

# Estudio de Riesgo Ambiental

## Modalidad Análisis de Riesgo

### Proyecto de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en el Área Contractual A15.CS en términos del Contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017, Cuencas del Sureste, Golfo de México

Entregado a:

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

Entregado por:

TotalEnergies EP México S.A. de C.V.

Fecha: Enero, 2023

## Tabla de Contenido

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.....	1-8
1.2.2.1	Aspectos abióticos .....	1-9
1.2.2.2	Aspectos bióticos .....	1-24
1.2.3	Descripción de infraestructura preexistente del sector de hidrocarburos en el Área Contractual 1-28	
1.2.4	Piratería .....	1-29
1.2.5	Normas y reglamentos aplicables al Proyecto .....	1-31
1.2.6	Proyecto civil.....	1-32
1.2.7	Descripción de del Jack-up .....	1-33
1.2.8	Proyecto mecánico .....	1-38
1.2.8.1	Torre de perforación .....	1-38
1.2.8.2	Top Drive .....	1-38
1.2.8.3	Técnica de control durante la perforación .....	1-38
1.2.8.4	Sistema de Preventores.....	1-38
1.2.9	Sistema de protección contra incendios.....	1-39
1.2.9.1	Extintores y equipo de emergencia.....	1-40
1.2.9.2	Red contra incendios .....	1-40
1.2.9.3	Hidrantes y mangueras .....	1-41
1.2.9.4	Sistema de bombeo de agua de protección contra incendios .....	1-41
1.2.9.5	Sistemas de detección de gas e incendios .....	1-41
1.3	Descripción detallada del proceso.....	1-42
1.3.1	Secuencia de perforación y estados mecánicos de los pozos exploratorios .....	1-42
1.3.2	Pozo Ventana .....	1-46
1.3.3	Taponamiento y desmovilización.....	1-48
1.3.4	Materia prima, productos y subproductos .....	1-48
1.3.4.1	Fluidos de perforación .....	1-48
1.3.4.2	Hidrocarburos y hojas de seguridad .....	1-50
1.3.5	Almacenamiento .....	1-50
1.3.6	Equipos de proceso y auxiliares.....	1-51

1.3.7	Pruebas de verificación .....	1-52
1.4	Condiciones de operación .....	1-52
1.4.1	Especificación de sistemas de control .....	1-52
1.4.2	Sistemas de aislamiento.....	1-52
1.4.2.1	Sistemas de paro de emergencias .....	1-53
1.5	Análisis y evaluación de riesgos.....	1-54
1.5.1	Historia de accidentes e incidentes .....	1-55
1.5.2	Metodología para la identificación y evaluación de riesgos .....	1-58
2	Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, (análisis de consecuencias).....	2-1
2.1	Representación de los radios potenciales de afectación por incendio, explosión, dispersión tóxica y análisis de vulnerabilidad.....	2-2
2.1.1	Software PHAST de simulación de escenarios.....	2-2
2.1.2	Criterios para la definición de las zonas de protección .....	2-2
2.1.3	Condiciones de simulación.....	2-4
2.1.3.1	Condiciones atmosféricas.....	2-4
2.1.3.2	Tiempos de liberación .....	2-4
2.1.3.3	Condiciones de liberación.....	2-5
2.1.3.4	Composición hipotética de la mezcla de hidrocarburos .....	2-5
2.1.4	Resultados de la simulación con PHAST .....	2-7
2.1.4.1	E1: Incendio tipo dardo de fuego por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de DI de 8 1/2" (9 5/8" NPS) .....	2-12
2.1.4.2	E2: Explosión por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 1/2" (9 5/8" NPS) .....	2-14
2.1.4.3	E3: Dispersión tóxica de H <sub>2</sub> S por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de DI de 8 1/2" (9 5/8" NPS).....	2-15
2.2	Zonas potenciales de afectación por liberación no controlada de hidrocarburos al mar ....	2-17
2.2.1	Software de simulación OSCAR.....	2-17
2.2.2	Condiciones de simulación.....	2-18
2.2.2.1	Ubicación y características del sitio .....	2-18
2.2.2.2	Tiempo de liberación y deriva del hidrocarburo en el mar.....	2-18
2.2.2.3	Temporadas y bases de datos metoceanicas.....	2-19
2.2.2.4	Propiedades del hidrocarburo liberado .....	2-20
2.2.2.5	Umbral de espesor de la capa de crudo .....	2-21
2.2.3	Resultados de la simulación con OSCAR .....	2-21
2.2.3.1	E3: Liberación no controlada de hidrocarburos al mar a través de TP de 8 1/2" .....	2-21
2.3	Efectos sobre el sistema ambiental.....	2-42
2.3.1	Efectos por dardo de fuego y explosión .....	2-42
2.3.2	Efectos típicos por liberación de hidrocarburos al mar .....	2-42

2.3.2.1	Efectos en pesquerías .....	2-43
2.3.2.2	Efectos en costas: Playas de arena fina a media y Playas de arenas gruesas .....	2-46
2.3.2.3	Efectos en el medio biótico .....	2-47
2.4	Interacciones de riesgo con otras instalaciones.....	2-48
3	Señalamiento de las medidas de seguridad y preventivas en materia ambiental.....	3-1
3.1	Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación.....	3-1
3.1.1	Diagramas Bowtie.....	3-1
3.2	Recomendaciones técnico-operativas .....	3-6
3.3	Medidas y sistemas de seguridad preventivos.....	3-9
4	Resumen.....	4-1
4.1	Informe técnico .....	4-4
4.1.1	Sustancias involucradas.....	4-4
4.1.2	Historia de accidentes e incidentes .....	4-5
4.1.3	Identificación y evaluación de riesgos .....	4-10
4.1.4	Estimación de consecuencias .....	4-11
4.1.5	Criterios utilizados .....	4-12
5	Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental (Anexos) .....	5-1
6	Referencias.....	6-1

## Lista de Figuras

Figura 1-1.	Ubicación del Área Contractual.....	1-3
Figura 1-2	Localización del Área Contractual con relación a los puertos de Seybaplaya, Isla del Carmen, Dos Bocas, y el aeropuerto de Ciudad del Carmen, incluida la ubicación de los pozos Ochkan, Jefe y Tipo. ....	1-5
Figura 1-3	Localización de los pozos Ochkan, Jefe y Tipo en los polígonos envolventes.....	1-6
Figura 1-4.	Jack-up Maersk Resilient. ....	1-8
Figura 1-5.	Estaciones Meteorológicas CONAGUA/SMN y Boya Oceanográfica NOAA alrededor del Área Contractual.....	1-10
Figura 1-6.	Media mensual y desviación estándar de datos meteorológicos para el periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México.....	1-12
Figura 1-7.	Estaciones meteorológicas costeras de la CONAGUA/SMN dentro del SAP establecido para el Proyecto.....	1-13
Figura 1-8.	SWH asociada a un periodo de retorno de 100 años.....	1-15
Figura 1-9.	Media mensual de los vientos en el Golfo de México, incluyendo el oeste del BC, basado en los datos del satélite <i>Quikscat SeaWinds</i> de la NASA .....	1-16
Figura 1-10.	Rosa de vientos mensuales para abril (izquierda) y noviembre (derecha) en el BC.....	1-16
Figura 1-11.	Trayectorias de huracanes mayores (Categoría $\geq 3$ ) dentro del SAP (1950 – 2022).....	1-19

Figura 1-12. Características estructurales del sur del Golfo de México cerca del Área Contractual. ....	1-21
Figura 1-13. Sismicidad histórica en el sur del Golfo de México. ....	1-22
Figura 1-14. Tuberías submarinas, plataformas y pozos del sector hidrocarburos cercanas al Área Contractual. ....	1-29
Figura 1-15. Zonas de Seguridad de la Sonda de Campeche. ....	1-31
Figura 1-16. Diseño general del Jack-up (vista en planta del piso de perforación). ....	1-34
Figura 1-17. Diseño general del Jack-up (vista superior de los equipos). ....	1-35
Figura 1-18. Diseño del Jack-up (vista en planta del piso de perforación). ....	1-36
Figura 1-19. Diseño general del Jack-up (vista lateral). ....	1-37
Figura 1-20. Diagrama del BOP a utilizar por TotalEnergies. ....	1-39
Figura 1-21. Arreglo del pozo Ochkan ....	1-44
Figura 1-22. Estado mecánico del Pozo Ochkan. ....	1-45
Figura 1-23. Estado mecánico del Pozo Tipo. ....	1-46
Figura 1-24. Ejemplo de un proceso de perforación de un Pozo Ventana. ....	1-47
Figura 1-25. Matriz universal de riesgo 6x6. ....	1-61
Figura 1-26. Metodología de identificación y evaluación de los escenarios de riesgo. ....	1-62
Figura 2-1. Composición introducida a PHAST. ....	2-6
Figura 2-2. Diseño general del Jack-up (vista en planta del piso de perforación). ....	2-8
Figura 2-3. Diseño general del Jack-up (vista superior de los equipos). ....	2-9
Figura 2-4. Diseño del Jack-up (vista en planta del piso de perforación). ....	2-10
Figura 2-5. Diseño general del Jack-up (vista lateral). ....	2-11
Figura 2-6. Diagrama de pétalos para dardo de fuego (E1). ....	2-13
Figura 2-7. Diagrama de pétalos para explosión (E2). ....	2-15
Figura 2-8. Diagrama de pétalos para dispersión tóxica de H <sub>2</sub> S (E3). ....	2-16
Figura 2-9. Datos de entrada, módulos y salidas del modelo OSCAR aplicables al Proyecto. ....	2-17
Figura 2-10. Simulación estocástica en temporada de secas (marzo a mayo): Tiempo mínimo de arribo. 2-25	
Figura 2-11. Simulación estocástica en temporada de secas (marzo a mayo): Probabilidad de presencia. ....	2-26
Figura 2-12. Simulación estocástica en temporada de lluvias (junio a octubre): Tiempo mínimo de arribo. ....	2-30
Figura 2-13. Simulación estocástica en temporada de lluvias (junio a octubre): Probabilidad de presencia. ....	2-31
Figura 2-14. Simulación estocástica en temporada de Nortes (noviembre a febrero): Tiempo mínimo de arribo. ....	2-35
Figura 2-15. Simulación estocástica en temporada de Nortes (noviembre a febrero): Probabilidad de presencia. ....	2-36
Figura 2-16. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino. ....	2-43
Figura 2-17. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E1 para el Pozo Ochkan. ....	2-49
Figura 2-18. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E1 sobre el Pozo Jefe. ....	2-50

Figura 2-19. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E2 para los pozos Ochkan y Jefe. ..2-52

Figura 2-20. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E2 en el Pozo Jefe.....2-53

Figura 2-21. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E3 para el Pozo Ochkan.....2-55

Figura 2-22. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E3 para el Pozo Jefe. ....2-56

Figura 3-1. Ejemplo de diagrama Bowtie..... 3-1

Figura 3-2. Bowtie 1: Liberación de gas somero durante perforación..... 3-3

Figura 3-3. Bowtie 2: Pérdida de control de pozo durante la perforación..... 3-4

Figura 3-4. Bowtie 3: Pérdida de control de pozo bajada de TR..... 3-5

Figura 3-5. Proceso para establecer un plan integral de respuesta a emergencias.....3-14

Figura 3-6. Proceso llevado a cabo en el OSCP.....3-15

## Lista de Tablas

Tabla 1-1 Características principales de los pozos Ochkan, Jefe y Tipo..... 1-4

Tabla 1-2. Información meteorológica y oceanográfica *in situ* de CONAGUA/SMN y NOAA..... 1-10

