.1 mm (100 µm). Leyenda *Spill site*: Punto de liberación: *Maritime Boundaries*: Fronteras marítimas. La relación de áreas sensibles y los números mostrados en el mapa superior derecho, puede consultarse en la **Tabla 2-17**.

Fuente: RPS, 2020, AECOM, 2020.



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 noroeste del punto de liberación, con probabilidades de presencia cercanas al punto de liberación (~100 km) entre 70% y 100% y con tiempos de arribo menores a tres días, hasta probabilidades de presencia de 5% a 10% cercanas a la plataforma continental de Veracruz y Tamaulipas, con tiempos de arribo de entre 5 días y 13 días. Para esta temporada y para un periodo de liberación de 13 días, no se obtuvieron resultados > 5% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa.
- Para una liberación de 30 días, la orientación de los contornos en la superficie marina fue similar al caso de 13 días (con dirección principal hacia el noroeste), sin embargo, debido a que el periodo de liberación fue mayor, estos fueron más extensos, y abarcaron desde la frontera con Estados Unidos (con probabilidades desde 5% hasta el 50% y con tiempos de arribo mayores a 15 días) hasta el estado de Tabasco (con probabilidades de 5% a 10% y tiempos de arribo mayores 15 días). En una extensión de 200 km al noroeste desde el punto de liberación, la probabilidad de presencia fue del 80% al 100% con un tiempo de arribo menores a un día y hasta cinco días. Para este periodo de liberación, existe probabilidad moderada (40%) de que el hidrocarburo deje el territorio mexicano hacia Estados Unidos en un tiempo mayor a 10 días. Los contornos de probabilidad sobre la costa se extendieron desde la frontera con Estados Unidos (30% al 40%) con tiempos de arribo mayores a 15 días, extendiéndose hacia las costas de Tamaulipas (5% al 50%) con tiempos de arribo entre 10 y 20 días, Veracruz (30% al 40%) con tiempos de arribo entre 7 y 20 días, y Tabasco (5% al 10%) con tiempos de arribo de 10 a 20 días.

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 principalmente hacia el oeste-noroeste a partir del punto de liberación. Se obtuvieron probabilidades de presencia entre 70% y 100% a 100 km al noroeste del punto de liberación, con tiempos de arribo menores a tres días, hasta probabilidades de presencia de 5% a 10% cercanas a la plataforma continental de Tamaulipas y Veracruz con tiempos de arribo entre 7 días y 13 días. Para esta temporada y para un periodo de liberación de 13 días, no se obtuvieron resultados > 5% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa.
- Para una simulación con liberación de 30 días, los contornos de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie durante la temporada de secas se extendieron principalmente hacia el oeste-noroeste del punto de liberación. Aproximadamente a 400 km al oeste del punto de liberación, se observaron probabilidades entre 70% al 100%, con tiempos de arribo menores a 10 días. Las probabilidades de presencia cercanas a plataforma continental se extendieron desde la frontera con Estados Unidos hasta el estado de Tabasco con probabilidades que van desde el 5% hasta el 50% y tiempos de arribo mayores a 7 días. Durante esta temporada, existe una probabilidad del 5% al 20% de que el hidrocarburo deje aguas mexicanas hacia aguas estadounidenses. En lo que respecta a la presencia de hidrocarburo en la costa, se observó una probabilidad entre el 5% y el 50% en la costa de Tamaulipas con tiempos de arribo mayores a 10 días; por otra parte, la costa de Veracruz presentó probabilidades de entre 5% y 40%, con tiempos de arribo mayores a siete días. Para este periodo, se obtuvieron valores de probabilidad de presencia de hidrocarburo del 5% al 20% en las costas del sur de Estados Unidos con tiempos de arribo mayores a 15 días.

En la **Tabla 2-18** 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 sus costas 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 superponerse, algunas extensiones de costa pueden ser compartidas.



Para elaborar la clasificación de la 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 las mismas. Dentro de la clasificación se incluyeron 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 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 2-18** se muestran estas clasificaciones, las cuales, deben interpretarse como la barrera entre el medio marino y el ecosistema sensible.

Tabla 2-18. 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.

ID	Área Sensible	Clasificación de tipo de costa	Secas		Lluvias	
			Extensión de costa (km)	Probabilidad (%)	Extensión de costa (km)	Probabilidad (%)
RMP						
2	Delta del Río Coatzacoalcos	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso, desarrollo antropogénico y roca	9.15	30 a 40	40.47	10 a 20
5	La Pesca-Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	47.34	20 a 30	37.62	40 a 50
6	Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	34.56	20 a 30	154.83	40 a 50
7	Laguna San Andrés	Playas de arena de grano grueso	49.29	20 a 30	26.10	40 a 50
8	Laguna Verde-Antón Lizardo	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y roca	17.68	20 a 30	44.26	10 a 20
9	Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino y roca	55.64	40 a 50	73.43	10 a 20
10	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	Playas de arena de grano fino	17.33	30 a 40	28.37	10 a 20
11	Pueblo Viejo-Tamiahua	Playas de arena de grano grueso, playas de arena de grano fino y roca	59.54	40 a 50	69.10	30 a 40
12	Sistema Lagunar de Alvarado	Playas de arena de grano grueso y playas de arena de grano fino	9.53	40 a 50	18.85	10 a 20
13	Tecolutla	Playas de arena de grano grueso	30.20	20 a 30	30.32	10 a 20
SPM						
16	Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso, desarrollo antropogénico y roca	9.15	30 a 40	41.15	10 a 20
18	Humedales Costeros del Río Tecolutla - Bajos del Negro	Playas de arena de grano grueso	30.20	20 a 30	30.32	10 a 20
19	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	Playas de arena de grano grueso y roca	31.81	20 a 30	2.44	20 a 30
20	Humedales Costeros Plataforma Continental de Tabasco	Playas de arena de grano fino	17.33	30 a 40	33.39	10 a 20
22	Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	34.56	20 a 30	124.69	40 a 50
23	Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y roca	59.54	40 a 50	73.90	30 a 40
24	Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino y roca	53.15	40 a 50	74.06	10 a 20
25	Sistema Arrecifal Veracruzano	Desarrollo antropogénico, playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso	4.88	20 a 30	47.99	5 a 10
26	Sistema Lagunar de Alvarado	Playas de arena de grano grueso	14.32	30 a 40	13.46	10 a 20
RTP						
28	Humedales del Papaloapan	Playas de arena de grano grueso	14.32	30 a 40	10.03	10 a 20
29	Laguna de San Andrés	Playas de arena de grano grueso	73.99	20 a 30	37.44	40 a 50
30	Laguna de Tamiahua	Playas de arena de grano grueso y playas de arena de grano fino	9.86	40 a 50	48.63	30 a 40
31	Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	34.56	20 a 30	124.69	40 a 50



ID	Área Sensible	Clasificación de tipo de costa	Secas		Lluvias	
			Extensión de costa (km)	Probabilidad (%)	Extensión de costa (km)	Probabilidad (%)
32	Pantanos de Centla	Playas de arena de grano fino	65.02	5 a 10	-	-
33	Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	28.68	20 a 30	14.14	40 a 50
34	Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y roca	37.11	40 a 50	81.97	10 a 20
RHP						
35	Cenotes de Aldama	Playas de arena de grano grueso	79.85	20 a 30	35.31	40 a 50
36	Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	Playas de arena de grano grueso y playas de arena de grano fino	8.51	40 a 50	19.87	10 a 20
37	Laguna de Términos - Pantanos de Centla	Playas de arena de grano fino y desarrollo antropogénico	19.03	10 a 20	18.39	5 a 10
38	Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y roca	53.15	40 a 50	98.74	10 a 20
39	Río Bravo Internacional	Playas de arena de grano grueso	16.36	5 a 10	16.36	30 a 40
40	Río La Antigua	Playas de arena de grano fino	6.69	10 a 20	9.41	5 a 10
41	Río Tecolutla	Playas de arena de grano grueso	9.38	20 a 30	9.75	10 a 20
AICA						
42	Centro de Veracruz	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso, roca y desarrollo antropogénico	4.89	20 a 30	30.01	10 a 20
43	Delta del Río Bravo	Playas de arena de grano grueso	23.74	10 a 20	24.19	40 a 50
44	Desembocadura del Río Soto la Marina	Playas de arena de grano grueso	28.78	10 a 20	30.14	40 a 50
45	Humedales de Alvarado	Playas de arena de grano grueso	9.24	30 a 40	4.68	10 a 20
46	Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz	Playas de arena de grano grueso, playas de arena de grano fino y roca	50.36	20 a 30	47.88	30 a 40
47	Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	34.56	20 a 30	102.69	40 a 50
48	Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y roca	53.15	40 a 50	91.44	10 a 20
49	Pantanos de Centla	Playas de arena de grano fino	74.22	5 a 10	-	-
50	Tecolutla	Playas de arena de grano grueso	0.45	20 a 30	0.45	10 a 20
ANP						
52	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	Playas de arena de grano grueso	56.52	20 a 30	176.78	40 a 50
53	Los Tuxtlas	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y roca	53.15	40 a 50	91.43	10 a 20
54	Playa de Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	5.19	20 a 30	15.30	30 a 40
55	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	Playas de arena de grano fino	49.68	40 a 50	3.94	30 a 40
56	Sistema Arrecifal Veracruzano	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y desarrollo antropogénico	6.95	20 a 30	37.17	5 a 10
Sitios Ramsar						
58	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	Playas de arena de grano grueso	96.91	10 a 20	17.72	40 a 50
59	Laguna de Tamiahua	Playas de arena de grano fino	18.83	20 a 30	13.87	30 a 40
60	Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	Playas de arena de grano fino y roca	11.20	40 a 50	9.55	10 a 20
61	Manglares y Humedales de Tuxpan	Playas de arena de grano grueso	12.35	20 a 30	1.24	20 a 30
62	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	Playas de arena de grano fino, playas de arena de grano grueso y desarrollo antropogénico	6.95	20 a 30	47.99	5 a 10
63	Playa Tortuguera Rancho Nuevo	Playas de arena de grano grueso	5.19	20 a 30	15.57	30 a 40
64	Sistema Lagunar Alvarado	Playas de arena de grano grueso	14.32	30 a 40	11.33	10 a 20

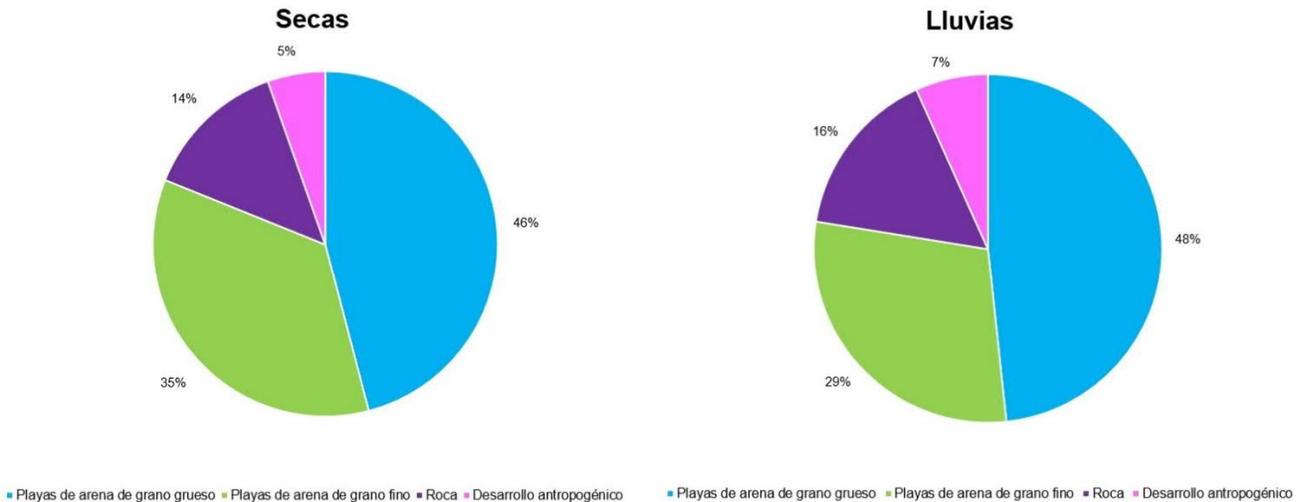
Fuente: AECOM, 2020.

En la **Figura 2-18** se presenta el porcentaje de áreas sensibles que corresponde a las clasificaciones de costa definidas por Servicio Geológico Mexicano (SGM, 2002, 2004a, 2004c, 2004b, 2008) durante la temporada de



secas y lluvias. Las clasificaciones predominantes en ambas temporadas corresponden a *playas de arena de grano grueso* y *playas de arena de grano fino*.

Figura 2-18. Distribución de clasificación de costa para las áreas sensibles analizadas durante una simulación de 30 días para la temporada de secas y lluvias.



Fuente: AECOM, 2020.

2.2.3.4 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 5.7.3**. Cabe señalar que un área geográfica sensible puede tener más de una designación (*i.e.* 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 costa es producto de la cantidad de trayectorias que tuvieron presencia en un segmento de la costa (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 5.7.4**).

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 64 áreas sensibles que mostraron presencia de hidrocarburos en su superficie o costa. Para los casos en donde se identificaron más de tres áreas sensibles con probabilidad de presencia de hidrocarburos (en superficie marina o en 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 5.7.4** del presente ERA.



2.2.3.5 Regiones Marinas Prioritarias (RMP)

2.2.3.5.1 13 días de liberación

Tres RMP obtuvieron resultados de presencia de hidrocarburos en superficie marina mayores al 5% durante la temporada de secas y cinco durante la temporada de lluvias. En ambas temporadas, las RMP *Giro Tamaulipeco* y *Fosa Sigsbee* presentaron las probabilidades más altas en tiempos de arribo menores a tres días. *Giro Tamaulipeco* obtuvo un 68% durante la temporada de secas mientras durante lluvias alcanzó 47% de probabilidad y *Fosa Sigsbee* con un 34% durante secas y se mantuvo similar durante la temporada de lluvias con un 38%.

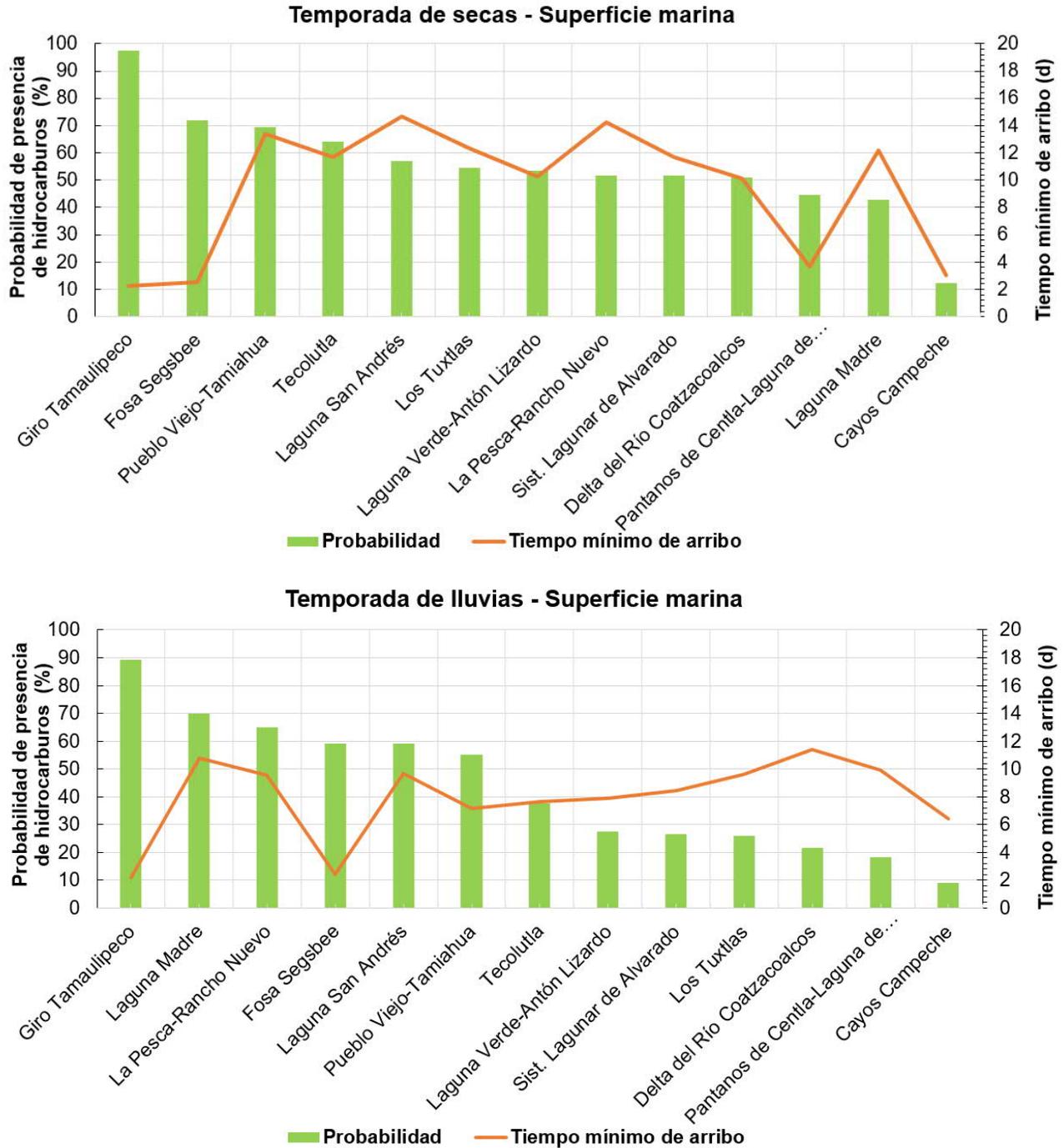
En lo que respecta a las costas, no se obtuvieron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburo en ellas, mayores al 5% de probabilidad.

2.2.3.5.2 30 días de liberación

Para la modelación de una liberación de 30 días, 13 RMP arrojaron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburos en superficie marina mayores al 5%, tanto en la temporada de lluvias como en la temporada de secas. Durante ambas temporadas, *Giro Tamaulipeco* presentó la probabilidad más alta (>89%) y tiempos de arribo menor a tres días (**Figura 2-19**).



Figura 2-19. 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 (arriba) y lluvias (abajo).



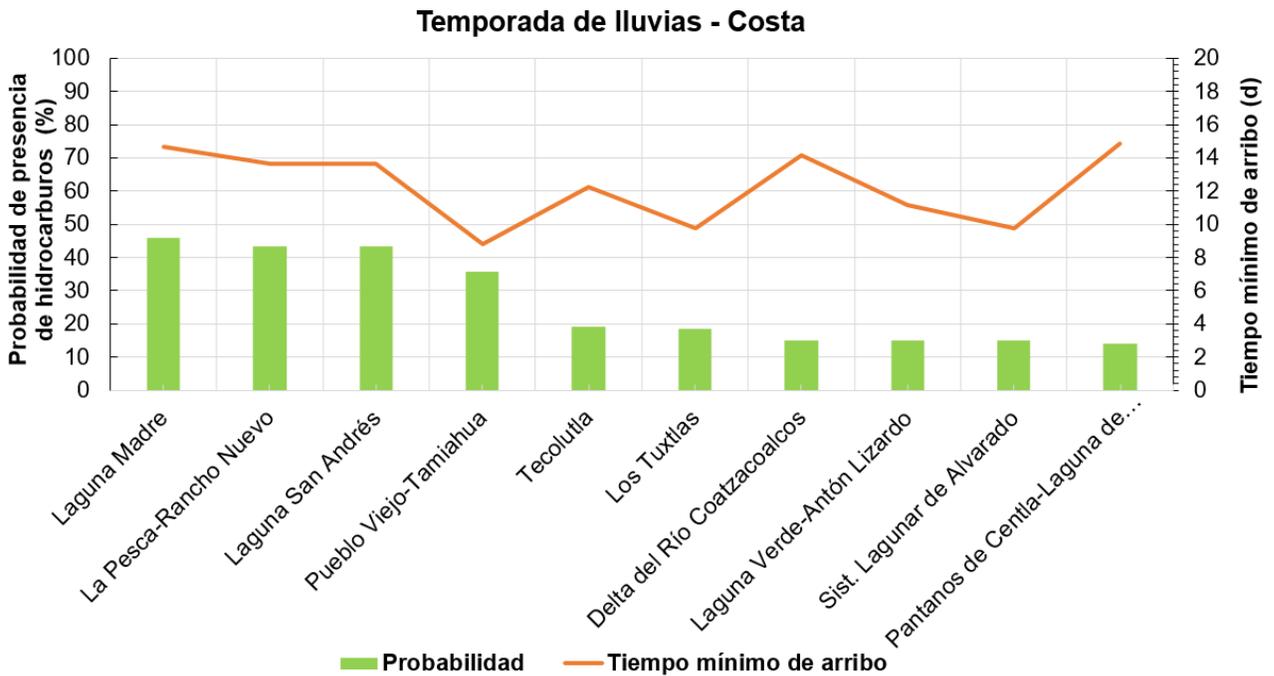
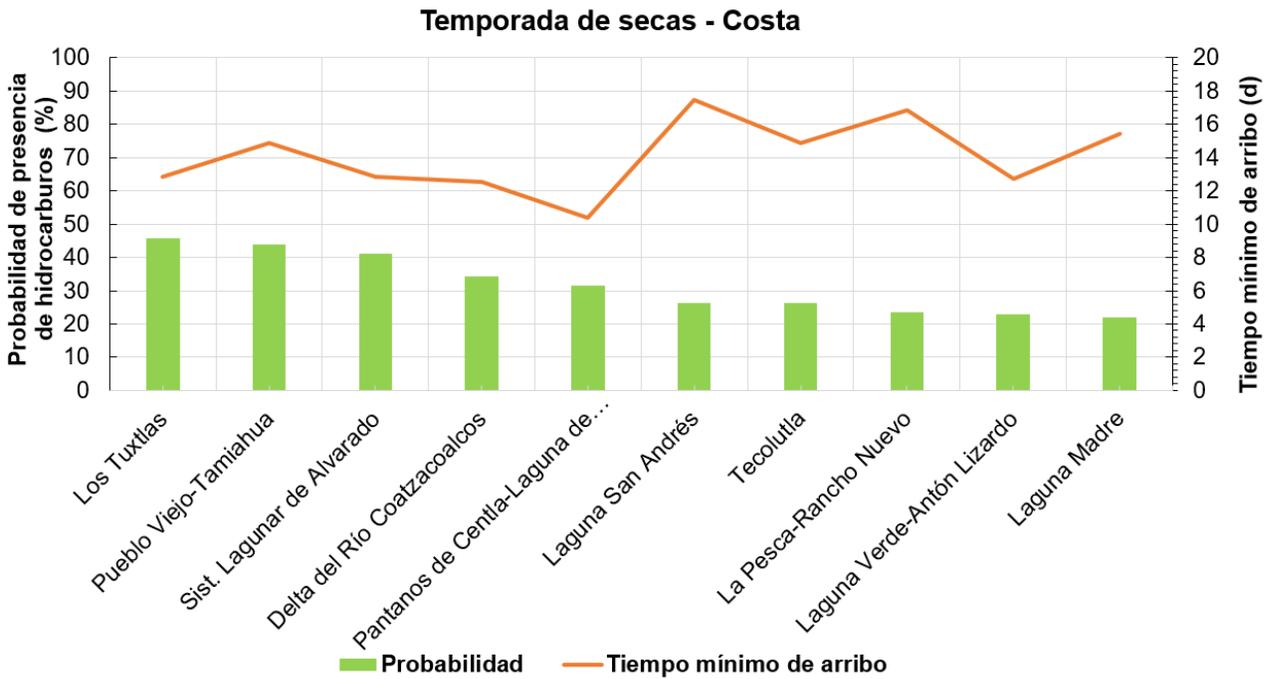
Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.