Tabla 1-3. Resumen de los datos meteorológicos satelitales de NASA de un periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México (18.7 a 23°N, 90.5 a 93°O). .... 1-11

Tabla 1-4. Datos meteorológicos *in situ* obtenidos de las estaciones costeras de CONAGUA/SMN. .... 1-13

Tabla 1-5. Rango de alturas del oleaje en condiciones de eventos extremos..... 1-14

Tabla 1-6. Resumen de huracanes mayores sucedidos dentro del SAP (1950 – 2022). .... 1-19

Tabla 1-7. Resumen de los hallazgos de LBA ..... 1-23

Tabla 1-8. Clasificación de susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. .... 1-23

Tabla 1-9. Resumen de las áreas sensibles relacionadas con el Proyecto..... 1-27

Tabla 1-10. Inventario de ductos en el Área Contractual..... 1-28

Tabla 1-11. Inventario de pozos en el Área Contractual..... 1-28

Tabla 1-12. Dimensiones del *Maersk Resilient*. .... 1-33

Tabla 1-13. Extintores disponibles en el Maersk Resilient..... 1-40

Tabla 1-14. Tpo de detectores de incendio por ubicación..... 1-42

Tabla 1-15. Etapas de perforación del pozo Ochkan..... 1-42

Tabla 1-16. Secuencia de perforación del Pozo Ochkan..... 1-44

Tabla 1-17. Secuencia de perforación del Pozo Tipo..... 1-46

Tabla 1-18. Descripción tentativa de las secciones del Pozo Ventana..... 1-48

Tabla 1-19. Componentes químicos típicos de los baches de barrido y fluidos de perforación base agua-bentonita..... 1-49

Tabla 1-20. Composición típica de NADF..... 1-49

Tabla 1-21. Capacidades de almacenamiento de un Jack-up típico..... 1-51

Tabla 1-22. Equipos y capacidades genéricas de un Jack-up.....	1-51
Tabla 1-23. Condiciones de diseño y operación del Jack-up.....	1-52
Tabla 1-24. Sustancias incluidas en los Listados de AAR. ....	1-54
Tabla 1-25. Principales vertidos históricos (> 2.380 bbl) en el Golfo de México de 1964 a 2010. ....	1-56
Tabla 1-26. Incidentes de derrames de hidrocarburos de PEMEX.....	1-57
Tabla 1-27. Lista de participantes del taller HAZID.....	1-58
Tabla 1-28. Límites de liberación para sustancias AAR.....	1-59
Tabla 1-29. Matriz de riesgo universal 6x6. ....	1-60
Tabla 1-30. Resumen de los riesgos, amenazas y consecuencias identificadas. ....	1-63
Tabla 1-31. Matriz de riesgo para el ambiente.....	1-64
Tabla 1-32. Matriz de riesgo para el personal.....	1-64
Tabla 1-33. Matriz de riesgo para los activos.....	1-64
Tabla 1-34. Matriz de riesgo para la comunidad.....	1-64
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.....	2-3
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. Condiciones atmosféricas.....	2-4
Tabla 2-7. Composición de <i>Arabian Heavy</i> considerada para la modelación con PHAST.....	2-5
Tabla 2-8. Radios de afectación por dardo de fuego para E1.....	2-12
Tabla 2-9. Radios de afectación por explosión para E2.....	2-14
Tabla 2-10. Radios de afectación por dispersión tóxica para E3.....	2-15
Tabla 2-11. Ubicación del sitio de derrame modelado y características del escenario.....	2-18
Tabla 2-12. Parámetros del escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.....	2-19
Tabla 2-13. Bases de datos metoceanicos utilizados para la simulación de liberación de hidrocarburos en el mar.....	2-19
Tabla 2-14. Condiciones ambientales de las diferentes temporadas para la simulación.....	2-20
Tabla 2-15. Propiedades del crudo utilizado en el escenario de liberación no controlada de hidrocarburos.....	2-20
Tabla 2-16. Impacto potencial a costas y superficie marina por liberación no controlada de hidrocarburos por área geográfica.....	2-22
Tabla 2-17. Resumen de las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina para la temporada de secas.....	2-23
Tabla 2-18. Probabilidades de la presencia y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas para la temporada de secas en Áreas Sensibles.....	2-27
Tabla 2-19. Resumen de las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina para la temporada de lluvias.....	2-28
Tabla 2-20. Probabilidades de la presencia y tiempos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas para la temporada de lluvias en Áreas Sensibles.....	2-32

Tabla 2-21. Resumen de las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina para la temporada de nortes. .... 2-34

Tabla 2-22. Probabilidades de la presencia y tiempos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas para la temporada de Nortes en Áreas Sensibles. .... 2-37

Tabla 2-23. Extensiones de las zonas costeras con probabilidades de presencia de hidrocarburo en sus costas. .... 2-40

Tabla 2-24. Efectos en el sistema ambiental por los productos de la quema de hidrocarburos. .... 2-42

Tabla 2-25. Efectos típicos en derrames de hidrocarburos. .... 2-44

Tabla 2-26. Frecuencias de fallo en ductos submarinos debido a impactos externos. .... 2-48

Tabla 2-27. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E1. .... 2-50

Tabla 2-28. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E2. .... 2-53

Tabla 2-29. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E3. .... 2-56

Tabla 3-1. Bowties relacionados a los eventos de riesgo evaluados (Primera prioridad y Tolerable a través de ALARP). .... 3-2

Tabla 3-2. Medidas de mitigación adicionales identificadas durante el HAZID. .... 3-6

Tabla 3-3. Resumen de los riesgos, amenazas y consecuencias identificadas. .... 3-7

Tabla 3-4. Sistemas de seguridad preventivos. .... 3-9

Tabla 3-5. Sistemas de seguridad de control. .... 3-10

Tabla 3-6. Sistemas de seguridad de mitigación. .... 3-11

Tabla 3-7. Sistemas de escape. .... 3-16

Tabla 4-1. Resumen de condiciones y resultados (radios) para los escenarios simulados con PHAST. ... 4-2

Tabla 4-2. Resumen de áreas sensibles con presencia de hidrocarburo en su superficie marina y en sus costas. .... 4-3

## Lista de acrónimos

Acrónimos	Definición
AAR	Actividades Altamente Riesgosas
AD	Agujero descubierto
AICA	Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves
ALARP	Tan bajo como sea razonablemente factible ( <i>As Low As Reasonably Practicable</i> )
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
API	Instituto Americano del Petróleo ( <i>American Petroleum Institute</i> )
BC	Banco de Campeche
BHA	Arreglo de fondo de pozo ( <i>Bottom Hole Assembly</i> )
BOEM	<i>Bureau of Ocean Energy Management</i>
BOP	Preventor de reventones ( <i>Blowout Preventor</i> )
BV	<i>Bureau Veritas</i>
CH4	Metano
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos

Acrónimos	Definición
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CO	Oxido de carbono
COV	Compuestos orgánicos volátiles
CO2	Dióxido de carbono
DNV-GL	<i>Det Norske Veritas</i>
ECD	Densidad equivalente de circulación ( <i>Emergency Circulation Density</i> )
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ESD	Paro de Emergencia ( <i>Emergency shutdown</i> )
FPSO	Almacenamiento y descarga de producción flotante
GCBC	Giro Ciclónico del Banco de Campeche
HAP	Hidrocarburos aromáticos policíclicos
HAZID	Identificación de Peligros ( <i>Hazard Identification</i> )
HIPS	Sistemas de protección de alta integridad
HSE	Salud, seguridad y ambiente ( <i>Health, Safety and Environment</i> )
H <sub>2</sub> S	Ácido sulfhídrico
IDLH	Inmediatamente peligroso para la vida o la salud ( <i>Immediately dangerous to life or health</i> )
IMO	Organización Marítima Internacional ( <i>International Maritime Organization</i> )
ISO	Organización Internacional de Normalización ( <i>International Organization for Standardization</i> )
KOP	<i>Kick Off Point</i>
LBA	Línea base ambiental
LCM	Material de pérdida de circulación ( <i>Lost Circulation Material</i> )
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LQ	Zona de camarotes
MER	Matriz de Evaluación de Riesgos
MIA	Manifestación del Impacto Ambiental
MIA-P	Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Particular
MODU	<i>Mobile offshore drilling unit</i>
MPD	Sistema de control de presión ( <i>Managed Pressure Drilling</i> )
NADF	Fluido de perforación base sintética ( <i>Non - Aqueous Drilling Fluid</i> )
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra Incendio ( <i>National Fire Protection Association</i> )
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica ( <i>National Oceanic and Atmospheric Administration</i> )
NOx	Oxido de nitrógeno
OSCAR	<i>Oil Spill Contingency And Response</i>
OSCP	Plan de Contingencia ante Derrames
OSV	Buque de suministro ( <i>Offshore Supply Vessel</i> )
O2	Oxígeno
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PHAST	<i>Process Hazard Analysis Software</i>
PSD	Paro de Procesos

Acrónimos	Definición
PSV	Perfil Sísmico Vertical
RMP	Región Marina Prioritaria
RHP	Región Hidrológica Prioritaria
ROV	Vehículos operados de manera remota
RTP	Región Terrestre Prioritaria
SAP	Sistema Ambiental Particular
SASISOPA	Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección Ambiental
SDV	Válvulas de proceso de cierre
SECE	Elementos críticos de seguridad ambiental
SEMAR	Secretaría de Marina
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SCB	Barreras críticas de seguridad
SINTEF	<i>Stiftelsen for industriell og teknisk forskning</i>
SMF	Falla de Masa Submarina
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SOPEP	Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos ( <i>Shipboard Oil Pollution Emergency Plan</i> )
SO2	Dióxido de azufre
SPI	<i>Sediment profile camera</i>
SPM	Sitio Marino Prioritario
STEL	Límite de exposición a corto plazo ( <i>Short-Term Exposure Limit</i> )
SWH	Altura Significativa de Ola ( <i>Significant Wave Height</i> )
TC	Tubo conductor
TEMPSC	Embarcación de supervivencia con motor totalmente cerrado
TLV	<i>Threshold limit value</i>
TP	Tubería de producción
TR	Tubería de revestimiento
TRA	Evaluación de Riesgo Tecnológico
TWA	Promedio ponderado en el tiempo ( <i>Time-Weighted Average</i> )
UNESCO MAB	Reservas de la biosfera
WBDF	Fluido de perforación base agua ( <i>Water Based Drilling Fluid</i> )

## Unidades

Símbolo	Denominación
bbl	Barriles de petróleo
cm	Centímetro
d	Día
ft	Pies
ft/lb	Pies sobre libra
GPM	Galones por minuto
h	Hora

Símbolo	Denominación
ha	Hectárea
kg	Kilogramos
kg/d	Kiogramo por día
Kg/Sm <sup>3</sup>	Kilogramo sobre metro cúbico estándar
km	Kilómetro
km <sup>2</sup>	Kilómetro cuadrado
kips	Libra fuerza
KW	Kilowatt
kW/m <sup>2</sup>	Kilowatt sobre metro cuadrado
L	Litro
lb/pulg <sup>2</sup>	Libra sobre pulgada cuadrada
m	Metro
mbar	Milibar
mdp	Millones de pesos
Mg/l	Miligramo sobre litro
Min	Minutos
mm	Milímetro
MT	Tonelada métrica
MT/m <sup>2</sup>	Tonelada métrica sobre metro cuadrado
m/s	Metro por segundo
m <sup>3</sup> /d	Metro cubico por día
psi	Libra por pulgada cuadrada
ppm	Partes por millón
ppt	Partes por trillón
S	segundo
scf/bbl	<i>Standard cubic feet of gas per barrel of oil</i>
Sm <sup>3</sup> /d	Metro cúbico estándar por día
°C	Centígrados
µm	milésima de milímetro