Relativo a las costas, 10 RMP arrojaron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa mayores al 5%, tanto en la temporada de lluvias como en la temporada de secas. En esta última, *Los Tuxtlas*, *Pueblo Viejo Tamiahua* y *Sistema Lagunar de Alvarado* tuvieron probabilidades más altas (>40%). Durante la temporada de lluvias, *Laguna Madre*, *La Pesca Rancho Nuevo* y *Laguna San Andrés* fueron las que presentaron mayores probabilidades (>40%) de presencia de hidrocarburos en sus costas (**Figura 2-20**).



Figura 2-20. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de las RMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).



Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.



2.2.3.6 Sitios Prioritarios Marinos (SPM)

2.2.3.6.1 13 días de liberación

Durante la temporada de secas, únicamente los SPM *Cañón Submarino de Campeche* y *Volcán Submarino Chapopote* presentaron hidrocarburos en su superficie marina, con 30% (1 d) y 28% (2 d) de probabilidad de presencia, respectivamente. Durante la temporada de lluvias, cuatro SMP presentaron hidrocarburos en su superficie de las cuales, el SPM *Cañón Submarino Chapopote* y *Volcán Submarino Chapopote* presentaron las probabilidades más altas con 30% y 28% de probabilidad de presencia, respectivamente. Ambos, con tiempos de arribo de dos días aproximadamente.

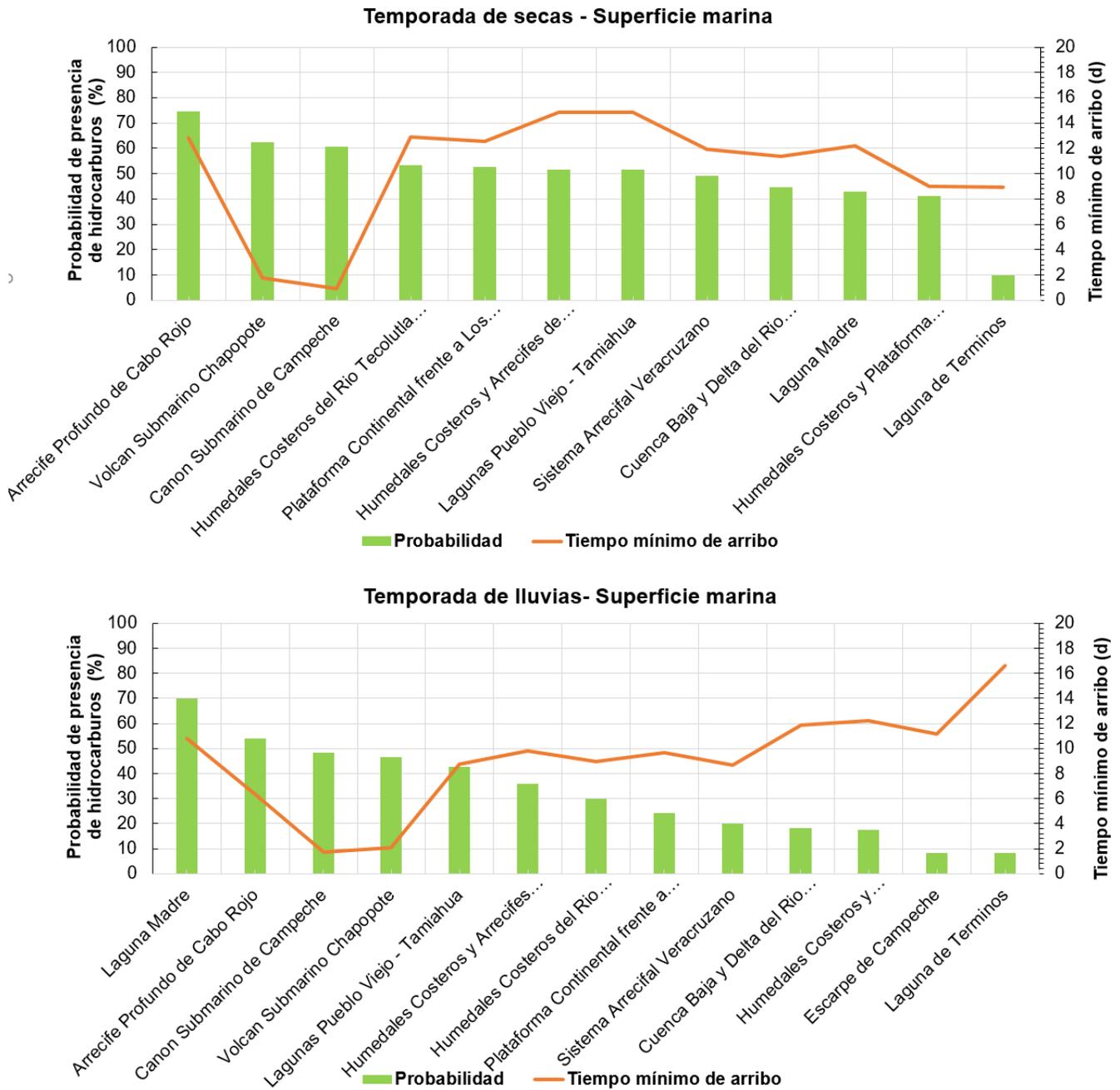
En lo que respecta a las costas, no se obtuvieron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburo en ellas, mayores al 5% de probabilidad.

2.2.3.6.2 30 días de liberación

Durante este periodo, 12 SPM presentaron hidrocarburo en su superficie durante la temporada de secas y 13 SPM durante la temporada de lluvias. Durante la temporada de secas, el SMP *Arrecife Profundo de Cabo Rojo* presentó la probabilidad más alta, seguida por *Volcán Submarino Chapopote* (ambas mayores al 60%), el cual, tuvo el menor tiempo de arribo de 2 días, a diferencia de 13 días para *Arrecife Profundo de Cabo Rojo*. Durante la temporada de lluvias, el SPM *Laguna Madre* obtuvo la probabilidad más alta, seguida por *Arrecife Profundo de Cabo Rojo* y *Cañón Submarino de Campeche* (todas mayores al 45%), con 10.8, 6.4 y 1.8 días de tiempo de arribo, respectivamente. **(Figura 2-21).**



Figura 2-21. 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 (arriba) y lluvias (abajo).

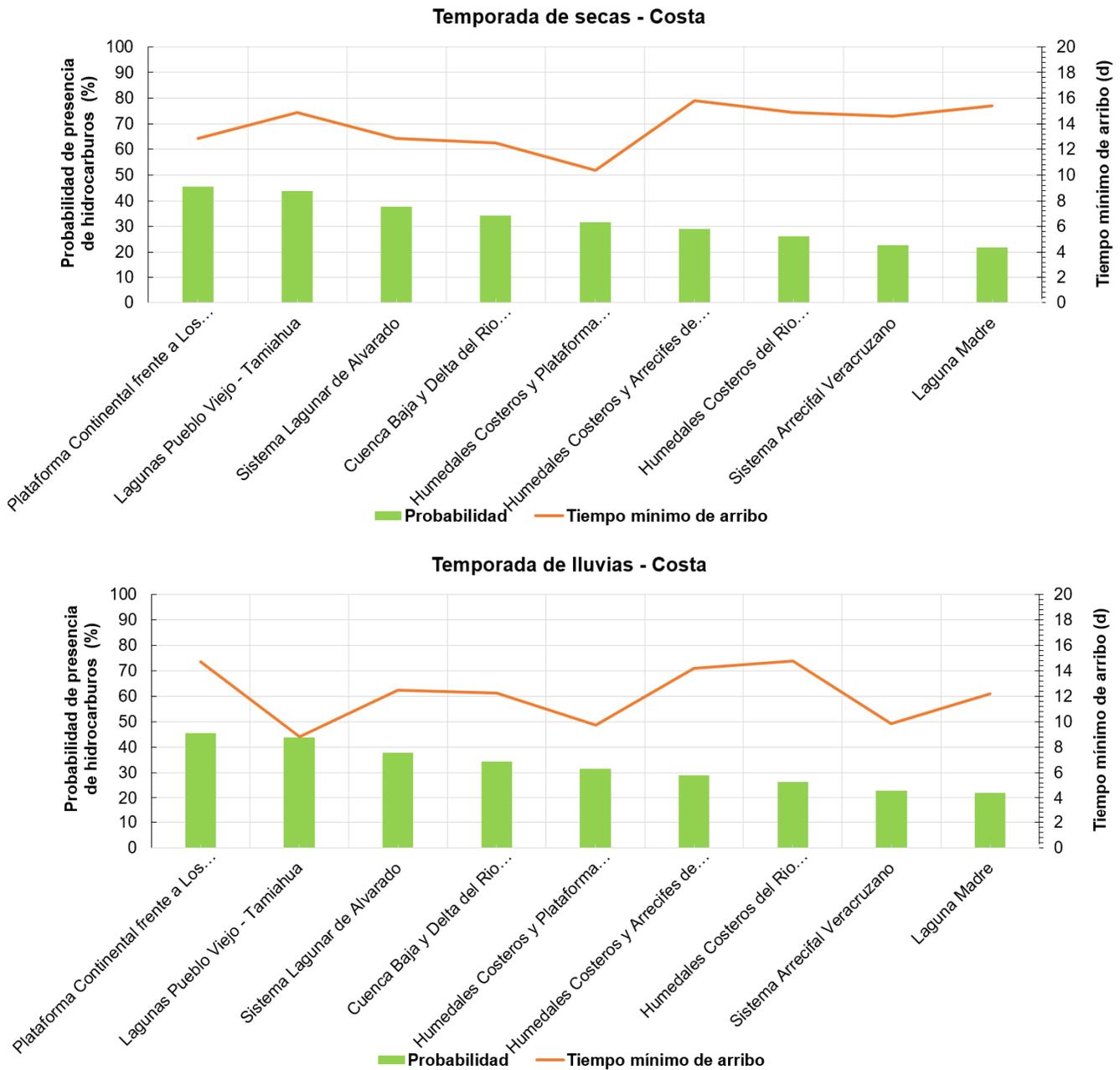


Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.

En cuanto a presencia de hidrocarburo en las costas, nueve SMP presentaron probabilidades mayores al 5% durante ambas temporadas. Los sitios con mayores probabilidades durante ambas temporadas fueron *Plataforma Continental Frente a los Tuxtlas* y *Lagunas Pueblo Viejo Tamiahua* (Figura 2-22). Todos los tiempos de arribo fueron mayores a 8 días.



Figura 2-22. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de las SMP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).



Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.

2.2.3.7 Áreas Naturales Protegidas (ANP)

2.2.3.7.1 13 días de liberación

Para este periodo de liberación, no se obtuvieron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina o en las costas de ninguna ANP, mayores al 5% de probabilidad.



2.2.3.7.2 30 días de liberación

Durante este periodo, cuatro ANP presentaron hidrocarburo en su superficie durante la temporada de secas y tres durante la temporada de lluvias. Durante la temporada de secas, el ANP *Sistema Arrecifal de Lobos-Tuxpan* y *Sistema Arrecifal Veracruzano*, presentaron las probabilidades más altas (57% y 50%, respectivamente) con tiempos de arribo de 14 días y 12 días, respectivamente. Durante la temporada de lluvias, *Sistema Arrecifal de Lobos-Tuxpan* obtuvo la probabilidad más alta (44.2%), con un tiempo de arribo aproximado de ocho días.

En cuanto a presencia de hidrocarburo en las costas, cinco ANP presentaron probabilidades mayores al 5% durante ambas temporadas. Los sitios con mayor probabilidad de presencia durante la temporada de secas fueron *Los Tuxtlas* y *Sistema Arrecifal de Lobos-Tuxpan*, con probabilidades de 45% (13 d) y 44% (15 d), respectivamente. En la temporada de lluvias, *Laguna Madre* y *Delta del Río Bravo* obtuvo un 45% de presencia de hidrocarburos en sus costas en tiempo de arribo de 14 días. Todos los tiempos de arribo en las costas de las ANP analizadas fueron mayores a 8 días.

2.2.3.8 Sitios Ramsar

2.2.3.8.1 13 días de liberación

Para este periodo de liberación, no se obtuvieron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina o en las costas de ningún sitio Ramsar, mayores al 5% de probabilidad.

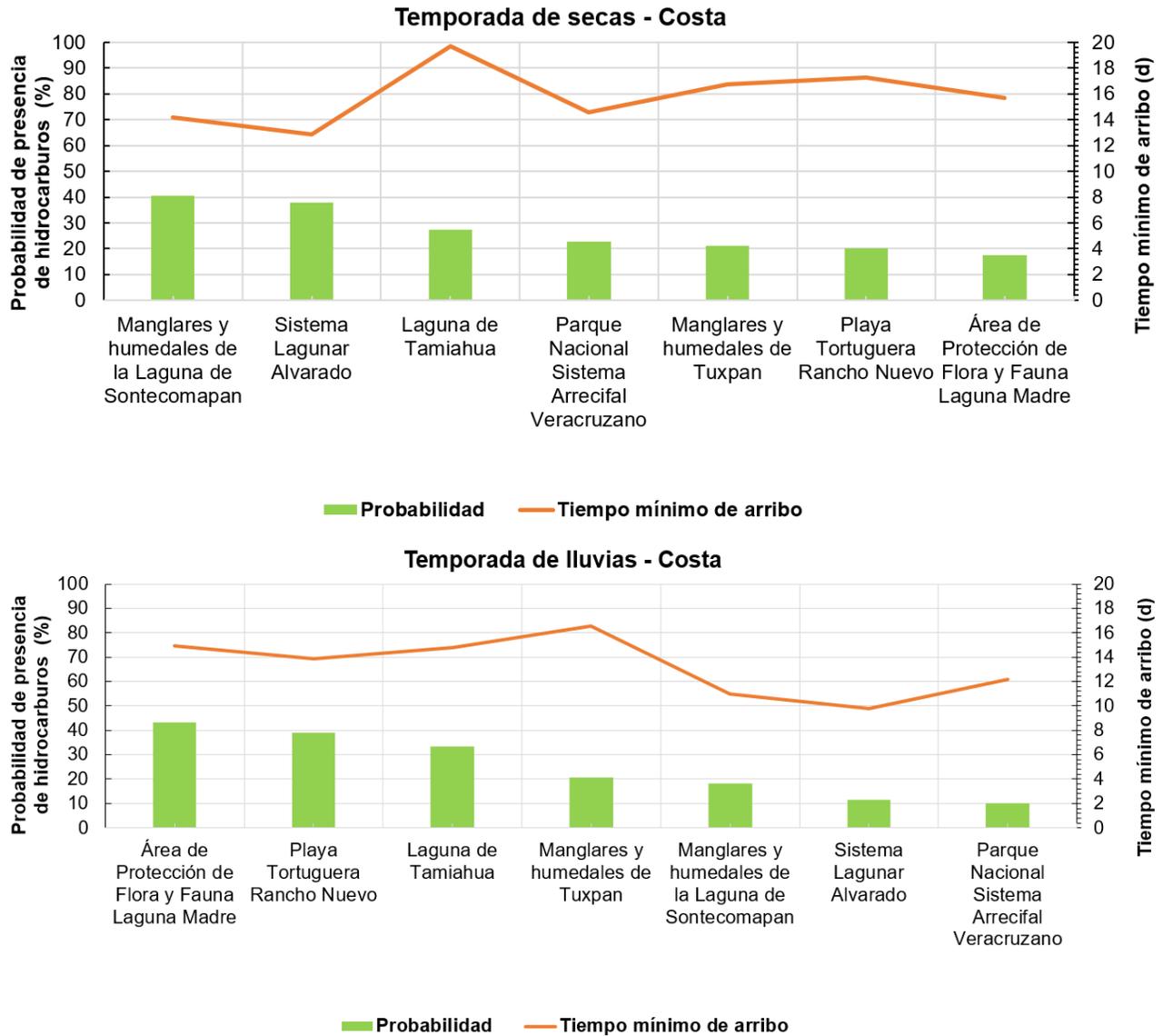
2.2.3.8.2 30 días de liberación

Tres Sitios Ramsar presentaron hidrocarburo en su superficie durante la temporada de secas y dos durante la temporada de lluvias. En ambas temporadas el sitio Ramsar *Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano* presentó las probabilidades más altas con 49% y 20% y tiempos de arribo de 12 y 9 días aproximadamente para secas y lluvias, respectivamente.

En cuanto a presencia de hidrocarburo en las costas, siete sitios Ramsar presentaron probabilidades mayores al 5% durante ambas temporadas. El sitio con mayor probabilidad de presencia fue *Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan* para secas y *Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre*, para lluvias. Ambos con tiempos de arribo de 15 días aproximadamente. El sitio con el menor tiempos de arribo fue *Sistema Laguna Alvarado* en ambas temporadas (**Figura 2-23**).



Figura 2-23. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de los Sitios Ramsar para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).



Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.

2.2.3.9 Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)

2.2.3.9.1 13 días de liberación

Para este periodo de liberación, no se obtuvieron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina ni en las costas de ninguna RHP, mayores al 5% de probabilidad.