# 1 Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto

## 1.1 Introducción

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

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

### 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 de diseño (información y descripción general del Proyecto, descripción del entorno y de la zona, descripción de infraestructura preexistente del sector hidrocarburos en el Área Contractual, piratería, estándares y regulaciones aplicadas al Proyecto, proyecto civil, proyecto mecánico y proyecto sistema contra incendios); 3) Descripción detallada del proceso (secuencia de perforación, taponamiento y desmovilización, materias primas, productos y subproductos, almacenamiento, equipos de proceso y auxiliares y pruebas de verificación); 4) Condiciones de operación (especificaciones del sistema de control y sistemas de aislamiento); 5) Análisis y evaluación de riesgos (historia de accidentes e incidentes, identificación de peligros y evaluación de riesgos).
- **Capítulo 2: Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones**, considerando: 1) Representación de los radios potenciales de afectación por incendio, explosión y dispersión tóxica; 2) Zonas potenciales de afectación por liberación no controlada de hidrocarburos al mar; 3) Efectos sobre el sistema ambiental; y 4) Interacciones de riesgo.
- **Capítulo 3: Señalamiento de las medidas de seguridad y preventivas en materia ambiental**, que incluyen: 1) Metodología para la identificación de medidas preventivas y de mitigación; 2) Diagramas Bow-tie; 3) Recomendaciones técnico-operativas (sistemas de seguridad y medidas preventivas); 4) Medidas preventivas y de mitigación.
- **Capítulo 4: Resumen**, incluyendo: 1) Resumen de la situación general del Proyecto en materia 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, 2022), 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 sentido, el artículo 18 del Reglamento establece que, el ERA deberá incorporar la siguiente información:

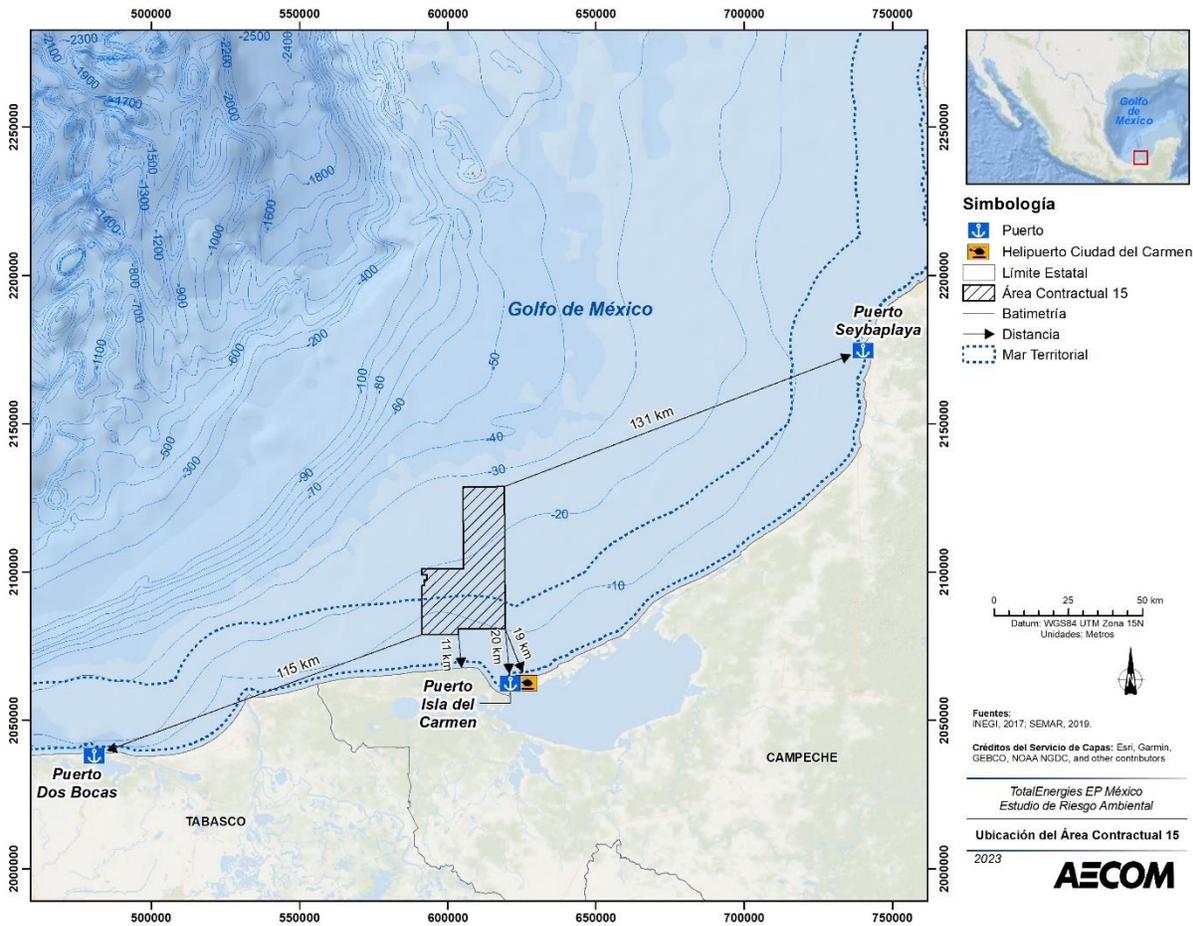
- Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto
- Descripción de las zonas de protección alrededor de las instalaciones cuando aplique
- Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental

Dicho artículo destaca que la SEMARNAT publicará en el Diario Oficial de la Federación y en la Gaceta Ecológica, las guías que faciliten la presentación y entrega del Estudio de Riesgo (DOF, 2014). Por lo que, se consideraron el Primer Listado y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (AAR) publicados el 28 de marzo de 1990 (DOF, 1990), y el 4 de mayo de 1992 (DOF, 1992), respectivamente. Estos listados (de ahora en adelante, Listados de AAR) determinan las AAR con base en la clasificación de sustancias peligrosas con propiedades tóxicas, inflamables y explosivas y las cantidades de reporte correspondientes (definidas como la cantidad mínima de sustancia peligrosa). Los listados consideran una AAR cuando en las actividades se involucren sustancias que presenten una o más de las propiedades de peligrosidad mencionadas anteriormente, ya sea en cantidades iguales o superiores a su cantidad de reporte.

## 1.2 Bases de diseño

### 1.2.1 Información y descripción general del Proyecto

El Área Contractual se localiza aproximadamente a 131 km al suroeste del Puerto de Seybaplaya (Estado de Campeche), a 20 km al norte del Puerto de Isla del Carmen (Estado de Campeche), a 115 km al noreste del Puerto de Dos Bocas (Estado de Tabasco) y a 19 km al noroeste del Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen (Estado de Campeche). Cubre un área estimada de 971,567 km<sup>2</sup> con profundidades de agua que varían aproximadamente de 9 m a 25 m, por lo que se encuentra en su totalidad en aguas someras. El área se considera propiedad federal y, por lo tanto, no forma parte de una ciudad, municipio o estado (**Figura 1-1**).



**Figura 1-1. Ubicación del Área Contractual.**

Fuente: AECOM, 2022.

Durante los trabajos realizados en el Área Contractual en el periodo 2019 - 2020, TotalEnergies definió la ubicación tentativa de un pozo exploratorio (denominado en adelante como “Pozo Tipo”), del cual, se definieron características técnicas del mismo, tales como estado mecánico, propiedades esperadas del yacimiento, composición esperada del hidrocarburo (crudo análogo), y a partir de una identificación de peligros (HAZID) y evaluación de riesgos detallada se desarrollaron trabajos de simulación numérica de consecuencias (incendio, explosión, liberación tóxica y liberación no controlada de hidrocarburos al mar por reventón de pozo). Sin embargo, estos estudios quedaron en pausa durante la fase de revisión del Primer Convenio Modificadorio descrito en párrafos anteriores.

Posterior a la resolución del Primer Convenio Modificadorio (celebrado el 19 de julio de 2021 y descrito en la **Sección 2.1.** de la MIA-P) y a partir de los avances técnicos para maximizar las probabilidades de un descubrimiento dentro del Área Contractual, TotalEnergies identificó dos prospectos adicionales con potencial exploratorio localizados en el nivel estratigráfico de las Brechas del Cretáceo Superior, denominados Ochkan y Jefe.

Las ubicaciones tentativas de los prospectos Ochkan y Jefe, así como sus secciones sísmicas e interpretación de eventos estratigráficos y estructurales, se presentaron a la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) en la Segunda Modificación del Plan de Exploración del Área Contractual, aprobado por la CNH el 1 de diciembre del 2022 mediante resolución CNH.E.88.001/2022 (ver **Sección 2.1** de la MIA-P). Dicha modificación incluye dos escenarios, la profundización del pozo Ochkan y la perforación de

un Pozo exploratorio adicional denominado Jefe. Adicional a estos escenarios, se contempla el escenario de inclusión de un Pozo Ventana en las mismas coordenadas del Pozo Ochkan. Los tres escenarios se describen a continuación:

1. Profundización del pozo Ochkan, en caso de que la información bioestratigráfica tomada mientras se perfora no coincida con lo estimado.
2. Inclusión de un Pozo Ventana en las mismas coordenadas del Pozo Ochkan, en caso de que se determine la presencia de aceite hasta la base del reservorio de las Brechas Cretácicas. El objetivo principal de este Pozo Ventana es encontrar el contacto agua / aceite, lo cual permitiría acelerar el proceso de apreciación del campo.
3. Perforación de un Pozo exploratorio adicional denominado Jefe, en caso de confirmar un descubrimiento en Ochkan y dependiendo de los resultados de su Pozo Ventana.

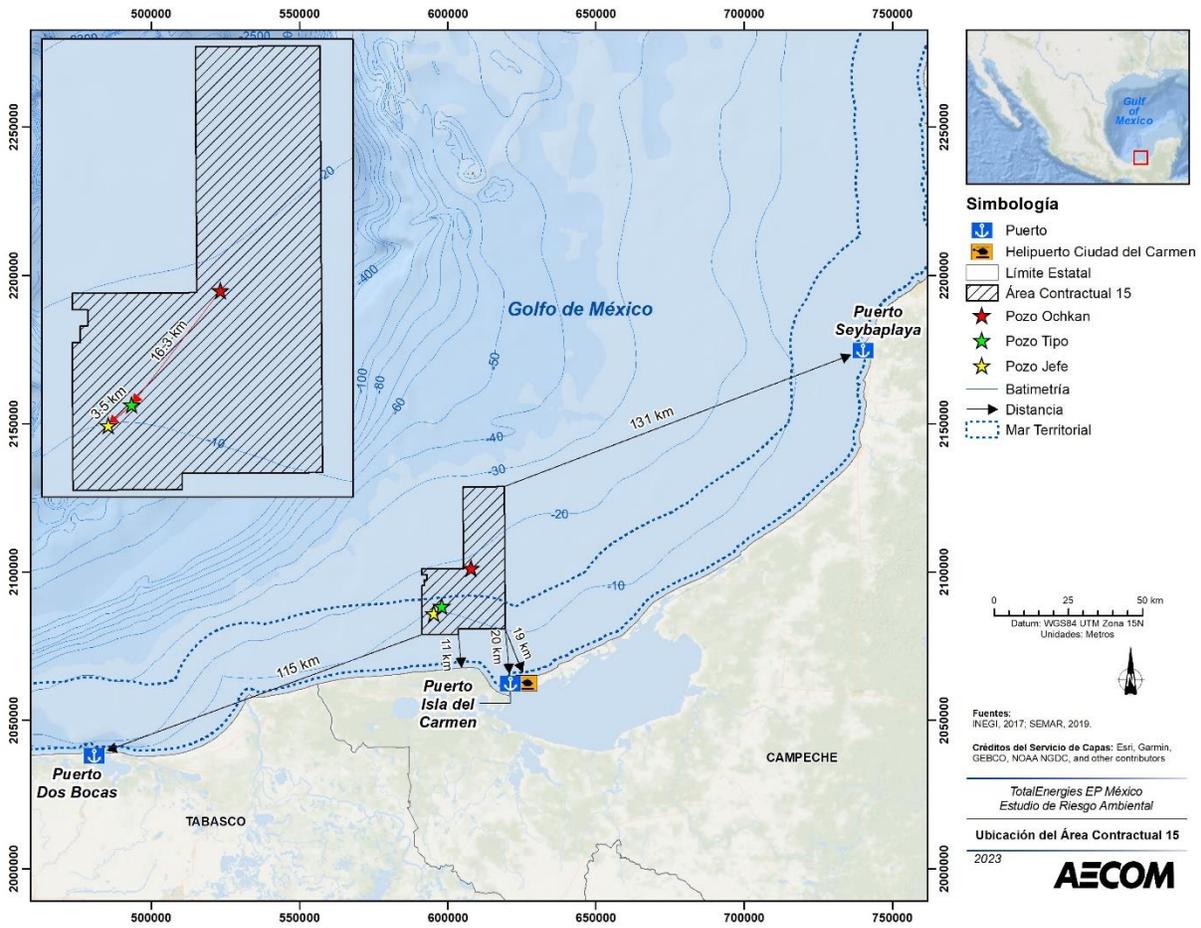
Las coordenadas, profundidades objetivo y tirantes de agua de los pozos Ochkan, Jefe y Tipo, se muestran en la **Tabla 1-1**. Su ubicación geográfica dentro del Área Contractual se puede observar en la **Figura 1-2**.

**Tabla 1-1 Características principales de los pozos Ochkan, Jefe y Tipo.**

Pozo	Coordenadas Geográficas		Profundidad objetivo (m)	Tipo de pozo	Tirante de agua	Observación
	Latitud	Longitud				
Ochkan	<b>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</b>		6,062	Exploratorio	18	por perforar
Jefe			5,480	Exploratorio	10	por perforar (dependiente de los resultados de Ochkan y su Pozo Ventana)
Tipo			7,500	Exploratorio	11	Representativo, no planeado para perforación

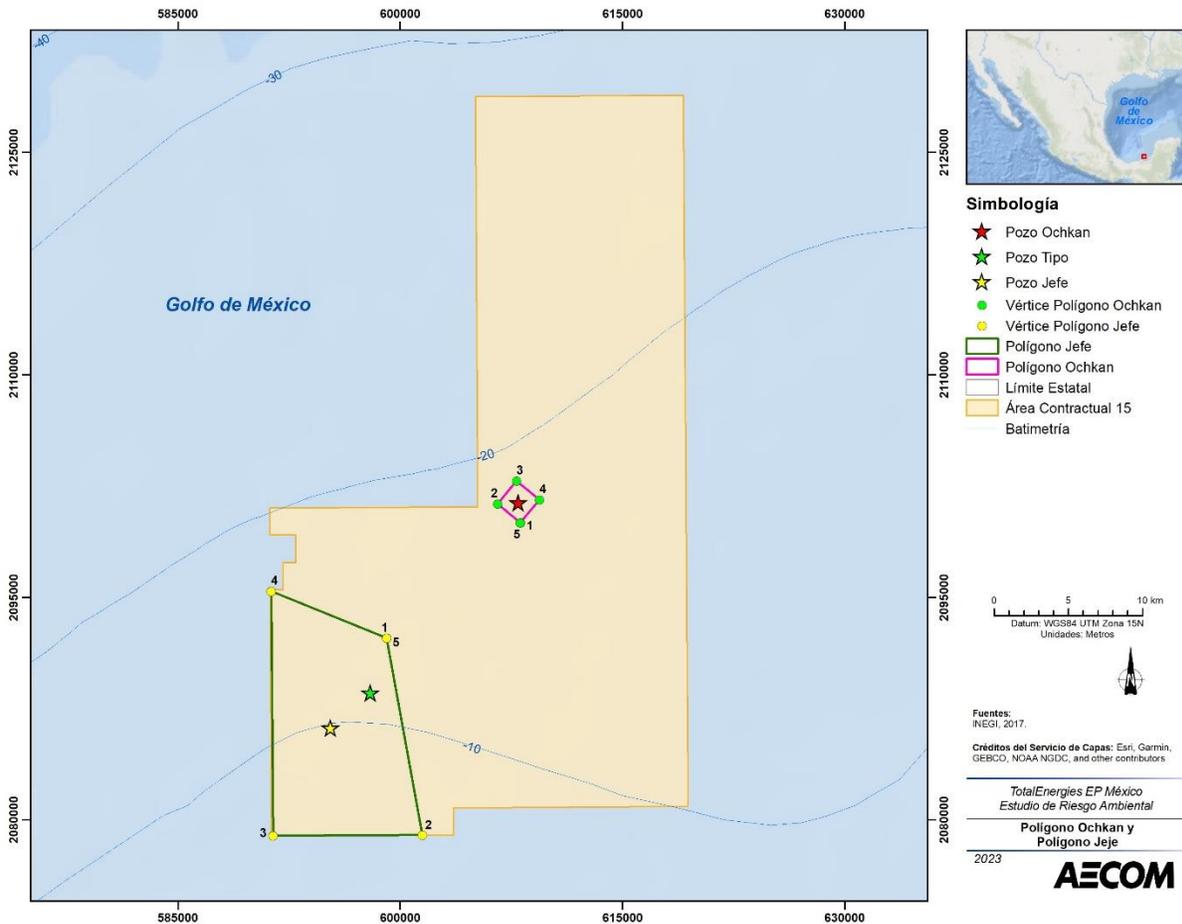
*Fuente: TotalEnergies, 2022.*

Las coordenadas enlistadas en la **Tabla 1-1** son tentativas y pueden cambiar al momento de la perforación, por lo que para cada pozo, en la **Figura 1-3** se presentan los polígonos envolventes, que cuenta con características homogéneas, dentro del cual potencialmente se podría perforar el pozo.



**Figura 1-2 Localización del Área Contractual con relación a los puertos de Seybaplaya, Isla del Carmen, Dos Bocas, y el aeropuerto de Ciudad del Carmen, incluida la ubicación de los pozos Ochkan, Jefe y Tipo.**

Fuente: AECOM, 2022



**Figura 1-3 Localización de los pozos Ochkan, Jefe y Tipo en los polígonos envolventes.**

*Fuente: AECOM, 2022*

Es de importante resaltar que dentro de las actividades contempladas en la Segunda Modificación del Plan de Exploración, se encuentra la interpretación sísmica detallada del Pozo Ochkan y el Pozo Jefe, que servirá para caracterizar los yacimientos de ambos prospectos, sin embargo, debido a que esta actividad se encuentra aún en fase de desarrollo, en este ERA se consideran las características técnicas del Pozo Tipo, el cual, en materia de riesgo ambiental, se prevé más conservador a lo esperado en Ochkan y Jefe, por lo que la información técnica del Pozo Tipo, pudiera considerarse representativa de los demás prospectos.

La información técnica relevante del Pozo Tipo considerado para la elaboración de este ERA es la siguiente:

1. Estado mecánico (secuencia de perforación, secciones de fase de perforación de aguas abiertas o convencional “sistema cerrado”, diámetros de secciones, etc.)
2. Características esperadas del yacimiento (presión, temperatura, porosidad, flujo esperado de crudo y gas etc.)
3. Propiedades esperadas del hidrocarburo (composición de la fase líquida y gaseosa del hidrocarburo basa en análogos)

4. Identificación de peligros y evaluación de riesgos en pozos exploratorios en el Área Contractual con base en procedimientos de seguridad y ambiente (HSE) de TotalEnergies y en el Caso de Seguridad (HSE Case) de la plataforma de perforación.
5. Simulación numérica de consecuencias de los riesgos categorizados como Nivel 1 y Nivel 2.

Con respecto a las simulaciones numéricas de consecuencias realizadas a partir de la información técnica del Pozo Tipo, se revisaron, las siguientes condiciones para verificar la representatividad de las simulaciones en las ubicaciones de Ochkan y Jefe:

1. Los tirantes de agua entre las ubicaciones de los prospectos no varían significativamente, de manera que las condiciones oceanográficas (corrientes marinas en la columna de agua) y el tiempo de ascenso del hidrocarburo a la superficie marina son similares.
2. Las condiciones atmosféricas (temperatura del aire, humedad relativa y magnitud del viento) utilizadas en la simulación de consecuencias es similar en la ubicación de los prospectos dada su cercanía.
3. Con base en la información actual, se estima que el flujo de crudo y gas entre prospectos es similar.
4. Con base en la información actual, se estima que la composición del hidrocarburo y las propiedades del yacimiento son similares, por lo que no variaran significativamente entre los prospectos.
5. La plataforma de perforación será la misma en todos los prospectos, de manera que:
  - el análisis de zonas de riesgo identificadas por incendio, explosión y liberación tóxica es representativo durante la perforación de los prospectos;
  - el análisis de medidas preventivas y de mitigación asociados al caso de seguridad (HSE Case) son coherentes entre prospectos; y
  - los diámetros de fuga para la simulación de consecuencias son los mismos.

No obstante, de presentarse alguna diferencia con relación a las consideraciones mencionadas anteriormente, una vez que se definan las coordenadas finales de ubicación de los prospectos, TotalEnergies realizará ante la ASEA el trámite correspondiente de acuerdo con la legislación vigente en su momento.

La MODU para la perforación del Pozo Ochkan y en su caso del Pozo Jefe aún no está confirmada, sin embargo, debido a las profundidades del Área Contractual, este será de tipo Jack-up, por lo que para fines de este ERA, se seleccionó el Jack-up *Maersk Resilient*. Esta plataforma fue construida en 2009 por *Keppel Fels Shipyard Singapur* con un diseño Gusto MSC CJ50 X100 MC y bandera de Singapur.

Entre las principales características de los Jack-up destacan la forma triangular y las tres piernas unidas al casco que pueden retraerse y extenderse verticalmente una vez que entran en contacto con el lecho marino (**Figura 1-4**). Las especificaciones técnicas de esta plataforma (diseño, planos, sistemas de protección, manuales de operación) y de seguridad (Caso de Seguridad – HSE Case) son un importante insumo para el desarrollo de este ERA. En el **Capítulo 5, el Anexo 5.1** presenta la ficha técnica y los planos de este Jack-up.



**Figura 1-4. Jack-up Maersk Resilient.**

*Fuente: Maersk, 2019.*

Algunas de las actividades paralelas a la perforación del Pozo Ochkan y en su caso, del Pozo Jefe requerirán el tránsito de buques de suministro (OSV), remolcadores y helicópteros que transitarán entre la MODU y la costa. Es importante mencionar que las operaciones de los OSV y los helicópteros no se consideran en el ámbito del ERA, ya que no realizan AAR directamente relacionadas con las actividades del Proyecto.