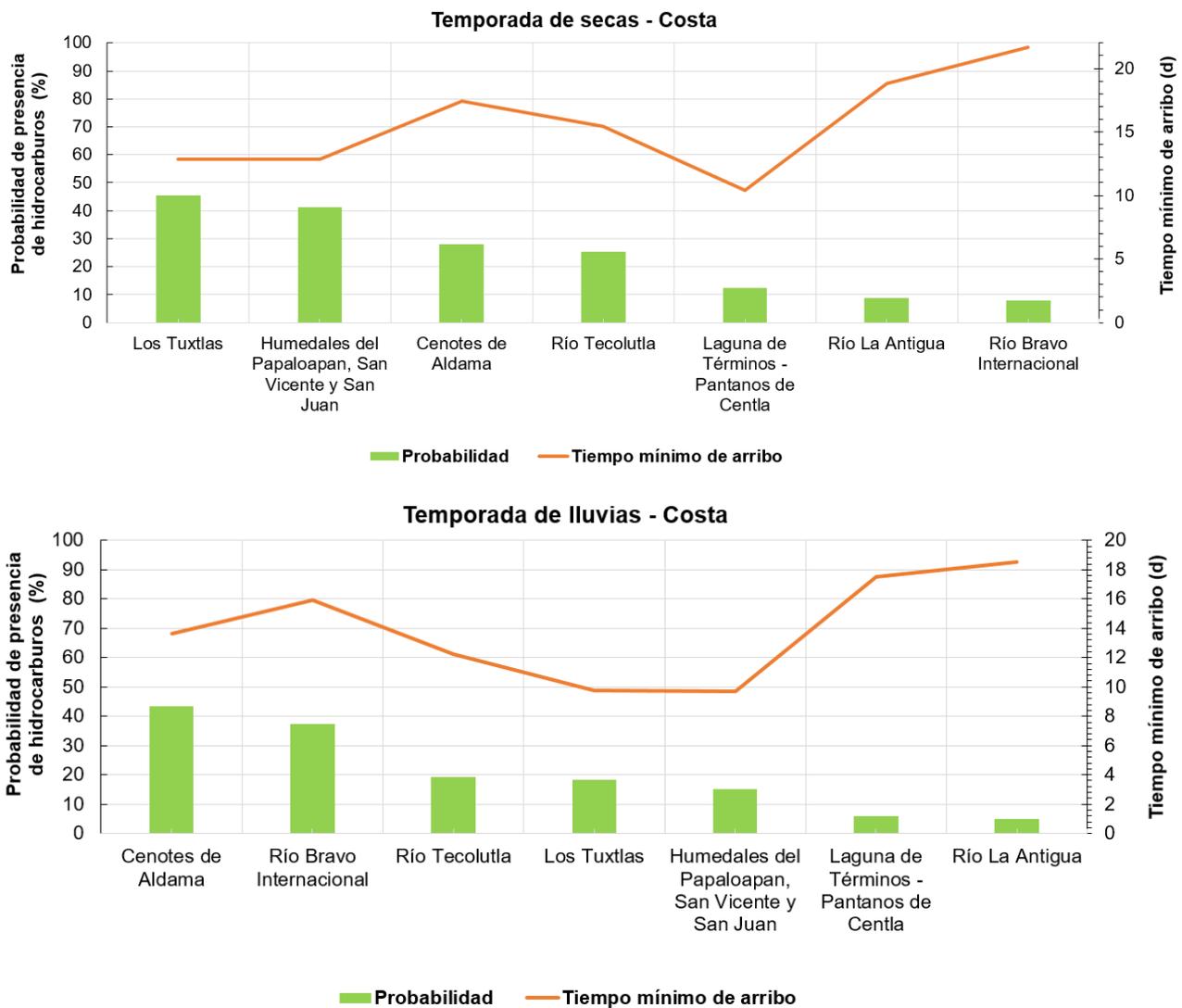


2.2.3.9.2 30 días de liberación

Durante este periodo, solo la RHP *Río Bravo Internacional* presentó hidrocarburo en su superficie durante la temporada de secas y durante la temporada de lluvias. La probabilidad de presencia en esta RHP fue mayor durante la temporada de lluvias con 43% con un tiempo de arribo de 15 días aproximadamente, mientras que, durante secas, la probabilidad disminuyó a 11% con un tiempo de 21 días.

En cuanto a presencia de hidrocarburo en las costas, siete RHP presentaron probabilidades mayores al 5% durante ambas temporadas. Los dos sitios con mayor probabilidad de presencia durante la temporada de secas fueron *Los Tuxtlas* y *Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan*, con probabilidades de 46% y 41% respectivamente, y con tiempos de arribo de 13 días aproximadamente. Durante la temporada de lluvias, *Cenotes de Aldama* obtuvo un 43% de probabilidad de presencia con un tiempo de arribo de 13 días, aproximadamente. (Figura 2-24).

Figura 2-24. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de los RHP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).



Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.



2.2.3.10 Regiones Terrestres Prioritarias (RTP)

2.2.3.10.1 13 días de liberación

Para este periodo de liberación, no se obtuvieron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina o en las costas de ninguna RTP, mayores al 5% de probabilidad.

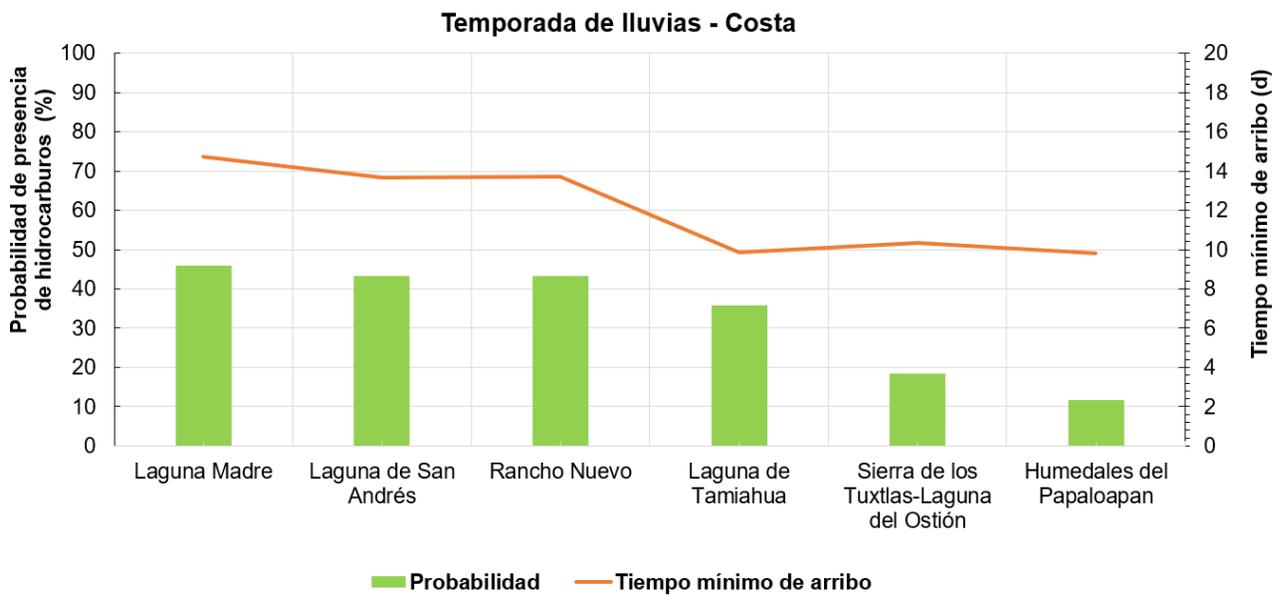
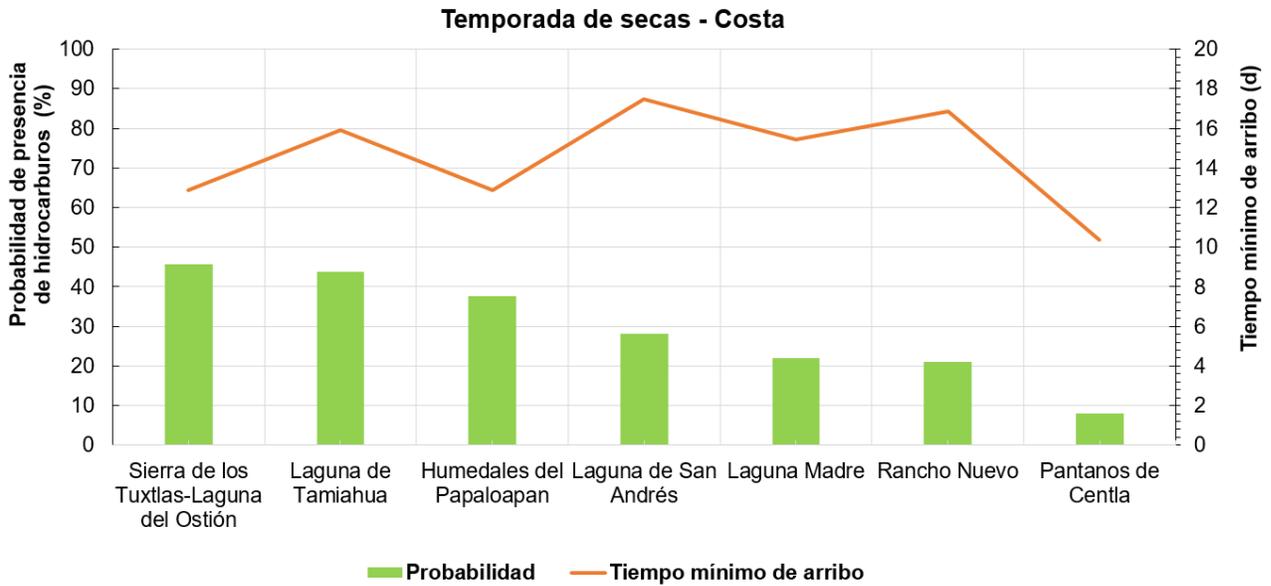
2.2.3.10.2 30 días de liberación

Para 30 días de liberación, únicamente la RTP *Laguna Madre* presentó hidrocarburo en su superficie durante la temporada de secas y durante la temporada de lluvias. La probabilidad de presencia en esta RTP fue mayor durante la temporada de lluvias con 34%, mientras que durante secas, la probabilidad disminuyó a 8%, ambos casos, con un tiempo de arribo de 16 días, aproximadamente.

En cuanto a presencia de hidrocarburo en las costas, siete RHP presentaron probabilidades mayores al 5% durante la temporada de secas y seis durante la temporada de lluvias. Los dos sitios con mayor probabilidad de presencia durante la temporada de secas fueron *Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión* y *Laguna Tamiahua* con probabilidades de 46% (13 d) y 44% (16 d), respectivamente. Durante la temporada de lluvias, *Laguna Madre*, *Laguna de San Andrés* y *Rancho Nuevo*, obtuvieron las probabilidades más elevadas de presencia en un tiempo de arribo (~40%) con 14 días de tiempo de arribo, aproximadamente. (**Figura 2-25**).



Figura 2-25. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de los RTP para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).



Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.



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

2.2.3.11.1 13 días de liberación

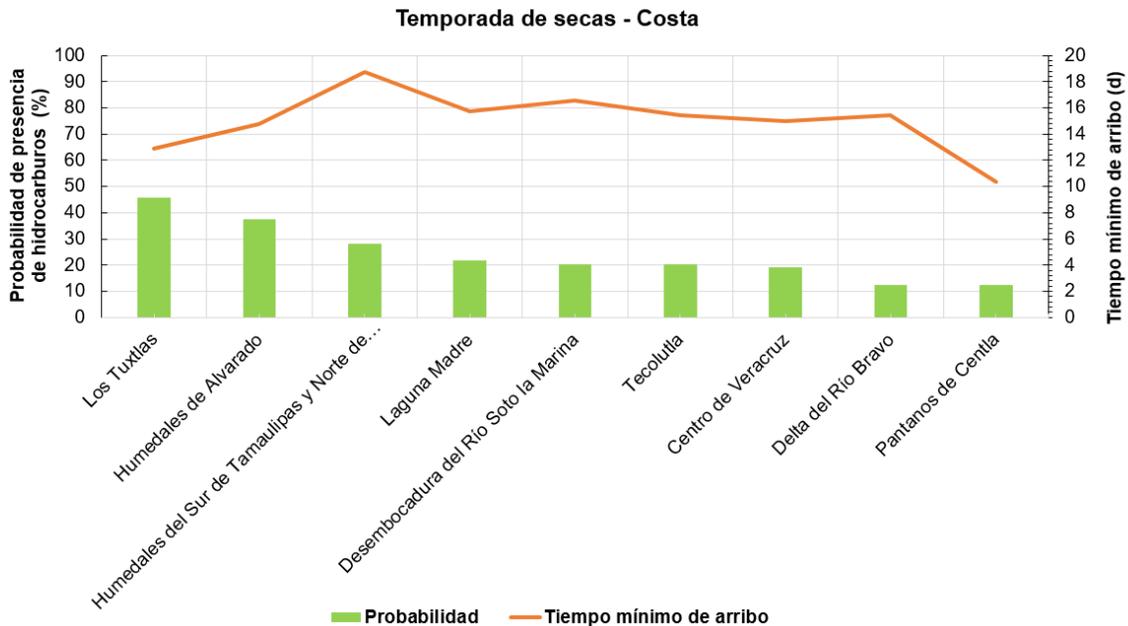
Para este periodo de liberación, no se obtuvieron resultados de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina o en las costas de ninguna AICA, mayores al 5% de probabilidad.

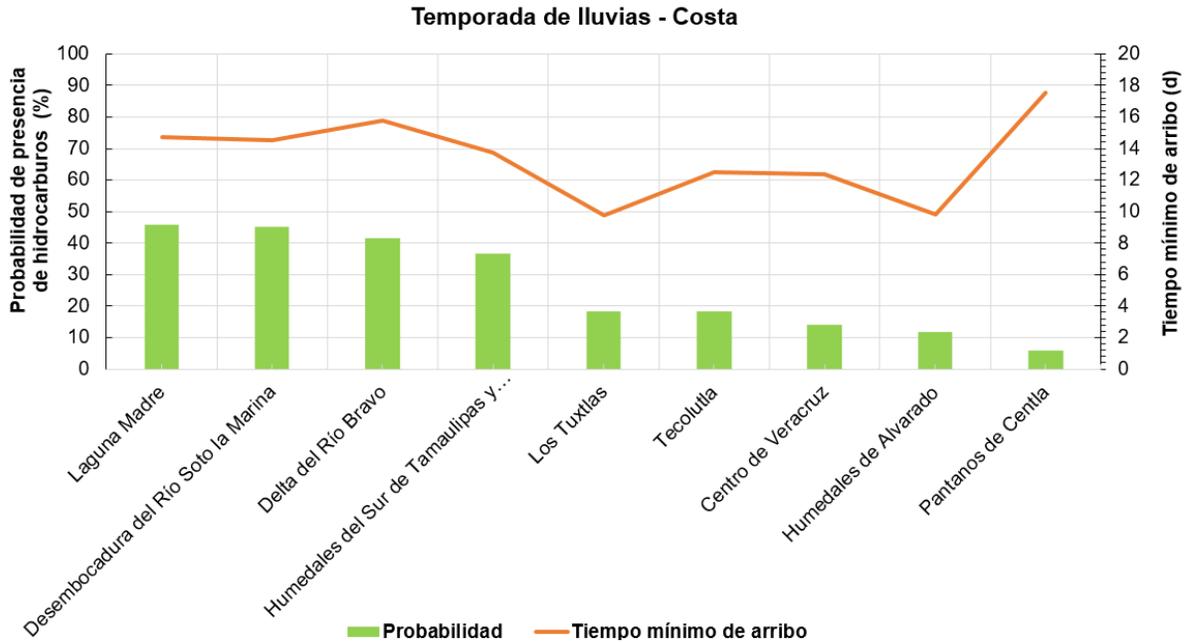
2.2.3.11.2 30 días de liberación

Para 30 días de liberación, únicamente el AICA *Laguna Madre* presentó hidrocarburo en su superficie durante la temporada de secas y durante la temporada de lluvias. La probabilidad de presencia en este AICA fue mayor durante la temporada de lluvias con 42%, mientras que durante secas, la probabilidad disminuyó a 8%, ambos casos en un tiempo de arribo de 16 días, aproximadamente.

En cuanto a presencia de hidrocarburo en las costas, nueve AICA presentaron probabilidades mayores al 5% durante la temporada de secas y lluvias. El sitio con mayor probabilidad de presencia durante la temporada de secas fueron *Los Tuxtlas*, con probabilidades de 46% y con un tiempo de arribo de 13 días. Durante la temporada de lluvias, *Laguna Madre*, *Desembocadura del Río Soto la Marina* y *Delta del Río Bravo* obtuvieron las probabilidades más elevadas de presencia en un tiempo de arribo (46% y 45%, respectivamente) con un tiempo de arribo de 15 días, aproximadamente. (Figura 2-26).

Figura 2-26. Probabilidad y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa de las AICA para 30 días de liberación durante la temporada de secas (arriba) y lluvias (abajo).





Fuente: RPS, 2021, adaptado por AECOM, 2021.

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), dispersión tóxica de H₂S 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 se describen considerando un evento catastrófico donde ocurre una descarga considerable y continua de este compuesto, ya que, es difícil conocer con precisión las cantidades liberadas durante un escenario de riesgo que pudiera desencadenar estas consecuencias y, 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 (CO₂), 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 (SO₂), metano (CH₄), 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 2-19**.



Tabla 2-19. 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 CO₂. Cuando el CO₂ 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, 2019a). En las zonas con altas concentraciones de NO_x y SO₂, se llevan a cabo procesos químicos que dan como resultado la formación de esmog 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 (HNO₃) y ácido sulfúrico (H₂SO₄) 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>
H ₂ S	<p>Este compuesto tiene un tiempo de residencia aproximado de 1.7 días, es soluble en agua y entre sus receptores se encuentran el suelo y el follaje de las plantas (ATSDR, 1998). De acuerdo con la OSHA (2005), una atmósfera de 100 ppm de H₂S se considera como inmediatamente peligroso para la vida y la salud. Una vez que se disuelve en el agua, se disociará dependiendo del pH de la misma. El H₂S también puede formar sales insolubles en agua con varios metales, tales como el cobre, zinc, níquel y hierro, que pueden estar presentes en suelos o en ambientes marinos.</p>

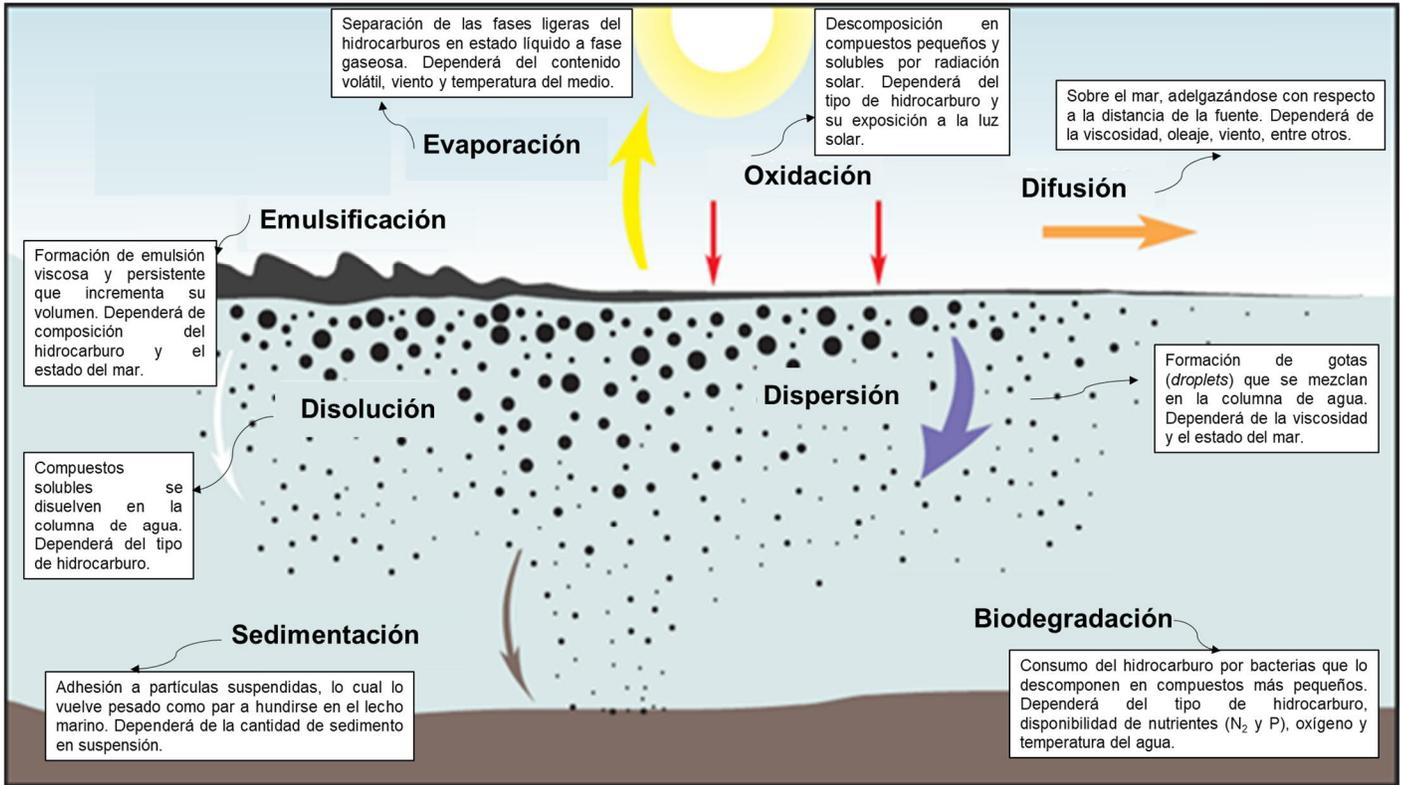
Fuente: AECOM, 2020.

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 metoceanicas, 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 2-27**.



Figura 2-27. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino.



Fuente: ITOPI, 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 ambientes costeros y corales

La composición del hidrocarburo que potencialmente pudiera arribar a las áreas sensibles identificadas en la **Sección 2.2.3.4**, en caso de una liberación no controlada, dependerá de las características del yacimiento y del proceso de intemperización. Asimismo, 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. 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 2-20**, 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. En este sentido, 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 mostrados en la **Sección 2.2**. Como se mencionó en dicha sección, las clasificaciones del tipo de playa presentadas en la **Figura 2-18**, 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 (ver **Figura 2-18**).

La descripción que se realiza a continuación comienza con las áreas sensibles más susceptibles y finaliza con las de menor susceptibilidad:

- 10D, Humedales de arbustos y manglares
- 10C, Pantanos
- Corales
- 4, Playas de arenas gruesas
- 3A, Playas de arena fina a mediana



Tabla 2-20. Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA.

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, 2020.

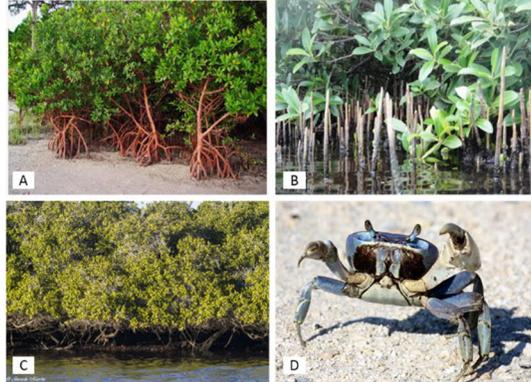
Humedales de arbustos y manglares (ESI 10D)

Los manglares son hábitats productivos y biológicamente diversos en las costas de los trópicos y sub-trópicos. 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 importancia se destacan la zona del **Río Tecolutla**. La región de Tecolutla posee 672 ha de manglar, por lo cual, presenta varias designaciones, entre las que se encuentran: RMP (67% del sitio del manglar), RHP (81% de cobertura del manglar) y AICA (4% del sitio del manglar). La región, es considerada como un sitio de manglar con relevancia biológica y necesidades de rehabilitación ecológica. Se clasifica como ámbito marino-costero de sistema estuarino con subsistema intermareal de clase humedal arbóreo. Este sitio es hogar de especies de manglar, tales como: *Rhizophora mangle*, *Avicennia germinans*, *Laguncularia racemosa*; tular y vegetación halófila, así como *Cardiosoma guanhumi* (cangrejo azul), el cual está considerado como una especie protegida, *Iguana iguana* (iguana verde), *Lepidochelys kempii* (tortuga lora), *Crocodylus acutus* (cocodrilo de río), *Lepisosteus osseus* (pejelagarto o catán), *Enhydra lutris* (nutria), *Geothlypis flavovelata* (mascarita de Altamira). Además de estas especies, la zona presenta endemismos o especies bajo alguna categoría de protección: tales como *R. mangle* (mangle rojo), *A. germinans* (mangle negro) y *L. racemosa* (mangle blanco; **Imagen 2-1**; López-Portillo, et al., 2009).



Imagen 2-1. A: Mangle rojo (*Rhizophora mangle*), B: Mangle negro (*Avicennia germinans*), C: Mangle blanco (*Laguncularia racemosa*), D: Cangrejo azul (*Cardiosoma guanhumí*).

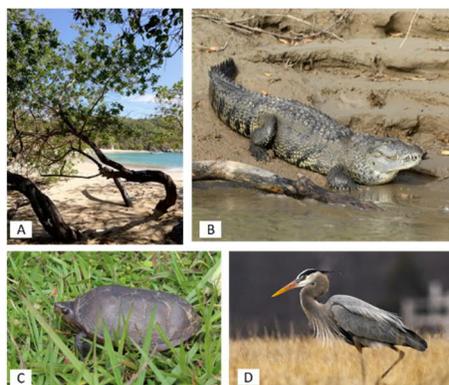


Fuente: CONABIO, 2021.

Los **Humedales Costeros del Río Tecolutla - Bajos del Negro**, corresponden a una zona con vegetación de manglar-tular con alta integridad ecológica, es decir, la zona se encuentra muy próxima a su estado natural. Este ambiente también presentó probabilidad de presencia de hidrocarburo en sus costas. Cabe señalar que la superficie de esta zona tiene un traslape del 83.14% con la **RMP Río Tecolutla**, por lo tanto, las características que se presentaron con anterioridad son similares a las de esta área. Entre los aspectos importantes a resaltar se encuentran que es zona de crianza de peces y tiburones, zona de reproducción y alimentación de tortugas, además de albergar poblaciones de aves residentes acuáticas, sitios de hibernación y paso de aves migratorias, principalmente acuáticas (Arriaga-Cabrera, 1998).

Otra área sensible que presentó altas probabilidades de presencia de hidrocarburos en sus costas es el sitio **Ramsar Manglares y Humedales de Tuxpan**, este sitio corresponde al límite norte de un manglar bien estructurado, mejor conservado y es el más grande que aún queda al norte del Papaloapan. Cuenta con las cuatro especies de mangle de México, mismas que se encuentran en la categoría de Protección Especial: mangle rojo (*Rhizophora mangle*), mangle negro (*Avicennia germinans*), mangle blanco (*Laguncularia racemosa*) y mangle botoncillo (*Conocarpus erectus*). Las especies de fauna bajo protección especial en la NOM-059-SEMARNAT-2001 incluyen a la serpiente zolcuete o cantil (*Agkistrodon bilineatus*), también de CITES a la garza morena (*Ardea herodias*); el cocodrilo de pantano (*Crocodylus moreletii*), la tortuga casquito pecho quebrado (*Kinosternon herreraí*); la cigüeña americana (*Mycteria americana*) y la oropéndola Moctezuma (*Psarocolius montezuma*) (Imagen 2-2; Ramsar, 2005).

Imagen 2-2. A: mangle botoncillo (*Conocarpus erectus*), B: cocodrilo de pantano (*Crocodylus moreletii*), C: tortuga casquito pecho quebrado (*Kinosternon herreraí*), D: garza morena (*Ardea herodias*).



Fuente: CONABIO, 2021.



Los **Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan** que posee la designación de sitio Ramsar, se ubica en la costa del Golfo de México, región de Los Tuxtlas, específicamente en la Reserva de la Biosfera Los Tuxtlas (CONABIO, 2000). Presenta una gran diversidad de especies y de endemismos. Actualmente el manglar cubre unas 523 ha, cuenta con tres de los cuatro mangles de México y alberga 30 de las 48 especies de decápodos reportados en Los Tuxtlas. Sus manglares son importantes por su extensión y porque proporcionan un hábitat, lugar de reproducción, alimentación o crecimiento a muchas especies marinas. La zona tiene registradas 60 especies marinas donde destacan las familias Engraulidae (3 spp), Clupeidae (3 spp), Ariidae (3 spp), Mugilidae (5 spp), Belonidae (3 spp), Centropomidae (5 spp), Carangidae (8 spp), Gerreidae (8 spp) y Sciaenidae (6 spp) (Ramsar, 2003). Posee 4 moluscos acuáticos continentales endémicos: *Pachychilus turatii*, *Nerita fulgurans*, *Neritina punctulata*, *Theodoxus reclinatus* (**Imagen 2-3**).

Imagen 2-3. Nerite (*Nerita fulgurans*).



Fuente: CONABIO, 2021.

Los **Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan** corresponden a un humedal de ámbito marino-costero de sistema estuarino con subsistema intermareal de clase humedal arbóreo. Los tipos de vegetación característicos son las dunas costeras, la vegetación hidrófita y la selva baja inundable. Alberga las cuatro especies de manglar en México (*Rhizophora mangle*, *Avicennia germinans*, *Laguncularia racemosa* y *Conocarpus erectus*) que se encuentran bajo la categoría de “amenazadas” en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010. Y entre los aspectos económicos, se encuentran las pesquerías de langostinos *Macrobrachium acanthurus* y *M. carcinus* (**Imagen 2-4**).

Imagen 2-4. Langostino prieto (*Macrobrachium acanthurus*) izquierda y Acamaya (*Macrobrachium carcinus*), derecha.



Fuente: CONABIO, 2021.

La **Laguna Tamiahua** es la tercera laguna costera más grande de México, posee una longitud de 85 km, corresponde al límite norte de un manglar extenso y bien estructurado, el manglar ocupa el 21% de la zona y presenta vegetación halófila densa dominada por mangle, zonas costeras, estuarinas y fangosas. Posee una zona de playa importante para el desove de tortuga y es el límite boreal de varias especies típicas de este bioma. En este sitio, se encuentran las cuatro especies de mangle registradas en México, además de ser una de las lagunas más ricas en especies de peces, de las cuales se reportan aproximadamente 120 especies. Es hábitat de estadios juveniles, peces pelágicos, litorales, moluscos, crustáceos, tales como el camarón café o *Penaeus aztecus* y el camarón blanco del Golfo o *Penaeus setiferus* (**Imagen 2-5**), equinodermos, anélidos y bivalvos (Ramsar, 2005).



En lo que respecta a la zona de **Pueblo Viejo-Tamiahua**, ocupa el noveno lugar (de trece sistemas costeros) en cuanto a una riqueza específica íctica. Posee diferentes ecosistemas que le permiten tener una elevada riqueza de hábitats, tales como laguna, manglar y vegetación acuática, playas, arrecifes, dunas coteras, marismas, esteros y pantanos. Es considerada de importancia para la reproducción de bivalvos, peces y es zona de anidación, migración y reproducción de tortugas, aves y peces como el pez sierra y el atún.

Imagen 2-5. Camarón café (*Penaeus aztecus*) izquierda y camarón blanco del Golfo (*Penaeus setiferus*) derecha.



Fuente: CONABIO, 2021.

La región de **Los Tuxtlas** posee las designaciones de RMP, RHP, ANP y AICA (Conanp-Semarnat, 2006). Resalta por su complejidad ecológica y geológica (CEMDA, 2017). Los principales tipos de vegetación son selva baja inundable, manglar, popal, tular, vegetación acuática y subacuática. De la flora característica, destacan los manglares *Avicennia germinans*, *Laguncularia racemosa* y *Rhizophora mangle* (CONABIO, 2017), los cuales, constituyen uno de los reductos de este tipo de vegetación en el Golfo de México.

La ictiofauna marina comprende una alta diversidad de especies y representa un 73% del total, con 63 géneros y 33 familias. De acuerdo con la NOM-059-SEMARNAT-2001, la zona cuenta con el juil descolorido (*Rhamdia guatemalensis*), que se encuentra como especie en protección especial, guayacón olmeca (*Priapella olmecae*) como amenazada y espada de Catemaco (*Xiphophorus milleri*) en peligro de extinción (**Imagen 2-6**; DOF, 2009). En cuanto al aspecto económico, la región es zona de pesca de peces, moluscos, almejas, cacuil y acociles en el Lago de Catemaco (CONABIO, 2017).

Imagen 2-6. Juil descolorido (*Rhamdia guatemalensis*) izquierda y guayacón olmeca (*Priapella olmecae*) derecha.



Fuente: CONABIO, 2021.

La zona de la **Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión** posee un ámbito marino-costero de sistema estuarino con subsistema intermareal de clase humedal arbóreo, alberga a las especies de manglar, Mangle rojo (*Rhizophora mangle*), Mangle negro (*Avicennia germinans*), Mangle blanco (*Laguncularia racemosa*) y Mangle botoncillo (*Conocarpus erectus*), que se encuentran bajo la categoría de amenazadas. El manglar, también ofrece refugio para especies como el cangrejo peludo (*Pilumnus townsendi*; **Imagen 2-7**) y el cangrejo azul (Dirzo y García, 1992).



Imagen 2-7. Cangrejo peludo (*Pilumnus townsendi*).



Fuente: CONABIO, 2021.

Pantanos (10C)

Los **Pantanos de Centla-Laguna de Términos** obtuvieron probabilidades altas de presencia de hidrocarburos. Esta zona corresponde a un conjunto de lagunas, playas, dunas, pastos marinos, esteros e islas, y representan el aporte hídrico más importante en México, del continente a la costa y a la Sonda de Campeche. Posee una vasta biodiversidad de especies de moluscos, poliquetos, crustáceos, insectos, peces, reptiles, aves, mamíferos marinos y algas, con vegetación de manglar, selva mediana inundable, selva alta, popales, tulares, carrizales, palmar inundable y matorral espinoso inundable. Posee dos especies endémicas de peces Agujón maya (*Strongylura hubbsi*) y el sapo mexicano (*Batrachoides goldmani*; **Imagen 2-8**). Además, funciona como zona de refugio, alimentación y reproducción de tortugas, aves, peces, crustáceos, manatí, otros mamíferos e invertebrados.

Imagen 2-8. Agujón maya (*Strongylura hubbsi*) izquierda y sapo mexicano (*Batrachoides goldmani*) derecha.



Fuente: CONABIO, 2021.

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.

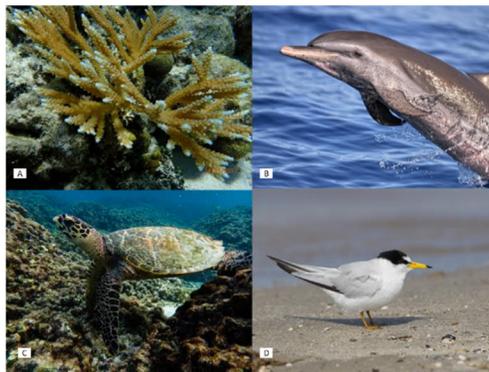
Entre los sitios que presentaron altas probabilidades de presencia de hidrocarburos en sus costas y además se caracterizan por la presencia de arrecifes coralinos, se encuentran el **Sistema Arrecifal de Lobos-Tuxpan**, los **Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan** y la **Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas (Imagen 2-9)**. Todos ellos, forman parte de uno de los grupos de arrecifes más grandes de la parte norte del Golfo de México y son de los pocos arrecifes en el mundo con sistemas sumamente complejos en aguas relativamente turbias (CONABIO, s/f).

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*),

Los **Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan** están ubicados a 50 km de distancia del Arrecife Lobos. Posee una diversidad de 25 especies de moluscos, más de 60 especies de crustáceos, más de 100 especies de algas y aproximadamente 250 especies de peces. A pesar de que los arrecifes se encuentran en un estado de salud intermedio, la zona cuenta con 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).

La **Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas** posee condiciones que le permiten una vasta riqueza de hábitats, tales como lagunas costeras, humedales, dunas y arrecifes. La zona se caracteriza por ser principalmente una zona de reproducción de peces y por poseer una elevada riqueza taxonómica de fitoplancton, zooplancton, crustáceos y peces. Además de contar con especies clave de corales y pastos marinos. Las características de la zona, son similares a las detalladas para la región de los Tuxtlas, ya que tiene un 86.39% de traslape con dicha región (Arriaga-Cabrera *et al.*, 1998).

Imagen 2-9. 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.



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 los ambientes costeros. Este tipo de playas está formada 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, 2019). 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 (EPA, 1979).

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 (EPA, 1979). Sin embargo, algunas playas pueden albergar huevos de tortugas marinas o ser importantes lugares de anidación para las aves (EPA, 1999), por lo cual obtienen una clasificación ESI 3A y 4.

En la **Imagen 2-10**, **Imagen 2-11** e **Imagen 2-12** se muestra un ejemplo de la zonas de playas de arena de grano fino o grueso que funcionan como protección para las áreas sensibles (manglar, laguna) del Río Tecolutla, Laguna Madre y Laguna de Tamiahua, respectivamente.

Imagen 2-10. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles del Río Tecolutla.



Fuente: Earth Google, 2021.

Imagen 2-11. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles de la Laguna Madre.



Fuente: Earth Google, 2021.



Imagen 2-12. Playas de arena de grano fino o grueso de las áreas sensibles de la Laguna de Tamiahua.



Fuente: Earth Google, 2021.

2.3.2.2 Efectos en pesquerías

Debido a la ubicación del Pozo Aluk 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**).

Según el Anuario Estadístico de la Comisión Nacional de Acuacultura y Pesca (CONAPESCA) de 2017, se reportó la presencia de 312 embarcaciones camaroneras para la pesca de altura en el Golfo de México. De estos buques, 169 pertenecen al estado de Tamaulipas y 37 pertenecen al estado de Veracruz, operando principalmente entre 14 km y 28 km de la costa a profundidades que van desde los 29 m a los 46 m. Según las entrevistas a pescadores y las visitas a los Puertos de Tampico y Tuxpan realizadas como parte de la EvIS para el Proyecto, las especies comerciales más importantes en el Área de Estudio (Tampico/Tuxpan) fueron el huachinango del Golfo, lisa blanca, bagre bandera, camarón de agua dulce y caracol burro. Los efectos típicos en pesquerías y granjas acuícolas se muestran en la **Tabla 2-21**.



Tabla 2-21. Efectos típicos de los hidrocarburos en pesquerías y granjas acuícolas.

Impacto	Receptor	Consecuencia
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
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: ITOPI, 2004; adaptado por AECOM, 2020.

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 sub-letales 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

La información específica de los peces y las pesquerías en la Cuenca Salina es limitada en la literatura. De las 1,443 especies de peces de escama que se encuentran en el Golfo de México, sólo el 4.6% son endémicas y el 3% se puede encontrar en la región sur del mismo y, por lo tanto, en el Área Contractual. Es importante mencionar que el área potencialmente afectada por una liberación no controlada de hidrocarburos incluye las aguas profundas del Área Contractual hasta las áreas someras de la costa y una variedad de diferentes tipos de costa (**Sección 2.3.2.1**).

Varias especies batipelágicas, batidemersales, bentopelágicas, y oceánicas-pelágicas tienen el potencial de ocurrir dentro del Área Contractual. Si bien solo hay ocho especies de peces en México con estatus de protección bajo la NOM-059-SEMARNAT-2010, tres de esas especies, tiburón peregrino (*Cetorhinus maximus*), tiburón blanco (*Carcharodon carcharias*) y tiburón ballena (*Rhincodon typus*) podrían presentarse dentro del Área Contractual. El grupo de peces observado con mayor frecuencia durante la campaña del Estudio de LBA durante julio de 2018 fue el pez volador (especies y números desconocidos). El Capítulo 4 de la MIA considera las especies de peces presentes a detalle.

Tortugas

En el Golfo de México se han registrado cinco especies de tortugas marinas (Spotila, 2004; Valverde y Rouse, 2017): tortuga laúd (*Dermodochelys coriacea*), tortuga caguama (*Caretta caretta*), tortuga carey (*Eretmodochelys imbricata*), tortuga lora (*Lepidochelys kempii*) y tortuga verde (*Chelonia mydas*). Estas cinco especies, se encuentran en hábitats costeros y mar adentro en el Golfo de México, incluyendo el sur del Golfo y el Área Contractual. El Área Contractual no se encuentra cerca de ningún sitio sensible de anidación y no se traslapa con la plataforma continental, en donde se ha reportado que las tortugas son comunes, sin embargo, sí se encuentra dentro del área de migración de las especies mencionadas. A pesar de esto no se observaron tortugas dentro del Área Contractual durante el Estudio de LBA.

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. Otras fuentes de alimento para las especies presentes cerca del Área Contractual incluyen algas, pastos marinos, esponjas, medusas, tunicados, ascidias, langostas, erizos, caracoles de mar, algas, cangrejos, peces, ctenóforos, camarones y una variedad de moluscos (González-Carman *et al.*, 2014). 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-Ortiz *et al.*, 2004; N. Ward y Moscrop, 1999). Sin embargo, no se observaron mamíferos dentro del Área Contractual durante el Estudio de LBA. 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 la Cuenca Salina o cerca del Área Contractual (como se observó durante el trabajo de campo). Las aves terrestres y acuáticas tienden a presentar afinidad costera y, por lo tanto, no se espera que se encuentren normalmente en el Área Contractual; sin embargo, muchas de ellas migran a través del Golfo dos veces al año y podrían llegar a cruzar el Área Contractual en ese momento.

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 tres 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.

Comunidades asociadas a montículos de asfalto

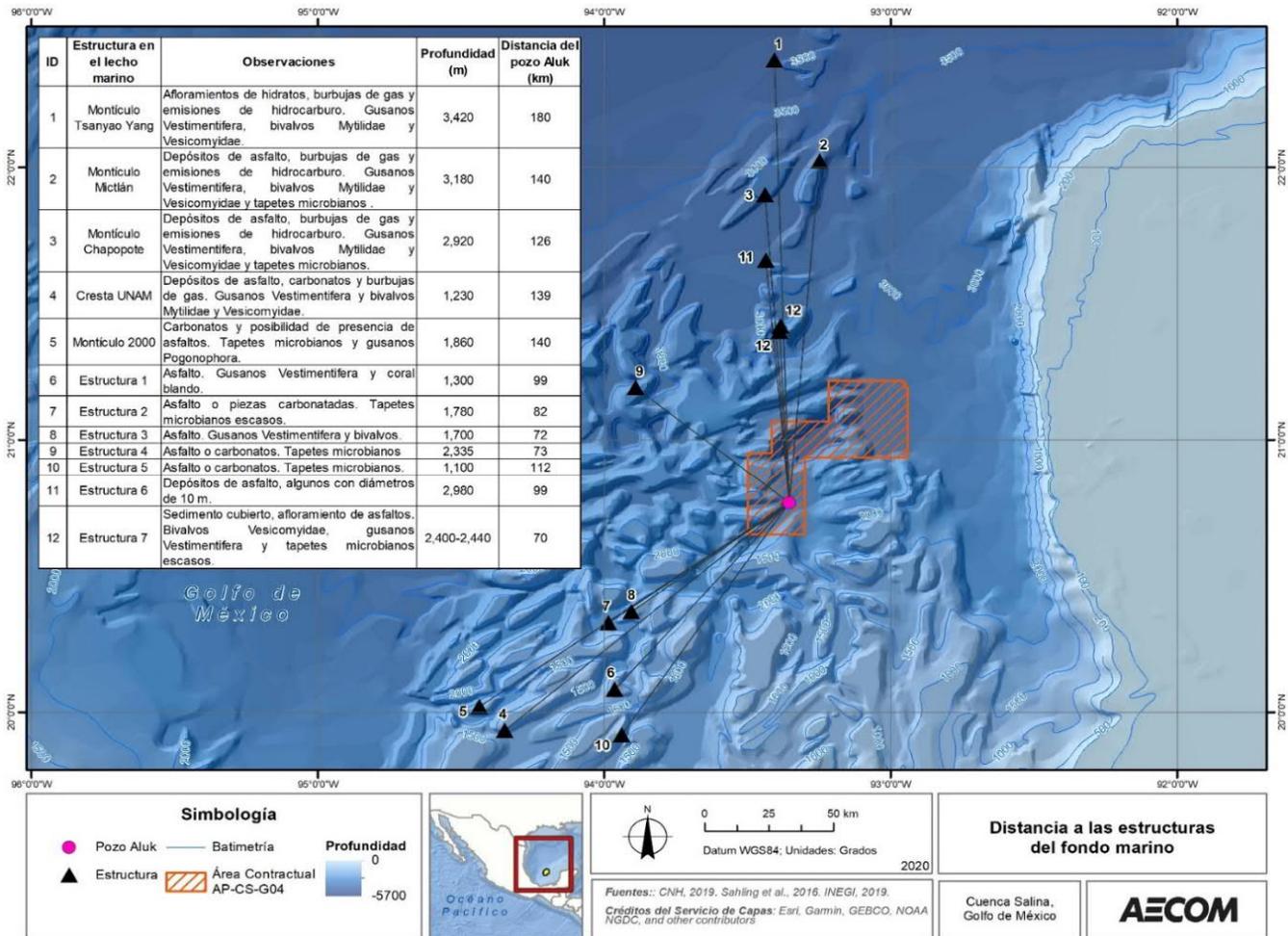
El Área Contractual se encuentra ubicada en una zona activa de emanaciones naturales de hidrocarburos líquidos o gaseosos, así como depósitos de asfalto, los cuales son característicos de la zona de los Montículos de Campeche al sur del Golfo de México (Sahling *et al.*, 2016) y son cercanos al sitio de perforación del Pozo Aluk. Estas emanaciones se deben a las características geológicas de la zona, donde el movimiento de sal, fallas u otro tipo de actividad tectónica, crea conductos que atraviesan diferentes sedimentos por donde el hidrocarburo emana de un “yacimiento madre” (Kennicutt, 2017).