### **1.2.2 Descripción del entorno y susceptibilidad de la zona**

El Área Contractual se localiza costa afuera frente a las costas del estado de Campeche en aguas federales de la Zona Económica Exclusiva. De manera específica, se encuentra dentro de la Región Marina Prioritaria (RMP) Pantanos de Centla - Laguna de Términos y el Sitio Marino Prioritario (SPM) Laguna de Términos, regiones denominadas como prioritarias por su valor ecosistémico, así como, parcialmente dentro de las Unidades de Gestión Ambiental No. 167 y 188 definidas en el Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (SEMARNAT, 2012).

La descripción del entorno ambiental se basa en aspectos abióticos, como las condiciones meteorológicas y oceanográficas (corrientes oceánicas y oleaje), así como la geología y geomorfología de la zona y la susceptibilidad de ésta a fenómenos meteorológicos y oceanográficos extremos; así como en los aspectos bióticos del sitio, tales como el plancton, bentos, la flora y fauna, y comunidades sensibles. Estos aspectos se describen a continuación.

### 1.2.2.1 Aspectos abióticos

#### 1.2.2.1.1 Temporadas

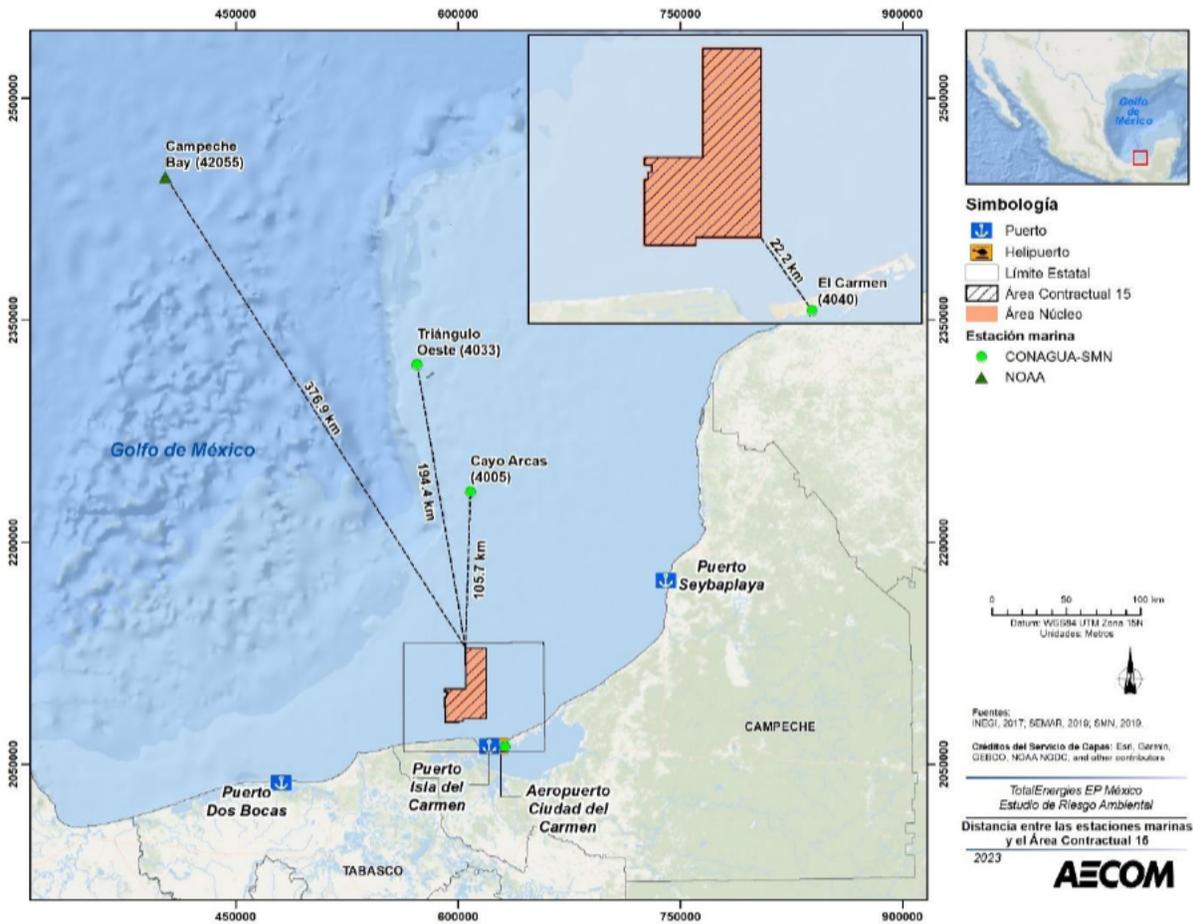
La mayoría de las regiones tropicales se caracterizan por tener dos temporadas distintas: la temporada de lluvias y la temporada de secas (Herrera-Silveira et al., 1994; Peel et al., 2007). Sin embargo, los ecosistemas costeros y cercanos a la costa en el suroeste del Golfo de México pueden experimentar tres temporadas: temporada de secas, temporada de lluvias y temporada de Nortes; ya que los eventos de Norte provocan 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 (Hernández, et al., 2011; Herrera-Silveira, 1994; Miranda et al., 2005; Tapia-González, et al., 2008).

Los Nortes incluyen vientos del norte sostenidos a escala regional, originados en Las Rocallosas de Norteamérica y que se desplazan por el Golfo de México, persistiendo por varios días (entre dos y seis) y que influyen a nivel regional (Pérez et al., 2014, Passalacqua et al., 2016). Los Nortes presentan vientos sostenidos de 10 m/s a 20 m/s con rachas de 60 m/s, rápidos descensos de temperatura (aproximadamente 10 °C en 24 h) y aumento en la presión atmosférica (Pérez et al., 2014, Passalacqua et al., 2016).

Los sistemas costeros y cercanos a la costa son impactados de lleno por los efectos de las condiciones meteorológicas del Norte, generando cambios bioquímicos e hidrológicos que impactan la fenología de vegetación marina, terrestre y acuática emergente, que a su vez, afecta las dinámicas de población y comunidades en niveles trópicos más altos, particularmente en lagunas costeras y estuarios (Tapia-Gonzales et al., 2008; Herrera-Silveira et al., 1994; Hernandez et al., 2011; Miranda et al., 2005). La frecuencia anual y el impacto ecológico acumulativo de los Nortes justifican su inclusión como una tercera temporada para los ecosistemas costeros. A diferencia de la temporada de lluvias, la temporada de secas presenta temperaturas menos cálidas y una disminución en los patrones de precipitación. Las lluvias en temporada de secas cambian a eventos más cortos e intensos al principio de la temporada, con eventos de lluvia progresivamente menores y más cortos hasta el final de la temporada. En el contexto de tres temporadas, la temporada de lluvias incluye temperaturas más cálidas y lluvia estable y frecuente, que incrementa hasta el final de temporada y aportando la mayoría de la precipitación anual. Aunque la correspondencia es imprecisa, el invierno tardío y la primavera de las estaciones templadas, se correlacionan con la temporada de secas. El verano y el otoño, se correlacionan aproximadamente con la temporada de lluvias; y de la etapa final de otoño a mediados de invierno, corresponde con la temporada de Nortes.

#### 1.2.2.1.2 Variables meteorológicas

Con la finalidad de caracterizar las variables meteorológicas que rodean el Área Contractual se utilizaron datos *in situ* de tres estaciones meteorológicas operadas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) ubicadas en las islas de Cayo Arcas, Triángulo Oeste y Ciudad del Carmen (recopilados del sitio de Internet del Servicio Meteorológico Nacional, SMN); así como los datos de las condiciones metoceanicas recopilados por la boya oceanográfica Bahía de Campeche (42055) de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA). Las estaciones de la CONAGUA se localizan a una distancia de 106 km al norte, 194 km al noreste y 22 km al sur del Área Contractual, respectivamente. La boya oceanográfica de la NOAA se encuentra a 377 km al noroeste del Área Contractual (**Figura 1-5**).



**Figura 1-5. Estaciones Meteorológicas CONAGUA/SMN y Boya Oceanográfica NOAA alrededor del Área Contractual.**

Fuente: SMN, 2019.

Los datos meteorológicos promedio para la región, obtenidos de la CONAGUA y la NOAA, se presentan en la **Tabla 1-2** que incluyen: temperatura del aire, temperatura del agua somera, precipitación, velocidad del viento y presión atmosférica. El promedio de los datos meteorológicos mensuales de la Administración Nacional de Aeronáutica y el Espacio (NASA) se muestra en la **Tabla 1-3** y la **Figura 1-6**, incluyendo velocidad del viento, temperatura del aire, fracción de nubosidad, temperatura de la superficie marina, precipitación, humedad relativa y presión del nivel del mar.

**Tabla 1-2. Información meteorológica y oceanográfica *in situ* de CONAGUA/SMN y NOAA.**

Estación		Cayo Arcas 4005	Triángulo Oeste 4033	El Carmen 4040	Boya NOAA 42055
Fuente		CONAGUA-SMN	CONAGUA-SMN	CONAGUA-SMN	NOAA
Ubicación geográfica		20° 12' 15" N 91° 57' 43" W	20° 59' 00" N 92° 18' 14" W	18° 39' 00" N 91° 45' 00" W	22° 07' 12" N 93° 57' 36" W
Periodo de análisis		1951 2010	1951 2010	1951 2010	2005 2015
Temperatura del aire (°C)	Promedio (Anual)	28	27	27	25

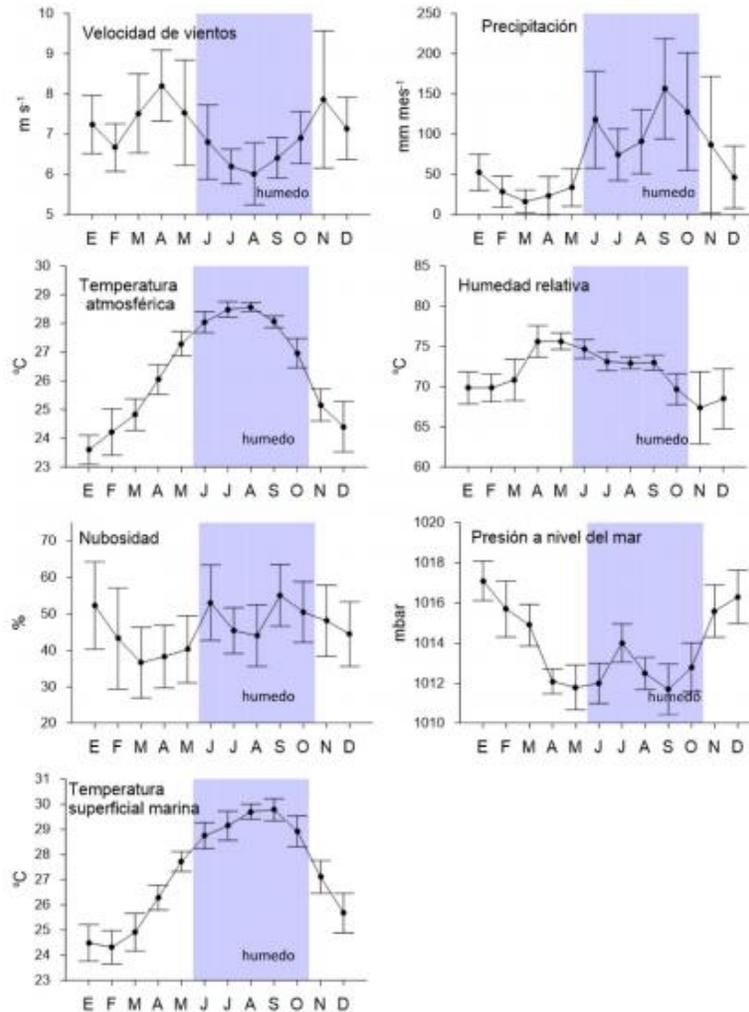
Estación		Cayo Arcas 4005	Triángulo Oeste 4033	El Carmen 4040	Boya NOAA 42055
	Mínimo (Mensual)	25	24	23	17
	Máximo (Mensual)	29	29	29	32
Temperatura de la superficie del agua (°C)	Promedio (Anual)	N/A	N/A	N/A	27
	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	23
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	33
Precipitación (mm)	Acumulado (Anual)	356.0	330.1	1,269	N/A
Velocidad del viento (nudos)	Máximo (Anual)	N/A	N/A	N/A	46
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	N/A
Presión atmosférica a nivel del mar (mbar)	Promedio (Anual)	N/A	N/A	N/A	1,015
	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	1,000
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	1,036

Fuente: CONAGUA, SMN, NOAA, 2018

Tabla 1-3. Resumen de los datos meteorológicos satelitales de NASA de un periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México (18.7 a 23°N, 90.5 a 93°O).