Como se observa en la **Figura 2-28**, la presencia de depósitos de asfaltos en el Área Contractual es probable. Durante el Estudio de LBA, se registró una estación de muestreo al sur del Área Contractual con altas concentraciones de Hidrocarburos Totales de Petróleo (HTP) e hidrocarburos saturados, en comparación con el resto de las estaciones. Además, Ward (2017) observó emanaciones de petróleo cerca de dicha estación. Por lo tanto, es posible decir que las elevadas concentraciones de HTP podrían estar ligadas a emanaciones del lecho marino que liberan hidrocarburos. También es probable que el flujo de las emanaciones sea bajo ya que no se observaron manchas de hidrocarburos en la superficie del mar durante los trabajos del Estudio de LBA. Sin embargo, es importante mencionar que esta región de la Cuenca Salina presenta actualmente actividades de perforación activas relacionadas con el sector hidrocarburos (ver Sección 4.2.1.5.1.2.2 de la MIA).

Estas formaciones constituyen una importante fuente de energía por lo cual son capaces de sostener comunidades microbianas y faunísticas bentónicas, con tamaños de población que podrían superar en varios órdenes de magnitud a los encontrados en los sedimentos marinos circundantes (Teske y Carvalho, 2020). Con el tiempo, la complejidad de la simbiosis y la diversidad presente en esos ambientes aumenta, comenzando por comunidades quimiosintéticas (tapetes microbianos y gusanos tubícolas vestimentíferos) hasta presentar organismos heterotróficos más complejos, como macrofauna (crustáceos, esponjas o gasterópodos), los cuales pueden verse afectados en caso de un incidente de reventón de pozo, ya que los resultados del modelo mostraron probabilidades de presencia de hidrocarburo en estos ambientes, como fue el caso del *SPM Volcán Submarino Chapopote* (ver **Sección 2.2.3.6 Sitios Prioritarios Marinos (SPM)**).



Figura 2-28. Estructuras geológicas cercanas al Área Contractual.



Fuente: AECOM, 2020 adaptado de Sahling et al., 2016.

A pesar de que durante los trabajos de campo del Estudio de LBA, no se observaron comunidades quimiosintéticas, Sahling *et al.* (2016), identificaron la presencia de tapetes de bacterias en una estructura de asfalto ubicada al norte del Área Contractual, así como la presencia de gusanos tubícolas vestimentíferos (ver **Sección 4.2.2.3.1.4 de la MIA**) los cuales también pudieran verse afectados en caso de un incidente de reventón. Las bacterias de este tipo son la base de la cadena alimenticia en emanaciones de asfalto en el lecho marino (**Imagen 2-13**); estas, utilizan la energía obtenida de los depósitos para fijar carbono inorgánico y sintetizar compuestos orgánicos de carbono, que son posteriormente utilizados por animales o microorganismos heterotróficos. Por otra parte, los gusanos vestimentíferos (**Imagen 2-13**) proporcionan estructura física en el medio creando hábitats óptimos para otras especies.



Imagen 2-13. Tapetes microbianos (izquierda) y Gusanos Vestimentifera (derecha)



Nota: El color naranja muestra la presencia de bacterias oxidantes de azufre (izquierda).

Fuente: Boetius, 2005.

Las posibles afectaciones a este tipo de comunidades, debidas a un potencial reventón de pozo, están asociadas con el depletamiento de oxígeno disuelto que es utilizado por las bacterias para realizar la sulfo-oxidación del sulfuro de hidrógeno en azufre elemental (Fisher *et al.*, 2016). De manera que, al verse afectadas, habría afectaciones indirectas en otros organismos heterotróficos, ya que estas bacterias constituyen la base de la cadena alimenticia en estos ambientes.

Según lo analizado por Sahling *et al.* (2016), uno de los montículos de asfalto cercanos al Área Contractual se encuentra habitado por moluscos bivalvos incluyendo *Bathymodiolus heckerae* y *B. brooksi*. Estos moluscos, son invertebrados sésiles, comunes de encontrar en este tipo de hábitats por su relación simbiótica con distintos microorganismos. Muchos de ellos proporcionan sitios para que bacterias los habiten mientras toman pasivamente el metano que se encuentra disuelto en el agua (Kennicutt, 2017).

En general, los moluscos al tener cuerpo blando tienen una facilidad particular para absorber hidrocarburos y así acumularlos en sus tejidos. Se han descrito efectos subletales sobre sus tejidos, su reproducción y su crecimiento, pero una vez que el hidrocarburo ha sido depurado de su sistema (en un periodo de meses para los de metabolismo rápido) por lo general sobreviven (IPIECA-IOGP, 2015). Específicamente, los bivalvos (**Imagen 2-14**) pueden presentar alteraciones bioenergéticas y de crecimiento después de la exposición a los hidrocarburos aromáticos presentes en el petróleo (Transportation Research Board and National Research Council., 2003) debido a su baja capacidad de metabolización de estos compuestos.

Imagen 2-14. Bivalvo *Bathymodiolus brooksi*.



Fuente: Boetius, 2005.

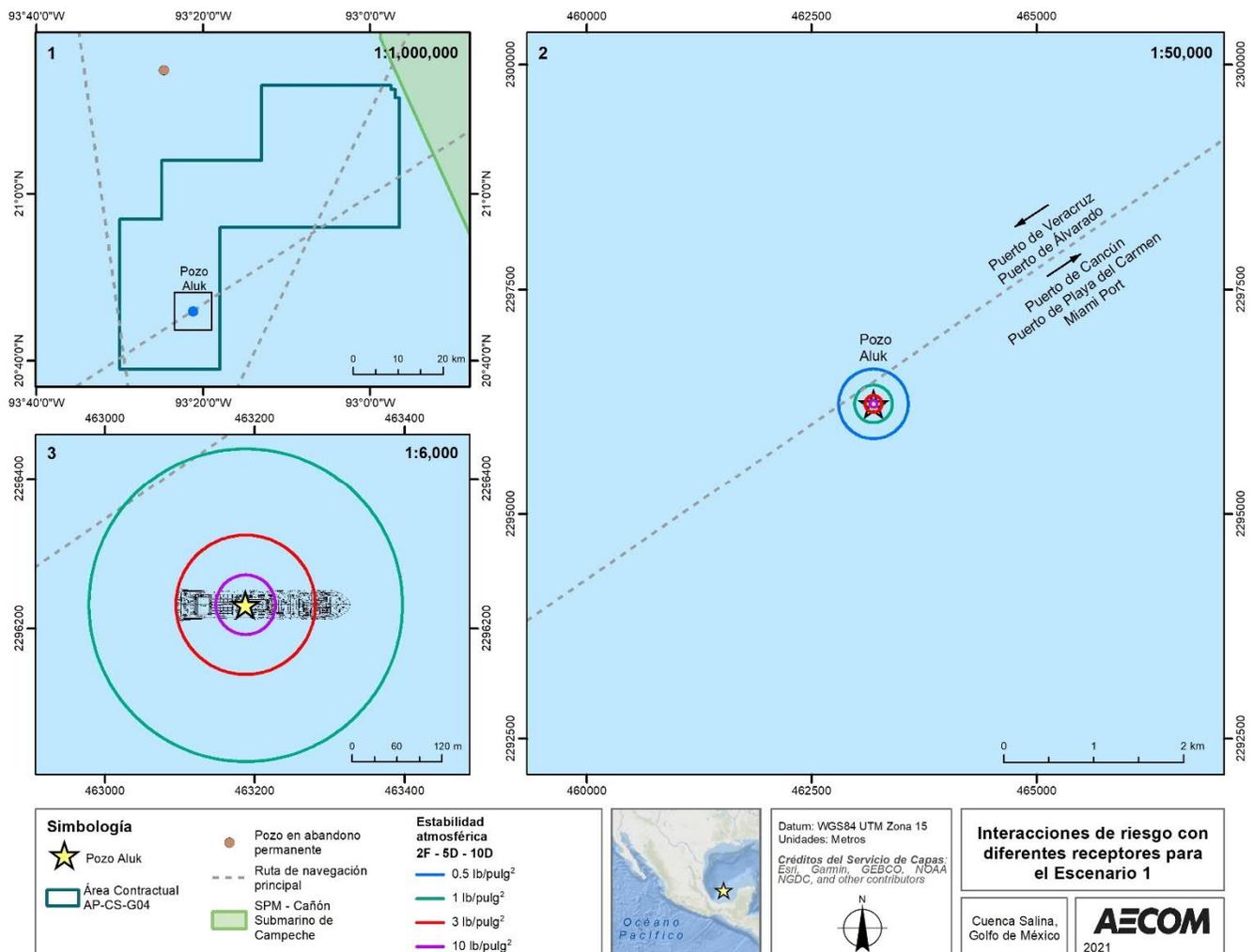


2.4 Interacciones de riesgo con otras instalaciones

Debido a que no se tiene registro de infraestructura asociada con actividades del sector hidrocarburos realizadas en el pasado 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.

En la **Figura 2-29** se muestran los radios de la explosión por un descontrol de pozo. La sobrepresión resultante de la explosión no tiene interacciones con ningún poblado o área sensible, sin embargo, la ruta de navegación con dirección hacia los puertos de Veracruz y Alvarado - Puerto de Cancún, Puerto de Playa del Carmen y Miami Port, que atraviesa el Área Contractual, podría ser alcanzada por la zona de alto riesgo (1 lb/pulg²). Como se mencionó en la **Sección 2.1.4.1**, bajo este umbral de presión se esperan daños leves a las instalaciones o a las personas que circulen a través de esta ruta durante la explosión. No obstante, para llevar a cabo las actividades del Proyecto, se establecerá un radio de seguridad de 2,500 m (SEMAR, 2017), y se pondrá especial atención con las embarcaciones que circulen por esta ruta. En la **Tabla 2-22** se muestran la descripción de los posibles receptores para E1.

Figura 2-29. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de explosión del Pozo Aluk.



Fuente: AECOM, 2020.



Tabla 2-22. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E1.

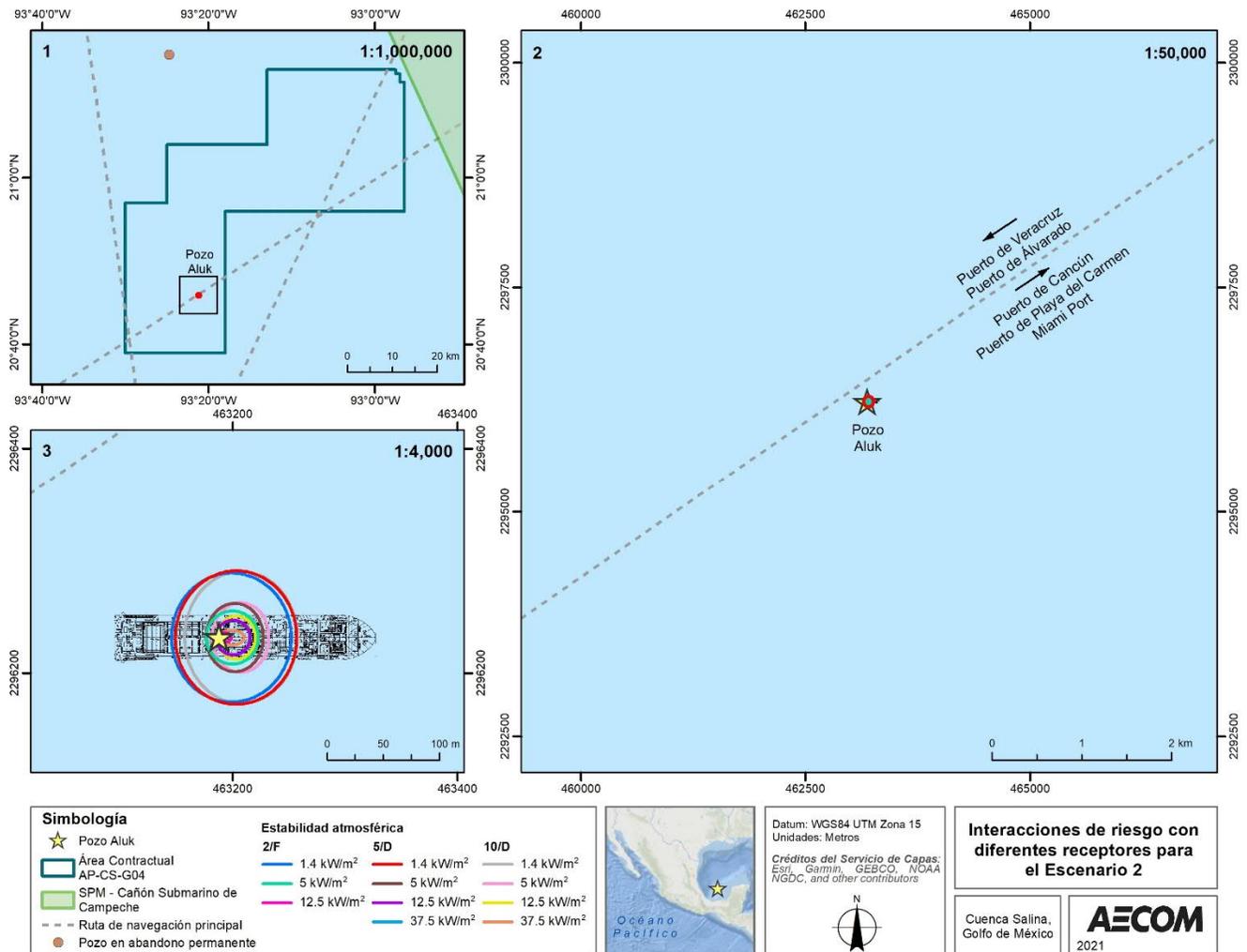
Escenario:	E1	Tipo de evento:	Sobrepresión / Explosión	
Receptor de riesgo	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
Población	Alto riesgo a equipos	No existe población cercana que pudiera ser afectada por los radios de explosión del Pozo Aluk por un descontrol de pozo.	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la MEER para R2, R3, R4	Sin recomendaciones
	Alto riesgo	Las embarcaciones que circulen sobre la ruta de navegación con dirección hacia los puertos de Veracruz y Alvarado - Puerto de Cancún, Puerto de Playa del Carmen y Miami Port, que atraviesa el Área Contractual, podrían ser alcanzada por estas ondas de sobrepresión.		
	Amortiguamiento			
Medio ambiente	Alto riesgo a equipos	No existen áreas sensibles cercanas que pudieran ser afectadas por la explosión del Pozo Aluk por un reventón de pozo.		
	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 se extendió sobre el centro del buque donde se ubica el <i>moonpool</i> con riser y los tensionadores, los rack del riser, del BOP, el tanque de viajes, desgasificadores, transformadores de perforación, trampas de arena y los equipos relacionados con el tratamiento de recortes de perforación. El límite inferior se extendió sobre todo el buque de perforación, sin alcanzar la parte de la proa localizada después de las amuras		
	Alto riesgo	Estas zonas, sobrepasan los límites del buque de perforación, pudiendo interactuar con otras embarcaciones de operadores o subcontratistas del Proyecto.		
	Amortiguamiento			

Fuente: AECOM, 2020.



También se evaluó la posible interacción con los resultados de incendio. En la **Figura 2-31** se muestran los radios de radiación térmica en caso de un descontrol de pozo, y se puede observar que ninguna zona interactúa con las rutas de navegación señaladas. En la **Tabla 2-23** se muestran la descripción de los posibles receptores para E2.

Figura 2-30. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de incendio.



Fuente: AECOM, 2020.

Tabla 2-23. 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 Aluk por un descontrol de pozo.	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la MEER para R2, R3, R4	Sin recomendaciones
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento			
Medio ambiente	Alto riesgo a equipos			



Escenario:	E1	Tipo de evento:	Radiación Térmica / Incendio	
Receptor de riesgo	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvuardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Alto riesgo	No existen áreas sensibles cercanas que pudieran ser afectadas por un incendio del Pozo Aluk por un reventón de pozo.		
	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	2F, 5D y 10D: zona del <i>moonpool</i> donde se ubica el riser y los tensionadores. A 10D se cubrió la mayor parte del moonpool en comparación 2F y 5D		
	Alto riesgo	2F y 5D: racks del riser, incluyendo el <i>moonpool</i> , riser, tensionadores, tanque de viajes, los racks del LMRP y BOP, desgasificadores, transformadores de perforación, trampas de arena y los equipos relacionados con el tratamiento de recortes de perforación (limpiador de fluido, centrífuga, destilador, entre otros) y una parte del almacén de sacos 10D: perforación y los equipos asociados al tratamiento de recortes de perforación, así como las trampas de arena y los desarenadores		
	Amortiguamiento	No se esperan daños a los activos bajo este umbral de radiación.		

Fuente: AECOM, 2020.

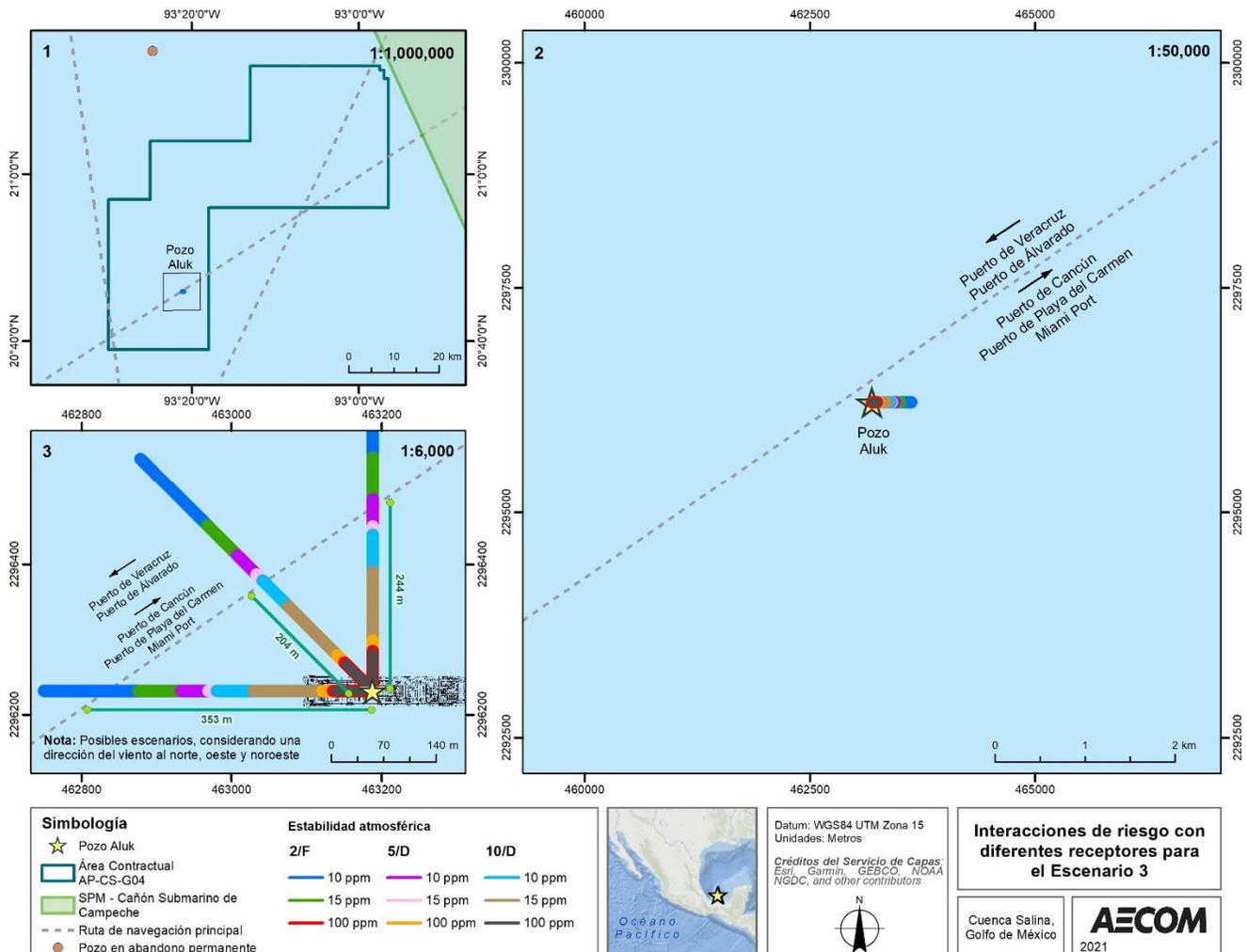
Finalmente, se evaluó la posible interacción con los resultados de dispersión tóxica. En la **Figura 2-31** se muestran las plumas de toxicidad por H₂S por una falla/ruptura del riser. En caso de la materialización de este escenario, se consideraron cuatro casos; uno donde el viento presenta dirección hacia el este, durante el cual, no se tiene interacción con alguna ruta de navegación. Las tres opciones restantes se muestran con el viento soplando al norte, noroeste y oeste, donde existe una distancia de 244 m, 204 m y 353 m del Pozo hacia las rutas de navegación, respectivamente.