Parámetro	Promedio anual	Mes en que se registró la máxima	Máxima	Mes en el que se registró la mínima	Mínima	Fuente
Precipitación (mm/month)	71.3 ± 45.5	Sept.	156.6 ± 62.3	Mar.	16.3 ± 14.3	NASA, 2017
Velocidad del viento (m/s)	7.0 ± 0.7	Abr.	8.2 ± 0.9	Ago.	6.0 ± 0.8	NASA 201a 5a
Temperatura del aire (°C)	26.3 ± 1.8	Ago.	28.6 ± 0.2	Ene.	23.6 ± 0.5	NASA, 2013
Humedad relativa (%)	71.8 ± 2.8	May	75.6 ± 1.0	Nov.	67.4 ± 4.5	NASA, 2017
Fracción de nubosidad (%)	46 ± 6	Sept.	55 ± 8	Mar.	37 ± 10	NASA, 2017
Presión del nivel del mar (mb)	1013.9 ± 2.0	Ene.	1017.1 ± 1.0	Sept.	1011.7 ± 1.3	NASA, 2017a
Temperatura de la superficie marina (°C)	27.2 ± 2.0	Sept.	29.8 ± 0.4	Feb.	24.3 ± 0.7	NASA, 2015

Fuente: Total E&P México, 2018.



**Figura 1-6. Media mensual y desviación estándar de datos meteorológicos para el periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México.**

Nota: El área sombreada representa la temporada de lluvias, el área clara representa la temporada de secas.

*Fuente: Total E&P México, 2018.*

Adicionalmente, se describe la información meteorológica obtenida en estaciones costeras a lo largo del litoral del Golfo de México, las cuales se encuentran dentro del Sistema Ambiental Particular (SAP) definido para el Proyecto en el capítulo 4 de la MIA-P. Estas estaciones proporcionan información importante de los fenómenos meteorológicos costeros que pueden ocurrir en el SAP e influir en las actividades relacionadas al Proyecto (**Figura 1-7**). Los promedios de temperatura y precipitación se recopilaron de la estación de Paraíso en el estado de Tabasco, y de las estaciones El Carmen, Campeche, Champotón, Isla Aguada y Sabancuy en el estado de Campeche (**Tabla 1-4**). Estas estaciones son operadas por la CONAGUA y los datos son complicados por el SMN (CONAGUA, 2019).

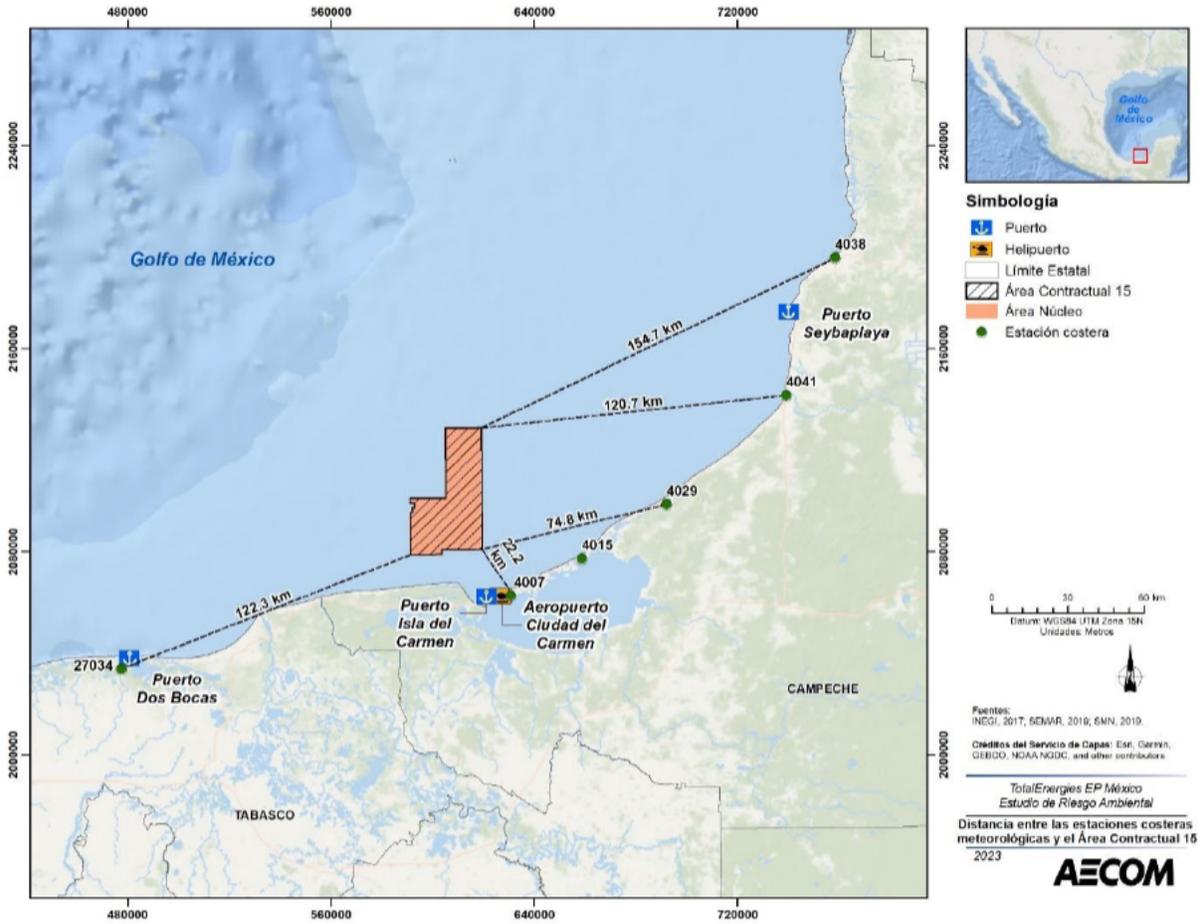


Figura 1-7. Estaciones meteorológicas costeras de la CONAGUA/SMN dentro del SAP establecido para el Proyecto.

Fuente: CONAGUA/SMN, 2022.

Tabla 1-4. Datos meteorológicos *in situ* obtenidos de las estaciones costeras de CONAGUA/SMN.

Municipio (Estado)	Estación	Coordenadas	Altitud (msnm)	Temperatura (°C)			Precipitación anual (mm)
				Max.	Promedio	Min.	
Paraíso (Tabasco)	27034	18° 23' 44" N 93° 12' 44" W	6	36.5	31.4	21.7	1,769
El Carmen (Campeche)	4007	18° 39' 12" N 91° 45' 39" W	5	32.1	27.1	22.2	1,573
Isla Aguada (Campeche)	4015	18° 46' 56" N 91° 29' 40" W	1	32.5	27.4	22.3	1,241.6
Sabancuy (Campeche)	4029	18° 58' 22" N 91° 10' 33" W	5	32.9	26.7	20.5	1,412.3
Chapotón (Campeche)	4041	19° 21' 20" N 90° 43' 24" W	10	32	25.9	19.9	1,238
Campeche (Campeche)	4038	19° 21' 20" N 90° 43' 24" W	10	32.7	27	21.3	1,026

Municipio (Estado)	Estación	Coordenadas	Altitud (msnm)	Temperatura (°C)			Precipitación anual (mm)
				Max.	Promedio	Min.	
Sabancuy (Campeche)	4029	18° 58' 22" N 91° 10' 33" W	5	32.9	26.7	20.5	1,412

Source: CONAGUA/SMN, 2022.

#### 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 son indirectamente influenciadas por la onda mareal, la topografía dominante de cada lugar y las fases lunares (INEC, 2004). En esta región la marea es de tipo mixta con predominancia diurna (Servicio Meteorológico UNAM, n.d.).

#### 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. La altura significativa de ola (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, se encuentra correlacionada con la energía total y la fuerza potencial transmitida a la infraestructura flotante.

Los datos de oleaje fueron recolectados a partir de las mediciones realizadas por la boya oceanográfica de la NOAA más cercana al Área Contractual, estación NOAA 42055 (ver **Figura 1-5**) durante el periodo de 2005 a 2008. Los datos de mayo de 2005 a diciembre de 2008 mostraron SWH medias mensuales que van desde 0.8 m (agosto) a 1.7 m (diciembre). Las SWH máximas ocurrieron en agosto (9 m) y estuvieron asociadas con tormentas tropicales y huracanes.

Las estimaciones del oleaje que se produce en las zonas costeras del Golfo de México, en función de eventos extremos como tormentas tropicales y huracanes se muestran en la **Tabla 1-5**.

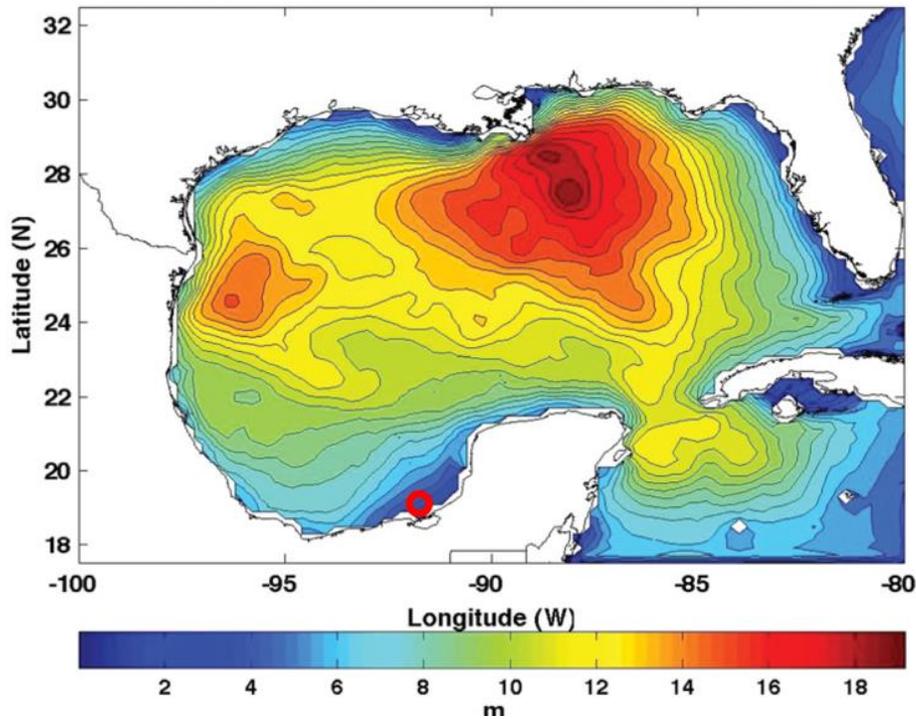
**Tabla 1-5. Rango de alturas del oleaje en condiciones de eventos extremos.**

Eventos extremos	Oleaje (m)
Tormentas tropicales	1.1 - 1.5
Huracanes Categoría 1	1.5 - 2.0
Huracanes Categoría 2	2.0 - 2.5
Huracanes Categoría 3	2.5 - 4.0
Huracanes Categoría 4	4.0 - 5.5
Huracanes Categoría 5	> 5.5

Fuente: NOAA/NDBC, 2018.