En todos los casos, es decir, cuando el viento sopla en dirección al norte, noroeste y oeste, la única zona capaz de alcanzar la ruta de navegación con dirección hacia los puertos de Veracruz y Alvarado - Puerto de Cancún,



Puerto de Playa del Carmen y Miami Port corresponde a la zona de amortiguamiento STEL y TWA de 15 ppm y 10 ppm, respectivamente; sin embargo, bajo una atmósfera de 15 ppm (STEL), es posible que las personas estén expuestas continuamente por un periodo corto de tiempo (15 minutos) sin sufrir irritación crónica o daños irreversibles a los tejidos o daños a la salud. En una atmósfera de 10 ppm (TWA), no se esperan daños significativos a la salud de las personas mientras no se exceda una exposición continua de ocho horas. Así mismo, se establecerá un radio de seguridad de 2,500 m (SEMAR, 2017), y se pondrá especial atención con las embarcaciones que circulen por esta ruta. En la **Tabla 2-24** se muestran la descripción de los posibles receptores para E3.

Figura 2-31. Interacciones de riesgo con rutas de navegación por radios de toxicidad.



Fuente: AECOM, 2020.

Tabla 2-24. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E3.

Escenario:	E1	Tipo de evento:	Nube Tóxica / Dispersión de H ₂ S	
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	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la MEER para R7	Sin recomendaciones



Escenario:	E1	Tipo de evento:	Nube Tóxica / Dispersión de H ₂ S	
Receptor de riesgo	Tipo de zona	Descripción de la afectación	Salvaguardas existentes	Recomendaciones para implementar
	Alto riesgo	radios la nube tóxica del Pozo Aluk por un descontrol de pozo.		
	Amortiguamiento			
Medio ambiente	Alto riesgo a equipos	No existe área sensible cercana que pudiera ser afectada por la nube tóxica del Pozo Aluk por un descontrol de pozo.		
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento			
Personal	Alto riesgo a equipos	El personal dentro de esta zona podría presentar afectaciones a la salud en incluso la muerte debido a la exposición a una concentración de 100 ppm.		
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento	Bajo una atmósfera de 15 ppm (STEL), es posible que los trabajadores estén expuestos continuamente por un periodo corto de tiempo (15 minutos) sin sufrir irritación crónica o daños irreversibles a los tejidos o daños a la salud. Sin embargo, se ha documentado que puede presentar irritación ocular causada por una exposición a corto plazo. En una atmósfera de 10 ppm (TWA) no se esperan daños significativos a la salud del personal mientras no se exceda una jornada laboral de ocho horas diarias (40 h a la semana)		
Activos	Alto riesgo a equipos	NA		
	Alto riesgo	NA		
	Amortiguamiento	NA		

Fuente: AECOM, 2020.



3 Señalamiento de las medidas de seguridad y preventivas en materia ambiental

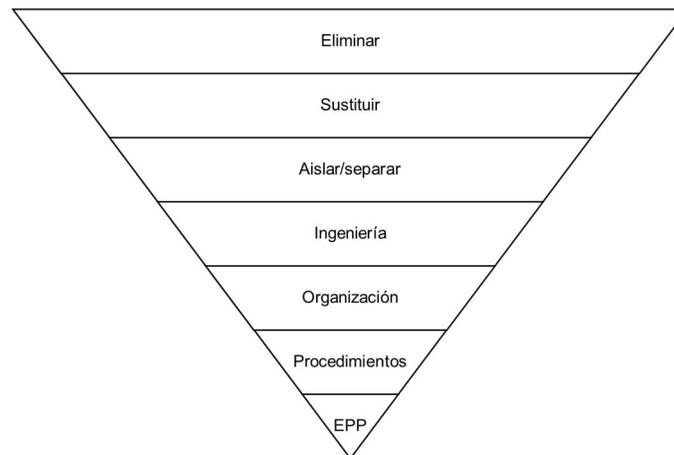
En esta sección se enlistan las recomendaciones técnico-operativas, medidas preventivas y de mitigación propuestas por Shell y *Noble Corporation* (Caso HSE *Globetrotter II*) para la prevención de los eventos de riesgo identificados durante el HAZID y la mitigación de sus potenciales consecuencias, los cuales fueron evaluados en el **Capítulo 1, Sección 1.5**.

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

3.1 Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación

Según el *Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales* de Shell (**Capítulo 5, Anexo 5.10**) 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 para 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 por medio de 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, 2018.

3.2 Diagramas Bow-tie

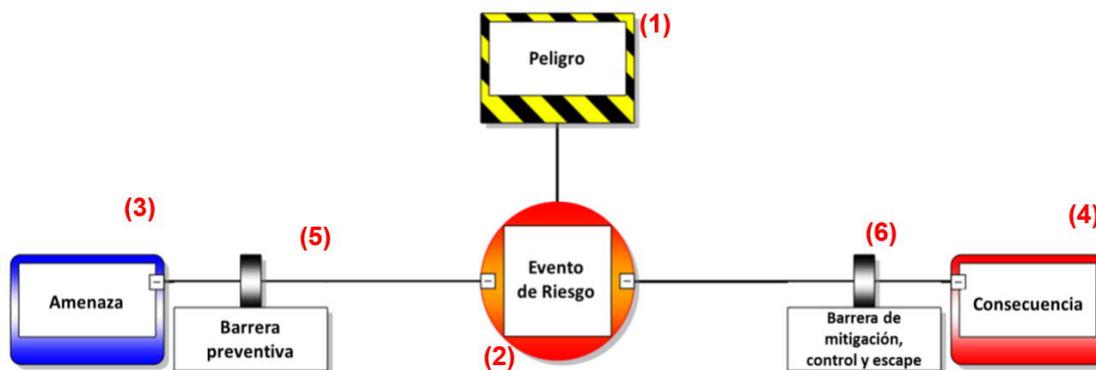
Los Bow-ties son utilizados principalmente para la toma de decisiones y para asegurarse que el nivel de control implementado sea suficiente. Este método inicia como una lluvia de ideas de un equipo de expertos en riesgo, en el cual, se plantean todas las barreras de operaciones, barreras de comportamiento 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, fue posible analizar de manera estructurada las amenazas, 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 deberá identificarse un evento de riesgo (2) por 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. De 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). En caso de que llegase a presentarse un evento de riesgo, se cuentan con barreras de mitigación (ubicadas en el lado derecho, 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.

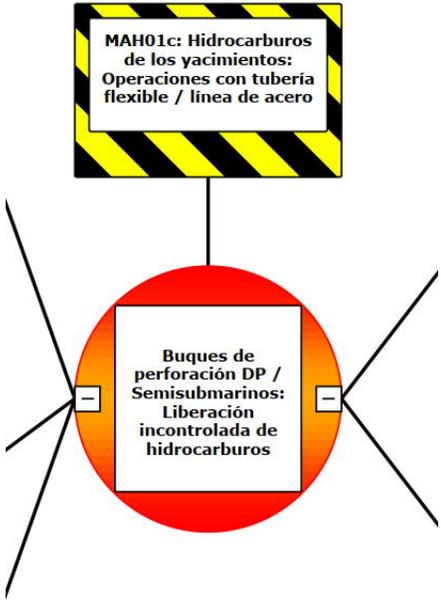
A continuación, en la **Tabla 3-1** se presentan la relación de diagramas Bow-tie para los eventos de riesgo que fueron evaluados en la **Sección 1.5**. La tabla muestra los eventos de riesgo con el identificador de cada uno de ellos en la RAM de Shell (ID HAZID) y el identificador correspondiente a 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 pueden consultarse en el **Capítulo 5, Anexo 5.8** del presente documento (no se presentan en este capítulo debido a su formato extenso). Las barreras de prevención y mitigación presentadas en el HAZID engloban de manera general algunas de las barreras presentadas en los Bow-ties de *Noble Corporation*, por lo tanto, pueden existir diferencias en la terminología entre ambas fuentes, así como la cantidad de medidas propuestas, sin embargo, ambas medidas se encuentran enlistadas y descritas en la **Sección 3.3** y **Sección 3.4**.



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

ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de riesgo	Clave Bow-tie (Noble Corporation: Caso HSE <i>Globettotter II</i>)	Figura*
01	R1	Descontrol de pozo submarino por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (etapa sin riser).	MAH01b: Operaciones en yacimiento de pozos de hidrocarburos	 <p data-bbox="1480 958 1900 1063"><i>Figura A.5.8.1. Pérdida de control de pozo por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de pozo</i></p>
02	R2	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de perforación de pozos (etapa con riser).		
03	R3	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de taponamiento/abandono de pozo		



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de riesgo	Clave Bow-tie (Noble Corporation: Caso HSE <i>Globettoter I</i>)	Figura*
04	R4	Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones con tubería flexible y línea de acero	MAH01C: Hidrocarburos de los yacimientos: Operaciones con tubería flexible / línea de acero	 <p data-bbox="1470 974 1890 1088"><i>Figura A.5.8.2. Pérdida de control de pozo por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones de tubería flexible y línea de acero</i></p>

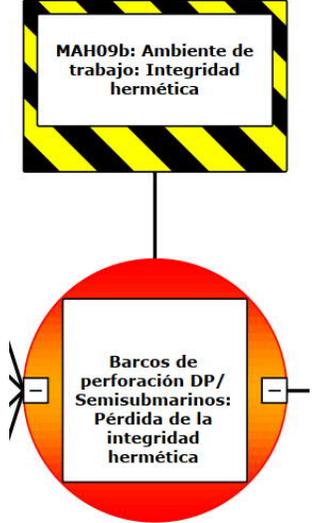


ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de riesgo	Clave Bow-tie (Noble Corporation: Caso HSE <i>Globettoter I</i>)	Figura*
05	R5	Fuga de gases por presencia de hidrocarburo gaseoso en lodo durante la perforación	MAH02: Gas hidrocarburo: Lodo emulsionado con gas	 <p><i>Figura A.5.8.3. Atmósfera explosiva por presencia de gas en lodo</i></p>
22	R6	Desplazamiento de la plataforma durante situaciones dinámicas	MAH09c: Ambiente de trabajo: Mantenimiento de la estación	 <p><i>Figura A.5.8.4. Pérdida de posición/Mantenimiento posicional</i></p>



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de riesgo	Clave Bow-tie (Noble Corporation: Caso HSE <i>Globettoter I</i>)	Figura*
23	R7	Pérdida de la estabilidad durante situaciones dinámicas	MAH09a: Ambiente de trabajo: Estabilidad	 <p><i>Figura A.5.8.5. Pérdida de estabilidad</i></p>
49	R8	Fuga de H ₂ S durante las operaciones de perforación/terminación de pozo	MAH08: Atmósfera Tóxica	 <p><i>Figura A.5.8.6. Atmósfera tóxica (H₂S)</i></p>



ID HAZID Shell	ID ERA	Evento de riesgo	Clave Bow-tie (Noble Corporation: Caso HSE <i>Globettoter I</i>)	Figura*
82	R9	Pérdida de integridad hermética de la plataforma	MAH09b: Ambiente de trabajo: Integridad hermética	 <p>Figura A.5.8.7. Pérdida de integridad hermética</p>

Nota: * Las figuras presentadas corresponden a los Bow-ties completos que se presentan en el Anexo 5.8.

Fuente: AECOM, 2020.



3.3 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 fueron presentadas en el lado izquierdo de los Bow-ties mostrados en el **Anexo 5.8**.

3.3.1 Medidas preventivas

3.3.1.1 Capacitación y procedimientos

El personal que realizará las actividades en el buque de perforación contará con el entrenamiento necesario para las actividades que realice. En caso de que los certificados de entrenamiento del personal que lleve a cabo tareas críticas (e.g., control de pozo, etc.) no tendrá permitido el acceso a la embarcación hasta que haya actualizado su entrenamiento. En caso del ingreso de nuevo personal, este recibirá una inducción que incluirá una visita guiada de la embarcación así como una orientación que incluirá procedimientos de emergencia, señales de alarma entre otros; este nuevo personal será visiblemente diferenciado de la tripulación restante.

Asimismo, se llevarán a cabo las siguientes actividades:

- Distribución de notificaciones de reporte de incidentes, con la finalidad de advertir al personal de peligro inmediato, tales como peligros potenciales causados por equipos defectuosos, procedimientos de reparación / mantenimiento inadecuados, o prácticas laborales incorrectas
- Comunicaciones HSE para distribuir información con la finalidad de compartir mejores prácticas, para documentar y reportar el desempeño, y comunicar información relevante de la industria
- Reuniones HSE semanales para discutir temas importantes en materia de seguridad. Todo el personal está obligado a asistir a estas reuniones, incluyendo clientes y subcontratistas del cliente.
- Soporte regional, que consiste en conferencias vía telefónica, en las cuales se incluyen a los gerentes de los proyectos, superintendentes y gerentes regionales HSE, en la cual se discutirán observaciones, incidentes y nuevas iniciativas en materia de seguridad.
- Reuniones para visitas guiadas de seguridad, que consisten en foros para discutir las tareas que se realizarán durante el próximo turno antes de emprender el trabajo
- Reuniones de transición de trabajos, esenciales para involucrar a los equipos e individuos para que piensen en cómo ejecutar el trabajo de forma segura antes de comenzar a trabajar
- Revisión después de la acción, cuya finalidad consiste en promover la responsabilidad del personal y retomar aprendizajes de eventos no planificados; además de revisar los resultados positivos y negativos para capturar acciones relevantes que apoyen la mejora continua.

Asimismo, el buque de perforación contará con estándares y procedimientos fundamentales para la prevención de peligros. En la **Tabla 3-2** se presentan los más relevantes relacionados con las actividades de perforación exploratoria.



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

Estándar/Procedimiento/Sistema	Descripción
Planificación y gestión de riesgos	Que incluye la planeación, gestión de riesgos por métodos cualitativos (HAZID, HAZOP, FMEA, DRA, QRA), identificación de riesgos, evaluación cuantitativa, Bow-ties,
Gestión de cambios	Proceso, aplicable a cambios en la modificación de activos / equipos, material, personal, políticas y procedimientos, cumplimiento normativo, software y capacitación para todos los cambios que no sean en especie
Permiso de trabajo	Establecido para minimizar los riesgos asociados con las operaciones. Entre los trabajos se encuentra el mantenimiento de sistemas ambientales críticos y de seguridad.
Prácticas de trabajo seguro	El cual señala que las actividades se realizan siguiendo procedimientos e instrucciones de trabajo seguros claramente definidos.
Gestión ambiental	Programa que señala los objetivos y metas que deben cumplirse para alcanzar los objetivos de la Política de HSE de prevención de la contaminación y mejora de Noble.
Procedimientos y comunicaciones HSE	Los procedimientos se establecen y se implementan en todos niveles dentro de la organización.
Operaciones de perforación y control de pozos	Que permite identificar métodos de control de pozos para garantizar el cumplimiento de los requisitos de Noble y destaca cuestiones que son aplicables al mantenimiento de la seguridad del buque de perforación con respecto a diversas operaciones, equipos y áreas en la plataforma.
Operaciones marinas y evaluación del sitio	La estabilidad de la plataforma será gestionada por personal competente, y se seguirá lo establecido en los lineamientos de Noble para mantener la integridad hermética de la misma.
Gestión del mantenimiento	Se ha establecido para garantizar las pruebas de los equipos. El mantenimiento se realizará de acuerdo con el fabricante u otras especificaciones relevantes.

Fuente: Noble Corporation, 2019; Shell, 2020.

Los simulacros y ejercicios se llevarán a cabo de acuerdo con el Marco de Respuesta a Emergencias asociado al Caso HSE de *Globetrotter II*. Estos abarcan todos los aspectos de los escenarios y respuestas de emergencia, y se utilizan para simular los incidentes lo más realista posible. Se llevarán a cabo simulacros semanales con el personal que posea experiencia práctica. Entre los principales simulacros relacionados con las actividades de perforación que se llevarán a cabo serán los siguientes:

- Fuego o abandono de plataforma
- Combate de control de brotes/control de pozo
- Fosa de fluidos de perforación
- H₂S
- Gas somero
- Pérdida de estabilidad y DP

3.3.1.2 Inspecciones y evaluaciones

El programa de inspecciones futuras incluye lo siguiente:

- Evaluación anual de la integridad estructura por un tercero autorizado
- Evaluación del USCG (US Coast Guard) cuando se opere en el Golfo de México
- Evaluación del casco, que incluya una inspección visual de todos los componentes mayores, equipo de seguridad y áreas especiales



- Estudio anual de la línea de carga que inspecciona todos los componentes que afectan la aptitud para navegar
- Inspecciones regulares de pruebas no destructivas de las condiciones internas de tuberías de trabajo críticas, tanques de lastre, válvulas y bombas
- Estudio de prueba no destructiva cada 5 años al casco, recipientes a presión, componentes eléctricos y maquinaria en general
- Evaluación periódica y certificación de grúas de acuerdo con los requerimientos de su Clase
- Evaluación de daños en caso de daños potenciales al casco o a componentes estructurales
- Controles de entrada de agua de todos los espacios vacíos como parte del régimen de mantenimiento del *Globetrotter II*

Asimismo, se llevarán a cabo pruebas a diversos equipos, tales como el BOP, tuberías, válvulas y líneas de estrangulador y de matar, válvulas de seguridad y equipo auxiliar (tanques de viajes, desgasificador, entre otros).

3.3.2 Sistemas de seguridad

3.3.2.1 Sistema de lastre

El sistema de lastre está construido siguiendo los lineamientos y reglas del ABS (*American Bureau of Shipping*) y funciona para mantener el calado adecuado e inclinación del buque según lo requiera el movimiento de pesos variables en cubierta, la carga y descarga de materiales de perforación, etc., y para mantener una plataforma de perforación estable. Los componentes principales del sistema de lastre incluyen tanques de lastre, bombas de lastre, sistema de tratamiento de agua de lastre, el panel de control de lastre y el sistema de medición del tanque.

3.3.2.2 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 activo y pasivo. El sistema activo esta provisto por dos sistemas de protección catódica separados. El primero brinda protección al casco, y consiste en un sistema de protección de corriente catódica comprimida ubicado en el área húmeda del casco, el cual cuenta con ánodos de referencia y de sacrificio. El segundo sistema pasivo de protección para incrustación marina, con ánodos de aluminio y cobre ubicados en el lado de la sección del sistema de agua de mar. El sistema de protección pasiva esta provista por la conexión a tierra.

3.3.2.3 Sistemas de anclaje y mantenimiento posicional (sistema DP)

El buque se encuentra equipado con un sistema de anclaje, que posee dos poleas combinadas con malacates en la proa y dos malacates de amarre en la popa, todos operando simultáneamente. Este sistema solo será utilizado durante las visitas al puerto.

Por otra parte, el sistema de mantenimiento posicional o DP consta de seis propulsores de azimut de velocidad variable, de paso fijo y retráctiles (tres en la popa y tres en proa), consolas de control y monitorización, sistema de alarma independiente, doble fuente de alimentación interrumpible, brújula giroscópica triple, sensores de viento y sensores de referencia vertical, dispositivos de registro y monitoreo y un sistema de medición de posición. Este sistema cumple con las siguientes funciones:

- Mantenimiento y cambios en la posición del buque a partir del control automático de los propulsores
- Monitoreo de la posición del buque
- Brinda el control de todos los propulsores en un solo *joystick*
- Mantiene el rumbo de la embarcación mientras navega
- Proporciona análisis de consecuencias y funciones de simulador de operación independiente



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

El manejo de presión durante la perforación (MPD, por sus siglas en inglés) puede mejorar los problemas típicos relacionados con la perforación convencional. Este proceso es utilizado para controlar el perfil de presión anular a lo largo del pozo. Los objetivos son determinar los límites del entorno de presión en el fondo del pozo y manejar el perfil de presión hidráulica del anular. A diferencia de las perforaciones convencionales donde la barrera primaria del pozo es la columna de fluido de perforación, que provee suficiente presión hidrostática para equilibrar la presión de la formación, la barrera primaria del pozo con el MPD consiste en un dispositivo de circulación activa, en combinación con la columna hidrostática. El dispositivo de circulación activa es un sistema de sellado del pozo instalado en el riser y controlado hidráulicamente, el cual está diseñado para atrapar la presión del pozo formando un sello alrededor de la sata de perforación. Esto provee una presión de respaldo adicional dentro del anular para compensar la reducción de la presión hidrostática y, por lo tanto, controlar la presión de fondo de pozo y evitando la entrada de fluidos de la formación.