La región está expuesta a tormentas tropicales y huracanes durante la temporada de lluvias y a eventos de Nortes durante la temporada de secas. Dichos eventos meteorológicos extremos suelen generar oleaje de gran altura (NOAA/NDBC, 2018; Ojeda et al., 2017) que pueden significar una amenaza importante durante el desarrollo del Proyecto.

La SWH para un periodo de retorno de 100 años en el Área Contractual a partir de una reanálisis de 51 años de oleaje para el Golfo de México (Panchang et al., 2013) es de aproximadamente 3 m a 4 m (**Figura 1-8.**).



**Figura 1-8. SWH asociada a un periodo de retorno de 100 años.**

Nota: El círculo rojo muestra la localización aproximada del Área Contractual.

*Fuente: Panchang et al., 2013.*

#### 1.2.2.1.5 Vientos

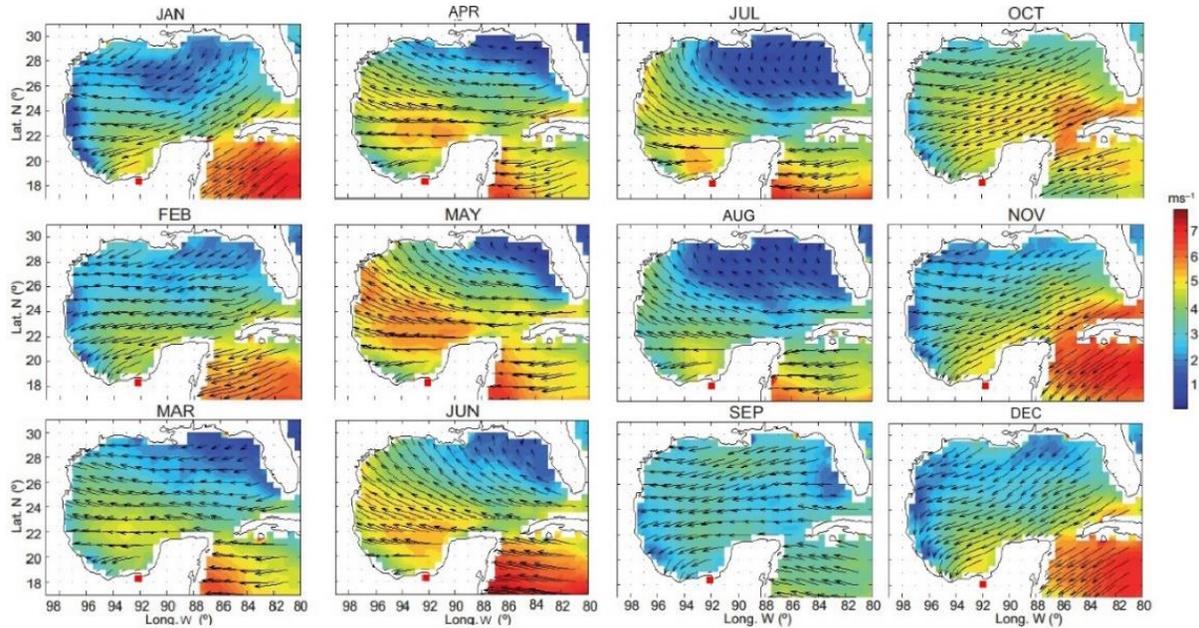
El movimiento de masas de aire, como respuesta a la presión atmosférica y a los gradientes de temperatura y humedad, deriva en la generación y en las propiedades de los vientos. Los perfiles de velocidad de los vientos son fundamentales para determinar el comportamiento de superficies marinas y su efecto sobre las estructuras flotantes. Las corrientes superficiales constituyen un forzamiento importante en la modelación de riesgos potenciales como los derrames de petróleo. Además, 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.

Los vientos alisios dominan el Golfo de México, incluyendo el Banco de Campeche (BC). Estos entran al Golfo desde el este y se desvían hacia el sur por la obstrucción de las montañas de la Sierra Madre Oriental, para luego salir del Golfo hacia el Océano Pacífico a través de un paso de montañas bajas en el Istmo de Tehuantepec (Zavala-Hidalgo et al., 2014). El Golfo de México también se ve afectado por ciclones, que ocurren principalmente desde mayo hasta noviembre (mayormente en época de lluvias).

La **Figura 1-9** y la **Tabla 1-3** muestran las velocidades mensuales de los vientos para el área de estudio registradas por el satélite Quikscat Sea Winds de la NASA. Los vientos más fuertes se reportaron durante el periodo de secas, de marzo a mayo (media de abril =  $8.2 \pm 0.9$  m/s) y los más débiles, de julio a septiembre (media en agosto =  $6.0 \pm 0.8$  m/s). Fuertes vientos también se observaron en la temporada de Nortes (media de noviembre =  $7.9 \pm 1.7$  m/s; Total, 2018).

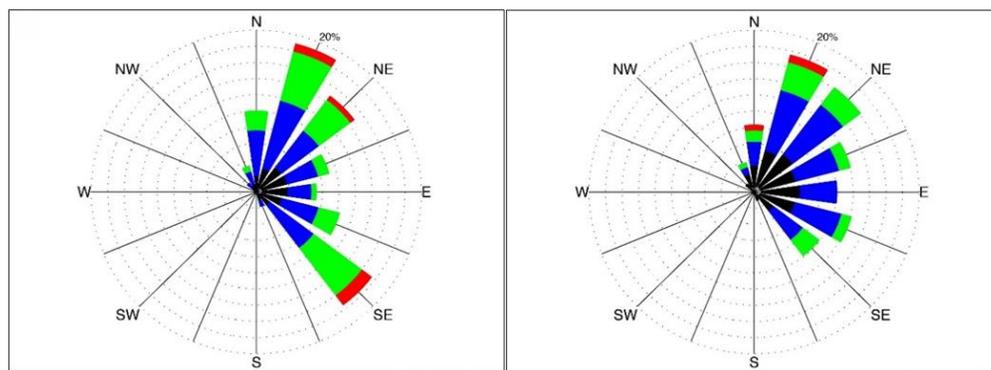
También, la **Figura 1-9** muestra la media mensual del viento sobre el Golfo de México, incluyendo el oeste del BC, en donde los vientos se dirigen hacia la costa, con una componente del este (ya sea del sureste o

el noreste) a lo largo del año (Total E&P México, 2018). La **Figura 1-10** muestra los vientos en el BC incluyendo las inmediaciones del Área Contractual a partir de los datos del Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos de la NOAA y el Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima. Los vientos del noreste dominan de octubre a febrero como se observa en los datos representativos para la media de noviembre (**Figura 1-10** derecha). Se añade un componente del sureste de abril a agosto, como se muestra en la media de abril (**Figura 1-10** izquierda). La dirección de los vientos se determina por la posición de los sistemas de alta presión por los que es influenciada. Los vientos del noreste dominan cuando sistemas de alta presión se desplazan del noreste de Estados Unidos hacia el Golfo de México, mientras que los vientos adquieren dirección del sureste debido al calentamiento de la masa continental y al desplazamiento e intensificación hacia el oeste por el anticiclón de las Bermudas (Zavala-Hidalgo et al., 2003).



**Figura 1-9. Media mensual de los vientos en el Golfo de México, incluyendo el oeste del BC, basado en los datos del satélite Quikscat SeaWinds de la NASA**

*Fuente: Zavala-Hidalgo et al., 2014.*



**Figura 1-10. Rosa de vientos mensuales para abril (izquierda) y noviembre (derecha) en el BC.**

Nota: Escala de colores: 0-2.5 m/s (negro), 2.5-5 m/s (azul), 5-7.5 m/s (verde), 7.5-10 m/s (rojo).

*Fuente: NOAA, 2018; TOTAL E&P México, 2018.*

#### 1.2.2.1.6 Corrientes marinas y patrones de circulación

El estudio de corrientes marinas permite el desarrollo y mejora de planes de respuesta que garanticen la estabilidad de la unidad de perforación y sus embarcaciones asociadas, así como una respuesta efectiva ante derrames de fluidos peligrosos y otros materiales con impactos ambientales potenciales.

La circulación costera superficial sobre la plataforma continental oeste del BC y en el Área Contractual se caracteriza por una corriente con dirección suroeste a lo largo del año que fluye paralela a la costa impulsada principalmente por el estrés del viento paralelo a la costa (Monreal-Gómez y Salas de León, 1990; Zavala-Hidalgo et al., 2003). Estas corrientes superficiales, presentan velocidades mayores durante los meses de abril hasta agosto (con máximos en julio) y mínimas durante el mes de septiembre hasta marzo (Zavala-Hidalgo et al., 2003). Entre los estados de Veracruz y Tabasco, al oeste del Área Contractual, existe una zona de confluencia de corrientes costeras durante la temporada de secas generada por la interacción de la corriente de la plataforma Tamaulipas-Veracruz con la corriente del BC. Dicha confluencia genera transporte transversal costa afuera, patrón que es observable anualmente (Zavala-Hidalgo et al., 2003).

La zona costera donde desemboca el sistema Grijalva-Usumacinta es influenciada por la descarga fluvial, modificando la salinidad y la temperatura, y consecuentemente la densidad. Esto provoca frentes halinos o termohalinos, creando un sistema de dos capas, el cual es mezclado por medio de las corrientes de marea en la costa y el viento, reduciendo la diferencia de salinidad. Esto juega un papel importante ecológicamente ya que genera un frente que distribuye los desechos y contaminantes (como hidrocarburos), impidiendo de cierta manera su llegada a las costas (INEC, 2004).

Los patrones de circulación costera mencionados tendrán un efecto importante en la trayectoria que pudieran tomar los hidrocarburos derramados en caso de un incidente; sin embargo, para la correcta simulación de hidrocarburos derramados en el mar, es necesario considerar patrones de circulación oceánica en aguas profundas a mayores escalas.

El sistema de corrientes en el Golfo de México se origina en el Mar Caribe. La circulación de mayor escala en el Golfo es dominada por la Corriente de Lazo que une la Corriente de Yucatán con la Corriente de Florida por su gran giro anticiclónico (INEC, 2004). En el centro y oeste del Golfo se encuentran giros anticiclónicos que se desprenden de la Corriente de Lazo.

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 Giro Ciclónico del Banco de Campeche (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. Hay 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 alcanzando su máximo usualmente entre noviembre y enero (Schmitz, 2005). Posteriormente, las velocidades comienzan a disminuir, y llegan a su punto más débil entre junio y septiembre. Esto crea un cambio general en los patrones de las corrientes que 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; Vázquez de la Cerda et al., 2005).

Las corrientes superficiales también son modificadas por giros anticiclónicos que se desplazan en dirección suroeste hacia el GCBC (Sturges et al., 2005; Vázquez de la Cerda et al., 2005). Estos giros anticiclónicos interactúan con el GCBC, alterando las corrientes superficiales locales de manera inconsistente. El desarrollo y desprendimiento de los giros anticiclónicos de la Corriente de Lazo ocurre en un periodo de repetición variable de tres meses a 17 meses, mientras que el tiempo de vida de cada giro puede variar de dos meses a ocho meses mientras se desplazan hacia el suroeste, disipándose eventualmente debido a su interacción con la plataforma continental oeste del Golfo de México (Sturges et al., 2005; Vázquez de la Cerda et al., 2005).