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

El sistema se encontrará 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 0**. Este sistema también contará con válvulas de estrangulamiento y de matar con presión de trabajo de 15,000 psi, así como un desviador con presión de trabajo de 1,000 psi.

3.4 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 *capping stack*, el pozo de alivio y el plan de contingencia ante derrames como medidas de mitigación.

3.4.1 Medidas de mitigación

3.4.1.1 Procedimientos y simulacros

Entre los principales procedimientos de emergencia relacionados con este estudio de riesgo se encuentran:

- Descontrol de pozo
- Fuego o explosión
- Evacuación
- Clima severo/tormenta
- Derrame de hidrocarburo
- Gas tóxico (incluyendo H₂S)
- Cierre de emergencia (ESD): desconexión rápida y segura del equipo, los once niveles de cierre más los ESD de propulsores y confirmación de fuego se describen con mayor detalle en la **Sección 1.4.2.1**
- Descontrol de pozo y liberación de gas

De cada uno de estos procedimientos, se llevarán a cabo simulacros periódicos; los simulacros de fuego o abandono, fosas, descontrol de pozo se realizarán cada semana, los restantes se llevarán a cabo al menos cada 60 días. Entre los procedimientos de emergencia también se encuentran el procedimiento de respuesta a emergencias y ante derrames, los cuales se describen a continuación.



3.4.1.1.1 Plan de respuesta a emergencias

En caso de la materialización de un evento no deseado, se activará 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. Este plan de respuesta a emergencias aplicará para todas las acciones de respuesta, tomando como base los procedimientos señalados en la sección anterior.

El equipo de respuesta se encuentra organizado en tres niveles:

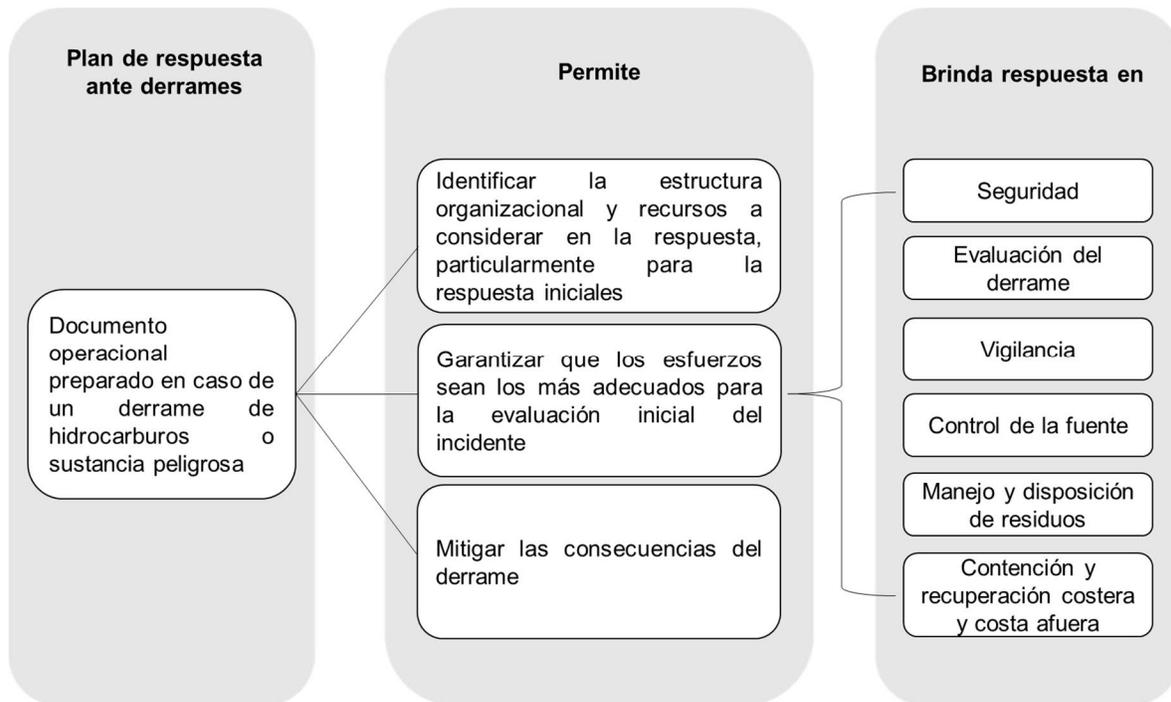
- Equipo de respuesta a emergencia – Nivel 1: se refiere al equipo responsable de tomar acciones en la escena del incidente para mitigar el problema que pudiera impactar las operaciones
- Equipo de gestión de incidentes – Nivel 2: se refiere al equipo responsable de tomar acciones en caso del equipo 1 no pueda controlarlo. Estos equipos aplican operaciones de respuesta táctica para facilitar la planeación
- Equipo de manejo de crisis – Nivel 3: estos equipos entran en acción cuando el equipo 2 no puede contenerlo y su principal función es proteger contra efectos adversos producto de la crisis.

3.4.1.1.2 Respuesta ante derrames

Como parte del proceso de autorización del SASISOPA de Shell, que incluye elementos de respuesta a emergencias, incluyendo respuesta a derrames, en conformidad con el *Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas Potencialmente Peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas* (SEMAR, 2016), se han desarrollado acciones apropiadas 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). 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 Fuente del Pozo (PCP), 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: Shell, 2020.

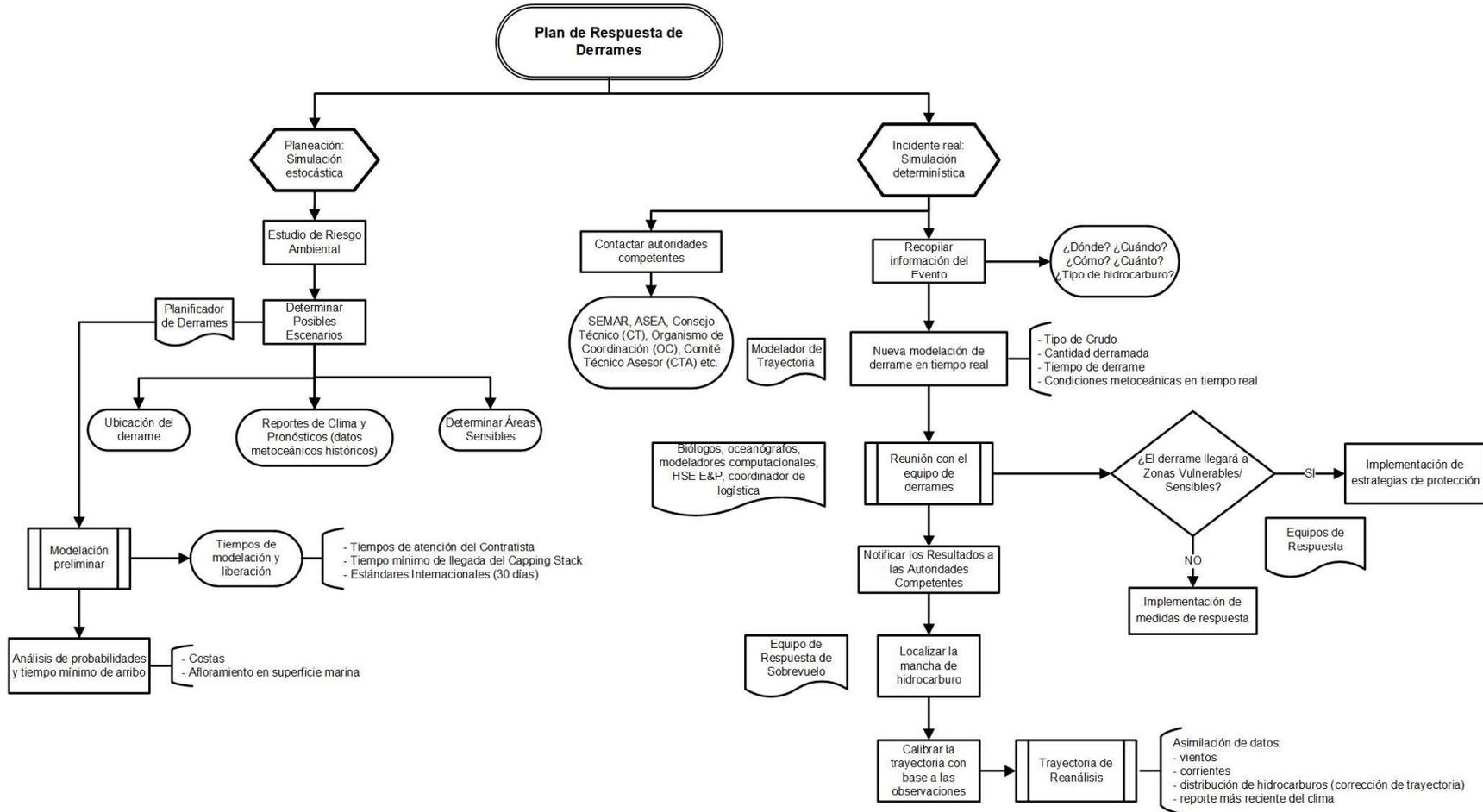
El plan de respuesta cubre todas las actividades asociadas con la perforación costa afuera del pozo, considerando las operaciones realizadas en el buque de perforación que involucran las fugas de líquidos, tales como crudo, diésel y sustancias peligrosas. Además, el plan de respuesta está preparado y 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, 2020.



3.4.2 Sistemas de seguridad

3.4.2.1 Sistemas de alarma, detección y contra incendios

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. Las señales se activarán por fuego, gas, gas tóxico (H₂S), pérdida de ventilación o alarma general. Cada señal contará con una alarma visual de un color específico y de un sonido de distinta frecuencia previamente establecida. Por otra parte, se contarán con detectores de gas, humo, incendios y H₂S, así como un sistema de ventilación. En lo que respecta a los sistemas contra incendios y detección, sus componentes y características pueden ser consultados en la **Sección 1.2.6**.

3.4.2.2 Sistemas de evacuación y escape

Todos los equipos de evacuación y escape están alineados con lo establecido por SOLAS, IMO y los Códigos y Reglas de Clase para las unidades móviles costa afuera. Las principales zonas de reunión del personal son las estaciones de botes salvavidas de proa (babor / estribor), que están protegidas del piso de perforación por la estructura de alojamiento. En caso de emergencia, todo el personal no requerido para atención de la misma deberá reunirse en su estación de designación, en preparación para la evacuación, a menos que se indique lo contrario. En caso de deterioro de cualquiera de las áreas de reunión, se podrá utilizar el comedor dentro del alojamiento en el nivel de la cubierta principal o el helipuerto.

El buque contará con rutas de escape definidas y señalizadas, además contará con alumbrado de emergencia. Entre los medios de escape, se encuentran helicópteros, botes y balsas salvavidas, botes de rescate. En la **Sección 1.2.6.1**, se muestran las cantidades de botes salvavidas disponibles en la embarcación.

3.4.2.3 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. 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 de equipo de contención.

Las operaciones de contención para recuperar el control del pozo se planean que 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 3-3**.

Tabla 3-3. 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, 2020.



3.4.2.4 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 realizan operaciones simultáneas (SIMOPS, por sus siglas en inglés) para perforar un pozo de alivio. Un pozo de alivio es un pozo secundario que se perfora con la intención de intersectar el pozo principal a una distancia predeterminada por debajo del lecho marino. La ubicación del pozo de alivio 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. El propósito del pozo de alivio es cerrar permanentemente el pozo reventado bombeando agua salada, lodo, y concreto hacia el pozo principal. El pozo de alivio se perforaría utilizando un plan de ejecución similar a un pozo estándar. Por lo general, un pozo de alivio 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 Aluk en aguas profundas del Área Contractual AP-CS-G04, en la Cuenca Salina 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 de Exploración, Shell se compromete a perforar al menos un pozo de exploración costa a fuera, en la ubicación del Pozo Aluk, 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 describir 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, tsunamis y deslizamientos; “medio” para eventos como huracanes y Nortes, dado que dichos fenómenos han ocasionado daños severos más de una vez en la industria petrolera en el Golfo de México; y un nivel de susceptibilidad “bajo” para fenómenos sísmicos, debido a la lejanía del Área Contractual con zonas de subducción de placas y a que los escasos sismos registrados cerca del Área Contractual han sido de magnitud 3 o menor en escala de Richter.

Es importante señalar que el Proyecto contará con las medidas necesarias para reducir los niveles de riesgo por las condiciones metoceanicas de sitio al contar con equipos de compensación de movimiento (*i.e.* sistema de DP, compensador de movimiento vertical y control de lastre). Además, se contará con protocolos de evacuación y desconexión ante condiciones extremas (descritas con mayor detalle en el **Capítulo 3**).

Adicionalmente, se realizó la selección del *Registro de Peligros y Efectos Bloque AP-CS-G04* derivado de la reunión multidisciplinaria de expertos de Shell para identificar peligros y evaluar riesgos durante las actividades del Proyecto (HAZID). Solamente 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 ocho 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 (etapa con riser).
- R3: Descontrol de pozo submarino/superficial por presencia de hidrocarburos en formación durante las operaciones con tubería flexible y línea de acero
- R4: Fuga de gases por presencia de hidrocarburo gaseoso en lodo durante la perforación
- 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
- R8: Pérdida de integridad hermética de la plataforma

Posteriormente, estos se resumieron en la MEER (**Capítulo 5, Anexo 5.6.3**), señalando la calificación para los cuatro diferentes receptores: ambiente, personal, activos y comunidad (**Capítulo 1, Sección 1.5.2**), de acuerdo con la RAM Shell (**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 Aluk (**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 Aluk (**Sección 1.5**). Para las consecuencias de dardo de fuego, explosión y dispersión tóxica de H₂S, la simulación llevó a cabo a través del simulador PHAST y del derrame de hidrocarburos al mar a través del simulador OILMAP. En lo que respecta a los escenarios de PHAST (E1, E2 y E3), en la **Tabla 4-1**, se presenta el resumen de los radios y las condiciones utilizadas.

Tabla 4-1. Umbrales y radios de afectación para los escenarios simulados con PHAST.

Umbrales	E1: Explosión (psi)			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: 6,527 psi; Temperatura: 92.2°C; Flujo gas: 25.21 MMSCFD (6 kg/s), Flujo de crudo: 91,000 bbl/d (154.43 kg/s); Inventario: 360 kg para E1 y 21,600 kg para E2.								
Radios (m)								
2F	387	210	93 – 40	64	35	11 - <1	438 - 312	53
5D				69	40	28 – 6	255 – 219	67
10D				70	45	32 - 22	208 - 159	50

Nota: Sustancia liberada: crudo medio.

Fuente: AECOM, 2020.

Si bien la probabilidad de ocurrencia de estos eventos es baja, en caso de un evento de explosión, incendio o dispersión tóxica de H₂S, 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 discute con mayor detalle en el **Capítulo 2, Sección 2.3.1**.

Como segunda 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 en la 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, así como UGA. 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 con presencia de hidrocarburo	Lluvias	Secas
Liberación de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo o falla/ruptura de riser Temperatura de descarga: 92.2°C; Flujo de liberación 91,000 bbl/d, Tiempo de simulación: 13 y 30 días; Volumen liberado: 1,183,000 para 13 días y 2,730,000 para 30 días.		
Superficie marina	<ul style="list-style-type: none"> Para 13 días de liberación, los contornos de probabilidad se extendieron principalmente hacia el noroeste del punto de liberación, con probabilidades de presencia cercanas al punto de liberación (~100 km) entre 70% y 100% y tiempos de arribo menores a tres días, hasta probabilidades de presencia de 5% a 10% cercanas a la plataforma continental de Veracruz y Tamaulipas, con tiempos de arribo de entre 5 días y 13 días. Para el caso de la liberación por 30 días, la orientación de los contornos fue con dirección principal hacia el noroeste y abarcaron desde la frontera con Estados Unidos (con probabilidades desde 5% hasta el 50% y con tiempos de arribo mayores a 15 días) hasta el estado de Tabasco (con probabilidades de 5% a 10% y tiempos de arribo mayores 15 días). En una extensión de 200 km al noroeste desde el punto de liberación, la probabilidad de presencia fue del 80% al 100% con un tiempo de arribo menores a un día y hasta cinco días. Para este periodo de liberación, existe probabilidad moderada (40%) de que el hidrocarburo deje el territorio mexicano hacia Estados Unidos en un tiempo mayor a 10 días. 	<ul style="list-style-type: none"> Para 13 días de liberación, los contornos de probabilidad se extendieron al oeste-noroeste del pozo. Se obtuvieron probabilidades de presencia entre 70% y 100% a 100 km al noroeste del punto de liberación, con tiempos de arribo menores a tres días, hasta probabilidades de presencia de 5% a 10% cercanas a la plataforma continental de Tamaulipas y Veracruz con tiempos de arribo entre 7 días y 13 días. Para el caso de la liberación por 30 días, los contornos de probabilidad se extendieron principalmente hacia el oeste-noroeste. Aproximadamente a 400 km al oeste del punto de liberación, se observaron probabilidades entre 70% al 100%, con tiempos de arribo menores a 10 días. Las probabilidades de presencia cercanas a la plataforma continental se extendieron desde la frontera con Estados Unidos hasta el estado de Tabasco con probabilidades que van desde el 5% hasta el 50% y tiempos de arribo mayores a 7 días. Durante esta temporada, existe una probabilidad del 5% al 20% de que el hidrocarburo deje aguas mexicanas hacia aguas estadounidenses.
Costas	<ul style="list-style-type: none"> Para 13 días, en esta temporada, no se obtuvieron resultados > 5% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa. Para 30 días, los contornos se extendieron desde la frontera con Estados Unidos (30% al 40%) con tiempos de arribo mayores a 15 días, extendiéndose hacia las costas de Tamaulipas (5% al 50%) con tiempos de arribo entre 10 y 20 días, Veracruz (30% al 40%) con tiempos de arribo entre 7 y 20 días, y Tabasco (5% al 10%) con tiempos de arribo de 10 a 20 días. 	<ul style="list-style-type: none"> Para 13 días, en esta temporada, no se obtuvieron resultados > 5% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa Para una liberación de 30 días, se observó una probabilidad entre el 5% y el 50% en la costa de Tamaulipas con tiempos de arribo mayores a 10 días; por otra parte, la costa de Veracruz presentó probabilidades de entre 5% y 40%, con tiempos de arribo mayores a siete días. Para este periodo, se obtuvieron valores de probabilidad de presencia de hidrocarburo del 5% al 20% en las costas del sur de Estados Unidos con tiempos de arribo mayores a 15 días.

Notas:*Se resumen solamente los resultados para 30 días de liberación en las costas de áreas sensibles debido a que los resultados de 13 días de liberación presentaron presencia de hidrocarburo en muy pocas ocasiones y con probabilidades menores al 10%.

Fuente: AECOM, 2020.

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. Además de la afectación a los ambientes marinos, los efectos de un derrame de hidrocarburos en el Área Contractual AP-CS-G04 pudieran tener efectos en los ambientes costeros tales como playas arenosas, marismas, manglares y humedales, y en 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: 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 u otras, sin embargo, atraviesan tres rutas de navegación, de las cuales, solo la Ruta Puerto de Veracruz – Puerto de Alvarado / Puerto de Cancún – Puerto de Playa del Carmen - Miami Port, podría ser alcanzada por los escenarios de explosión (zona de riesgo: 0.5 y 1 lb/pulg²) y dispersión tóxica (zona de riesgo: 10 ppm y 15 ppm), la interacción de dichas zonas se describe con mayor detalle en la **Sección 2.4**. No obstante, el Pozo Aluk contará con un radio de seguridad de 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.

Las barreras preventivas y medidas de seguridad se encuentran detalladas en el **Capítulo 3** del presente ERA. Entre las principales medidas preventivas se encuentran, la implementación de programas de capacitación y mantenimiento, los procedimientos específicos para las diferentes actividades en la plataforma y los simulacros. Los principales sistemas de seguridad preventivos relacionados con las actividades evaluadas en el presente estudio son: sistema de lastre, protección de corrosión, sistemas de anclaje y mantenimiento posicional (sistema DP), sistema de control de presión primario del pozo y sistema de prevención de reventones (BOP + LMRP). Por otra parte, entre las principales medidas de mitigación con las que contará el buque de perforación se encuentran distintos procedimientos, entre ellos de respuesta a emergencias (descontrol de pozo, fuego, derrames, gas somero o H₂S, entre otros), de cada uno de ellos, se llevarán a cabo simulacros periódicos para garantizar y evaluar el conocimiento del personal con respecto a los planes y procedimientos. Los sistemas de seguridad de mitigación consistirán en sistemas de alarma, detección y contra incendios, sistemas de evacuación y escape, sistemas de contención de pozo (*capping stack*) y pozo de alivio. Todas estas medidas, preventivas y de mitigación, se encuentran encaminadas a disminuir la probabilidad de ocurrencia y severidad de las posibles consecuencias de los Eventos de Riesgo enlistados en la MEER.

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 Aluk, 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 ocurrencia 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: 25.21 MMscfd	19 ¼"	77 cP @ 20°C	Dardo de fuego: 3,600 s Explosión: 60 s**	Descontrol de pozo superficial Falla o ruptura del riser (trayectoria vertical)
OILMAP			277 scf/bbl	Líquido: 91,000 bbl/d	13 ½"		30 días / 13 días***	Descontrol de pozo submarino

Nota: *En el **Capítulo 5, Anexo 5.8.1** 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. ***Considerado un *capping stack* como medida de mitigación.

Fuente: AECOM, 2020.



4.1.2 Historia de accidentes e incidentes

No.	Año	Ubicación	Operador	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1	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.
2	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.
3	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.
4	1980	Noruega	Phillips Petroleum	Alexander L. Kielland	Colapso	Falla mecánica / fractura en una de las columnas	De los 212 hombres a bordo solo 89 sobrevivieron. Se habla de una falla mecánica, pero existe una teoría de sabotaje a las columnas por medio de objetivos.
5	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.
6	1983	Noruega	-	Byford Dolphin	Explosión	Accidente en la inmersión de tuberías	-
7	1984	Reino Unido	-	Ali Baba	Falla en la conexión a tierra	Ruptura del sistema de anclaje	-
8	1984	Noruega	-	Treasure Seeker	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo	-
9	1984	Isla Sable (Océano Atlántico)	Shell	Vinland	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo	-
10	1985	Reino Unido	-	Glomar Arctic II	Explosión	Daños en el cuarto de bombas	Incidente provocó la muerte de dos personas.
11	1985	Noruega	Statoil	West Vanguard	Reventón de pozo	Pérdida de control de pozo	El incidente provocó la muerte de una persona.
12	1988	Reino Unido	Arco	Ocean Odyssey	Reventón de pozo / incendio / brote de gas	Problemas en el control del pozo por	Muerte del operador de radio de emergencias. Falla en los procedimientos de control de



No.	Año	Ubicación	Operador	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
						aumento de presión	presión por medio de cálculos de fluidos de perforación.
13	1989	Sudáfrica	-	Sedco J	Hundimiento	Volcado durante el remolque	-
14	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.
15	1995	Angola	-	Ocean developer	Hundimiento	-	-
16	1998	-	-	Glomar Arctic IV	Explosión	-	Incidente provocó la muerte de dos personas.
17	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.
18	2004	Egipto	Transocean Inc.	Jim Cunningham	Incendio	Problemas en el control del pozo	-
19	2005	Nigeria	Texaco	Sea Quest	Reventón de pozo	-	Incendio que provocó el hundimiento de la embarcación.
20	2005	Golfo de México	BP	Thunderhorse	Hundimiento	Clima adverso	Problemas en el control de lastre durante Huracán Dennis.
21	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.

Fuente: *Offshore Technology, 2019; Oil Rig Disasters, 2020.*



4.1.2.1 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 (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 con tubería flexible y 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	✓		✓	✓		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.



ID	Evento de Riesgo	Accidente hipotético				Proceso de identificación del Riesgo	Componentes ambientales afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión		
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.</p> <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>	
R6	Pérdida de la estabilidad durante situaciones dinámicas		✓				
R7	Fuga de H ₂ S durante las operaciones de perforación/terminación de pozo	✓					
R8	Pérdida de integridad hermética de la plataforma		✓				

Fuente: AECOM, 2020.



4.1.2.2 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		✓	360**	kg	Gas			✓				PHAST	40	93	210	387	
E2	Incendio por liberación de hidrocarburos por descontrol de pozo		✓	21,600***	kg	Gas			✓				PHAST	2F 5D 10D	<1 6 22	11 28 32	35 40 45	64 69 70
E3	Dispersión de H2S 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	-	-	2F: 53 5D: 67 10D: 50	15 ppm 2F:312 5D: 219 10D: 159 10 ppm 2F: 438 5D: 255 10D: 208	
E4	Derrame de hidrocarburos al mar por descontrol de pozo		✓	30 días: 2,730,000 13 días: 1,183,000	bbl	Líquido	✓						OILMAP	Revisar Capítulo 2, Sección 2.1.3				

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

Fuente: AECOM, 2020.



4.1.2.3 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: 92.2°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	13 ½" / 92.2°C	Tirante de agua 1,706 m Profundidad objetivo del pozo 4,831 m	30 días 13 días					

Nota: *IDLH para el H₂S; TWA; STEL: **Z.A.R.E: Zona de Alto Riesgo a Equipos. ***Z.A.R: Zona de Alto Riesgo. ****Z.A: Zona de Amortiguamiento.

Fuente: AECOM, 2020.



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

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

5.1 Formatos de presentación

5.1.1. Ejemplo de diagrama del buque de perforación (Anexo 5.1.1).

5.1.2. Ejemplo de fotografía del buque de perforación (Anexo 5.1.1).

5.2. Cartografía consultada

La información cartográfica consultada corresponde a capas del Sistema de Información Geográfica, misma que se obtuvo de diferentes fuentes disponibles. En el Anexo 5.2, se enlistan la fuentes que se consultaron.

5.3. Equipos de del buque de perforación y condiciones de operación

En el Anexo 5.3, se presenta la ficha descriptiva del buque *Noble Globetrotter II*.

5.4. Plano del sistema de control de incendios y salvamento

En el Anexo 5.4 se presenta el plano del sistema de control de incendios y salvamento.

5.5. Clasificación de áreas peligrosas

En el Anexo 5.5 se presenta el plano con la identificación de áreas peligrosas en el buque.

5.6. Análisis de riesgo

5.6.1. Minuta y lista de asistencia del taller de identificación de riesgos (Anexo 5.6.1).

5.6.2. HAZID: Registro de Peligros y Efectos Bloque AP-CS-G04 (Anexo 5.6.2).

5.6.3. Matriz de Evaluación de Eventos de Riesgo (MEER) (Anexo 5.6.2).

5.7. Memoria técnica de las simulaciones

5.7.1. Memoria técnica y hoja de resultados (DNV) de las simulaciones de radios de afectación con PHAST (Anexo 5.7.1).

5.7.2. Memoria técnica de la simulación de la liberación no controlada de hidrocarburos (OILMAP) (Anexo 5.7.2).

5.7.3 Capturas de pantalla y extracto de los archivos resultantes del modelo OILMAP (Anexo 5.7.3).

5.7.4 Tablas de probabilidad de presencia y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en áreas sensibles (Anexo 5.7.4).

5.8. Bow-tie

En el Anexo 5.8 se presentan los Bow-ties completos.

5.9. Hojas de Seguridad

5.8.1. Crudo Tipo (Crudo Maya) (Anexo 5.8.1)

5.8.2. Sulfuro de Hidrógeno (H₂S) (Anexo 5.8.1)



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

En el Anexo 5.10, se presenta el listado de 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-CS-G04.

5.11. Procedimientos para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales

En el Anexo 5.11, se presenta el procedimiento administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales de Shell.



6 Referencias

- Álvarez-Borrego, S. (2007). Generalidades del CO₂ en el océano y la atmósfera. En CICESE & INEGI (Eds.), *Carbono en ecosistemas acuáticos de México* (1a ed., pp. 1–20). SEMARNAT.
- Amec Foster Wheeler. (2017). *Golfo de México. Línea Base Ambiental Regional – Fase I. Análisis de escritorio. Cinturón Plegado Perdido y Cuenca Salina.*
- ASEA. (2018). *Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos.* https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/343905/GUIA_ANALISIS_DE_RIESGO.pdf
- ATSDR. (1998). Toxicological profile for sulfur dioxide. En *Public Health Service.* <https://www.atsdr.cdc.gov/toxprofiles/tp116-c5.pdf>
- ATSDR. (2014). *Resumen de Salud Pública: Ácido Sulhídrico.*
- ATSDR. (2016). *Resúmenes de Salud Pública: Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).* https://www.atsdr.cdc.gov/es/phs/es_phs69.html
- Bird, P. (2003). An Updated Digital Model of Plate Boundaries. *Geochemistry, Geophysics, Geosystems*, 4(3). <http://www.ojs-igl.unam.mx/index.php/bsgm/article/view/470/232>
- BOEM. (2020). *Spills Statistics And Summaries 1996-2011.* <https://www.boem.gov/environment/environmental-assessment/spills-statistics-and-summaries-1996-2011>
- Boetius, A. (2005). *Microfauna–Macrofauna Interaction in the Seafloor: Lessons from the Tubeworm.* <https://doi.org/https://doi.org/10.1371/journal.pbio.0030102>
- Bravo, I. A. (2009). *Manejo del Riser de Perforación.* Instituto Politécnico Nacional.
- Castillo, S., Flores, E., y 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: CNH-R02-L04-AP-CS-G04/2018.*
- CONABIO. (s/f). *Ficha Técnica para la Evaluación de Sitios Prioritarios para la Conservación de los Ambientes Costeros y Oceánicos de México: Humedales costeros y arrecifes de Tuxpan.* http://www.conabio.gob.mx/gap/images/1/14/55_Humedales_Costeros_y_Arrecifes_de_Tuxpan.pdf
- CONAGUA-SMN. (2019). *Información estadística climatológica.* <https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/informacion-estadistica-climatologica>
- de Lanza Espino, G., y Gómez Rojas, J. C. (2004). *Environmental Analysis of the Gulf of Mexico* (Vol. 1, pp. 41–61). http://harterresearchinstitute.org/images/Environmental_Analysis/3.pdf
- DiMarco, S. F., Nowlin, W. D., y Reid, R. O. (2005). A statistical description of the velocity fields from upper ocean drifters in the gulf of Mexico. *Geophysical Monograph Series*, 161(October), 101–110. <https://doi.org/10.1029/161GM08>
- Dubranna, J., Pérez-Brunius, P., López, M., y Candela, J. (2011). Circulation over the continental shelf of the western and southwestern Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 116(8). <https://doi.org/10.1029/2011JC007007>
- EPA. (2019a). *Ground-level Ozone Pollution.* Ozone Pollution Home. <https://www.epa.gov/ground-level-ozone-pollution/ecosystem-effects-ozone-pollution>
- EPA. (2019b). *Ocean Acidification.* Understanding the Science of Ocean and Coastal Acidification. <https://www.epa.gov/ocean-acidification/understanding-science-ocean-and-coastal-acidification#coastal>
- EPA. (2019c). *Overview of Greenhouse Gases.* Greenhouse Gas Emissions. <https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases#carbon-dioxide>



- EPA. (2019d). *What is acid rain?* Acid rain. <https://www.epa.gov/acidrain/what-acid-rain>
- Etnoyer, P. (2009). *Distribution and Diversity of Octocorals in the Gulf of Mexico, PhD Dissertation*. Texas A&M University.
- Fisher, C. R., Montagna, P. A., y Sutton, T. T. (2016). How did the Deepwater Horizon oil spill impact deep-sea ecosystems? *Oceanography*, 29(3), 182–195. <https://doi.org/10.5670/oceanog.2016.82>
- Franco, S. I., Canet, C., Iglesias, A., y Valdés-González, C. (2013). Seismic Activity in the Gulf of Mexico. A Preliminary Analysis. *Bol. Soc. Geol. Mex*, 65(3), 447–455. http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S1405-33222013000300002
- Fritts, T. H., y McGehee, M. A. (1982). *Effects of petroleum on the development and survival of marine turtle embryos*. https://pubs.er.usgs.gov/publication/fwsobs82_37
- 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)
- Gangopadhyay, A., y Sen, M. K. (2008). A possible mechanism for the spatial distribution of seismicity in northern Gulf of Mexico. *Geophysical Journal International*, 175(3), 1141–1153. <https://doi.org/10.1111/j.1365-246X.2008.03952.x>
- Geraci, J. R., y 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>
- González-Carman, V., Acha, E. M., Maxwell, S. M., Albareda, D., Campagna, C., y Mianzan, H. (2014). Young green turtles, *Chelonia mydas*, exposed to plastic in a frontal area of the SW Atlantic. *Marine Pollution Bulletin*, 78(1–2), 56–62. <https://doi.org/10.1016/j.marpolbul.2013.11.012>
- Gouillon, F., Morey, S. L., Dukhovskoy, D. S., y 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>
- Halliwell, 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., y 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. <https://doi.org/10.3801/iafss.fss.4-61>
- Holmes, C. W. (s/f). Distribution of selected elements in surficial marine sediments of the northern Gulf of Mexico continental shelf and slope. En *USGS Publications Warehouse*. <http://pubs.er.usgs.gov/publication/pp814>
- IAAC. (2017). *Draft Environmental Assessment Report*. <https://www.ceaa-acee.gc.ca/050/evaluations/document/121104?culture=en-CA#toc080>
- INECC. (2016). *Qué son, cómo son y cómo se originan las partículas*. x, 13–32.
- IP Bank B.V. (2015). *Bowtie Methodology Manual* (Vol. 15).
- IPIECA-IOGP. (2015). *Impacts of oil spills on marine ecology*.
- IPIECA-IOGP. (2016). *Impacts of oil spills on shorelines*.
- IPIECA. (1997). *Impactos Biológicos por Contaminación Por Hidrocarburos: Pesquerías*. 8.
- IPIECA, y IOGP. (2013). Oil spill risk assessment and response planning for offshore installations. *Oil Spill Response*, 152.



- ITOPF. (2004). *Effects of Oil on Fisheries and Aquaculture: Technical Information Paper*. 1–8. [http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionResponse/OilPollutionResources/Documents/Platform for information sharing/Seafood safety/Technical Information Paper.pdf](http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionResponse/OilPollutionResources/Documents/Platform%20for%20information%20sharing/Seafood%20safety/Technical%20Information%20Paper.pdf)
- ITOPF. (2018). *Weathering*. <https://www.itopf.org/knowledge-resources/documents-guides/fate-of-oil-spills/weathering/>
- Kennicutt, M. (2017). Oil and Gas Seeps in the Gulf of Mexico. En *Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill* (pp. 275–358). <https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3447-8>
- Kolodziejczyk, N., Ochoa, J., Candela, J., y Sheinbaum, J. (2012). Observations of intermittent deep currents and eddies in the Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 117(9). <https://doi.org/10.1029/2012JC007890>
- 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](https://doi.org/Consulting%20Report%20#%2019101001-8/2016/R3)
- Lutcavage, M. E., Lutz, P. L., Bossart, G. D., y 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>
- NASEM. (2018). Drilling Riser Design. En *High-Performance Bolting Technology for Offshore Oil and Natural Gas Operations* (pp. 195–216). <https://www.nap.edu/read/25032/chapter/18#215>
- 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>
- NOAA-NDBC. (2020). *Station 42055 (LLNR 1122) - BAY OF CAMPECHE - 214 NM NE of Veracruz, MX*. https://www.ndbc.noaa.gov/station_page.php?station=42055
- NOAA. (2010). *Oil Spills in Coral Reefs: Planning and Response Considerations*.
- NOAA. (2019a). *Atmospheric Carbon Dioxide*. Understanding Climate. <https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide>
- NOAA. (2019b). *Historical Hurricane Tracks*. <https://coast.noaa.gov/hurricanes/>
- NOAA. (2020). *Environmental Sensitivity Index (ESI) Maps and Data*. <https://response.restoration.noaa.gov/resources/environmental-sensitivity-index-esi-maps>
- ODP. (2002). *Overview of Ocean Drilling Program Engineering Tools and Hardware*. Joides Resolution.
- Oey, L.-Y., y Wang, D.-P. (2009). *Modeling Waves and Currents Produced by Hurricanes Katrina, Rita, and Wilma*. <https://www.boem.gov/newsroom/library/gulf-mexico-ocs-region-publications-5>
- Offshore Technology. (2019). *The world's worst offshore oil rig disasters*. <https://www.offshore-technology.com/features/feature-the-worlds-deadliest-offshore-oil-rig-disasters-4149812/>
- Oil Rig Disasters. (2020). *Rig Incident List*.
- Ortega-Ortiz, J. G., Delgado-Estrella, A., y 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* (pp. 495–503).
- OSHA. (2020). *Hydrogen Sulfide*. <https://www.osha.gov/SLTC/hydrogensulfide/hazards.html>
- Pampell-Manis, A., Horrillo, J., Shigihara, Y., 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., y 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., y Martínez, 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. (2010). *Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional. Proyecto Integral Crudo Ligero Marino Fase-3. Región Marina Suroeste Activo Integral Litoral De Tabasco.*
- 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., y 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).* <http://www.prtr-es.es/Hidrocarburos-Aromaticos-Policiclicos-HAP,15659,11,2007.html>
- Ranold A.S. (2018). *Blowout and Dynamic Well kill Simulations – Exploration Well Coeus (PL832).*
- Romero-Centeno, R., Zavala-Hidalgo, J., Gallegos, A., y 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](https://doi.org/10.1175/1520-0442(2003)016<2628:IOTWCA>2.0.CO;2)
- Rosalez, I. C., Carranza-Edwards, A., Martínez-Serrano, R., Alatorre, M., y Armstrong-Altrin, J. (2015). Textural and geochemical characteristics of marine sediments in the SW Gulf of Mexico: implications for source and seasonal change. *Environ Monit Assess.* *Environ Monit Assess*, 187(205).
- RPS-ASA. (2020). *OILMAP International Consultancy Examples.* <http://rps-asa.maps.arcgis.com/apps/MapJournal/index.html?appid=516b8108b16048569d4d262ff7a12639>
- RPS. (2020). *Oil Spill Modelling Study Summary for Shell/AECOM GoM AP-P-G06 - Xuyi.*
- Ruiz, C. R. ., y Gispert, M. A. I. (2016). *Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Particular. Área Hokchi.*
- 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., y 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 Limited. (2020). *Arreglo de fondo de pozo.* https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottomhole_assembly.aspx
- Schmitz, W. J. J. (2005). Cyclones and westward propagation in the shedding of anticyclonic rings from the Loop Current, in Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models*, 161, 241–261.
- SEDUE. (1988). *Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente.* http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/148_050618.pdf
- SEDUE. (1990). *Acuerdo por el que se expide el Primer Listado de Actividades Altamente Riesgosas.* http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4650309&fecha=28/03/1990
- SEDUE. (1992). *Acuerdo por el que se expide el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas.* http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4664066&fecha=04/05/1992
- SEMAR. (2016). *Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas*



Potencialmente Peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas. En *Diario Oficial de la Federación*. <http://www.semarnat.gob.mx/Plan Nacional de Contingencia V2016.pdf>

- SEMARNAT, SCT, SENER, SAGARPA y SEMARNAT. 2017. Acuerdo por el cual se modifica el similar por el que se establecen zonas de seguridad para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras y para el aprovechamiento integral y sustentable de los recursos pesqueros y acuícolas en zonas marinas mexicanas. Publicada el 7 de diciembre de 2017 en el Diario Oficial de la Federación. Texto vigente. En: <http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5507018&fecha=07/12/2017>, última consulta: abril de 2020.
- SEMARNAT. (2000). *Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental*. <http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo88543.pdf>
- SEMARNAT. (2001). *Guía Para La Presentación Del Estudio De Riesgo Modalidad Analisis De Riesgo Contenido*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/120998/Guia_Estudio_de_Riesgo_Analisis_de_Riesgo.pdf
- SEMARNAT. (2012). *Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe*. <https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-ordenamiento-ecologico-general-del-territorio-poetg>
- SEMARNAT. (2017). *Sistema Arrecifal Veracruzano y el desarrollo sustentable*. <https://www.gob.mx/semarnat/articulos/sistema-arrecifal-veracruzano-y-el-desarrollo-sustentable?idiom=es>
- SGM. (2002). *Carta Geológico-Minera Veracruz E14-3 Veracruz, Puebla y Tlaxcala. Escala 1:250 000. Pachuca: Servicio Geológico Mexicano.*
- SGM. (2004a). *Carta Geológico-Minera Matamoros F14-3-6 Tamaulipas y Veracruz. Escala 1:250 000. Pachuca: Servicio Geológico Mexicano.*
- SGM. (2004b). *Carta Geológico-Minera Poza Rica F14-12 Veracruz, Puebla e Hidalgo. Escala 1:250 000. Pachuca: Servicio Geológico Mexicano.*
- SGM. (2004c). *Carta Geológico-Minera Tamiahua F14-9 Veracruz. Escala 1:250 000. Pachuca: Servicio Geológico Mexicano.*
- SGM. (2008). *Carta Geológico-Minera Matamoros G14-6-8-12 Tamaulipas. Escala 1:250 000. Pachuca: Servicio Geológico Mexicano.*
- Shell. (2018a). *Estudio de Línea Base Ambiental Área Contractual AP-P-G07, Área Perdido, Golfo de México.*
- Shell. (2018b). *Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales.*
- SIMEC. (2019). *Sistema Arrecifal Lobos -Tuxpan*. <https://simec.conanp.gob.mx/ficha.php?anp=132®=5>
- 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*. http://dgeiawf.semarnat.gob.mx:8080/ibi_apps/WFServlet?IBIF_ex=D2_INDUSTRI02_07&IBIC_user=dgeia_mce&IBIC_pass=dgeia_mce&NOMBREANIO=*
- Society of Petroleum Engineers. (2016). *Calculation of Worst-Case Discharge (WCD). Technical Report*.
- 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., y 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. ., y 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>

- Teske, A., y Carvalho, V. (2020). *Marine Hydrocarbon Seeps* (A. Teske & V. Carvalho (eds.); 1a ed.). Springer International Publisher.
- Transportation Research Board and National Research Council. (2003). Oil in the Sea III: Inputs, Fates and Effects. En *Journal of Chemical Information and Modeling* (Vol. 53, Número 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Vázquez de la Cerda, A. M., DiMarco, S. F., Reid, R. O., y 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., y 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, C. H. (2017). Habitats and biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon oil spill. En *Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill* (Vol. 2). <https://doi.org/10.1007/978-1-4939-3456-0>
- Ward, N., y 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., y 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., Romero-Centeno, R., y 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., y Hansen, D. V. (1971). Tides in the Gulf of Mexico. *Contributions on the Physical Oceanography of the Gulf of Mexico*, 2, 265–275.