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 (Vázquez de la Cerda et al., 2005).

#### 1.2.2.1.7 Eventos extremos

Los eventos meteorológicos en el sur del Golfo de México incluyen depresiones tropicales, tormentas tropicales y huracanes. El clima en el SAP es predominantemente tropical, con tormentas eléctricas frecuentes y condiciones ciclónicas. Los ciclones tropicales ocurren generalmente de junio hasta octubre, llegando incluso a extenderse hasta noviembre, con un pico en la temporada de agosto hasta octubre. Alrededor del 60% de las tormentas tropicales (vientos de 18 m/s–32 m/s) en el Golfo alcanzan la fuerza de huracanes (Monreal-Gómez et al., 2004).

##### 1.2.2.1.7.1 Huracanes

La temporada de huracanes en el Océano Atlántico ocurre principalmente durante la estación húmeda entre junio y octubre, donde septiembre representa el mes con mayor incidencia (NOAA-NHC, 2022). Los huracanes de Categoría III y IV son relativamente frecuentes en el este del Golfo de México; un promedio de 10 tormentas tropicales es generado en el Océano Atlántico durante esta temporada, de las cuales aproximadamente seis se intensifican hasta convertirse en huracanes y dos o tres de ellas llegan a convertirse en huracanes mayores (categoría  $\geq 3$ , dentro de la escala Saffir-Simpson; NOAA-NHC, 2022).

En la **Figura 1-11 y Tabla 1-6**, se muestran todas las trayectorias de huracanes mayores (categoría  $\geq 3$ ) que se encontraron en un radio de aproximadamente 350 km del Área Contractual. El huracán con mayor intensidad fue Janet en 1955, huracán categoría 5 con velocidades de viento de 178 nudos y una presión atmosférica de 914 mbar.

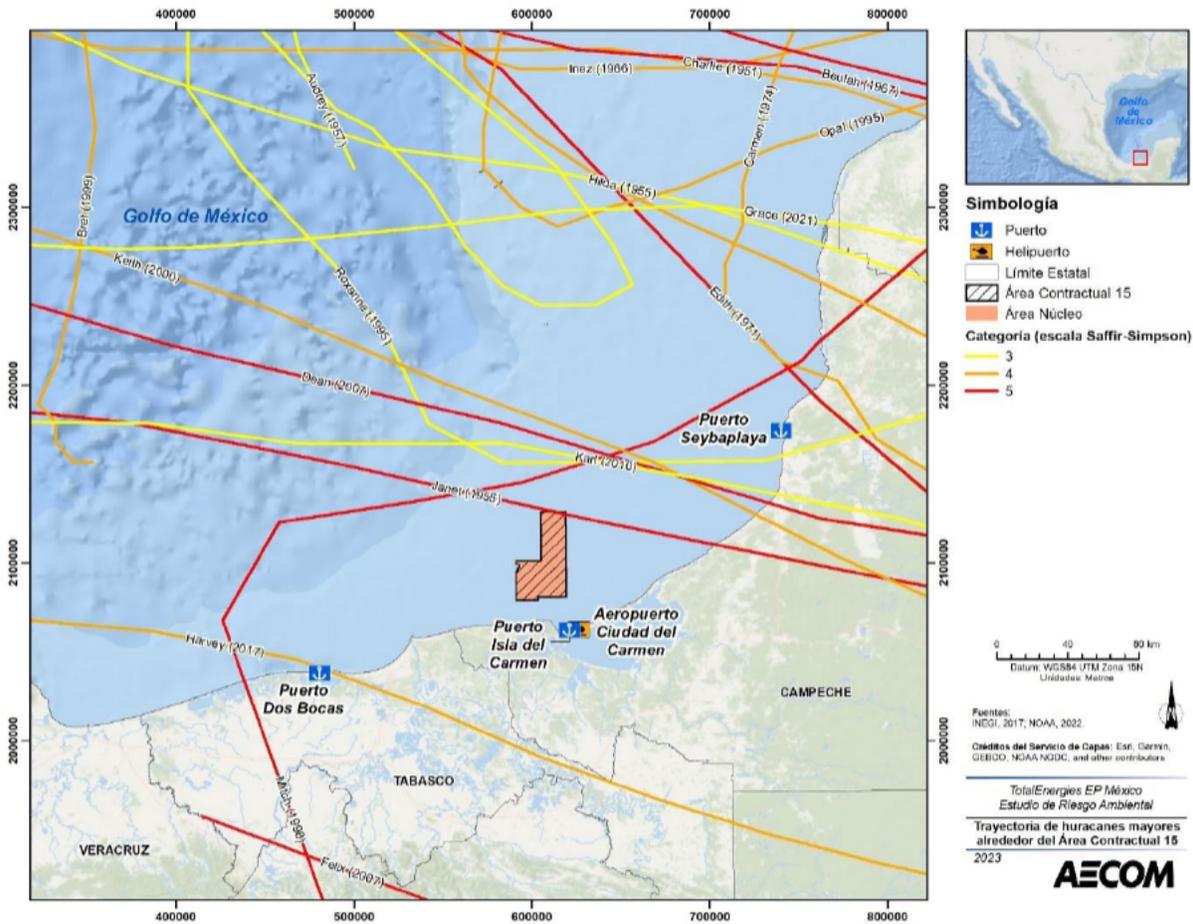


Figura 1-11. Trayectorias de huracanes mayores (Categoría  $\geq 3$ ) dentro del SAP (1950 – 2022).

Fuente: NOAA-NHC, 2022

Tabla 1-6. Resumen de huracanes mayores sucedidos dentro del SAP (1950 – 2022).

Nombre	Año	Duración	Categoría	Max. Velocidad (nudos)	Min. Presión Atmosférica (mbar)
Charlie	1951	agosto 12- agosto 23	4	115	968
Hilda	1955	septiembre 12 – septiembre 20	3	105	952
Janet	1955	septiembre 21 – septiembre 30	5	178	914
Audrey	1957	junio 24 – junio 29	3	110	946
Inez	1966	septiembre 21 – octubre 11	4	130	929
Beulah	1967	septiembre 5 – septiembre 22	5	140	923
Edith	1971	septiembre 9 – septiembre 18	5	140	943
Carmen	1974	agosto 29 – septiembre 10	4	130	928
Gilbert	1988	septiembre 8 – septiembre 20	5	160	880
Opal	1995	septiembre 27 – octubre 6	4	130	916

Nombre	Año	Duración	Categoría	Max. Velocidad (nudos)	Min. Presión Atmosférica (mbar)
Roxanne	1995	octubre 7 – octubre 21	3	100	956
Mitch	1998	octubre 22 – noviembre 9	5	155	905
Bret	1999	agosto 18 – agosto 25	4	125	944
Keith	2000	septiembre 28 – octubre 6	4	120	939
Felix	2007	agosto 31 – septiembre 6	5	150	929
Dean	2007	agosto 13 – agosto 23	5	150	905
Karl	2010	septiembre 13 – septiembre 18	3	110	956
Harvey	2017	agosto 25 – agosto 29	3	115	991
Grace	2021	agosto 13 – agosto 21	3	105	967

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

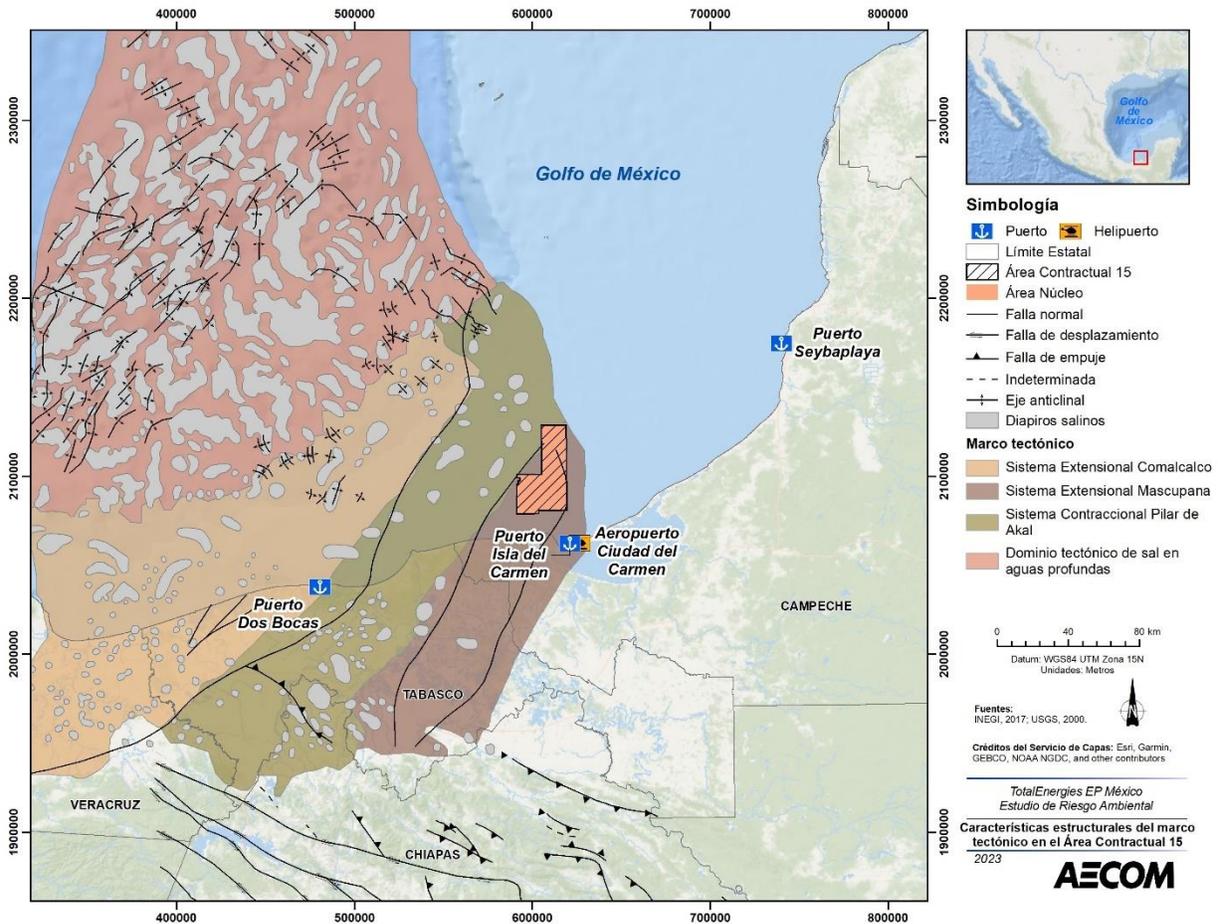
Fuente: NOAA, 2022.

#### 1.2.2.1.7.2 Deslizamientos, movimiento de rocas y tsunamis

Los tsunamis en el Golfo de México tienen dos causas potenciales: 1) sismicidad; y 2) falla de masa submarina (SMF por sus siglas en inglés), que puede o no ser inducida sísmicamente (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 a través de SMF (Pampell-Manis et al., 2016). Esto sugiere que tales eventos tienen una frecuencia muy baja de ocurrencia en la región tectónicamente pasiva, además de ser eventos sísmicos de pequeña magnitud (típicamente < 3 magnitud, escala de Richter).

En las proximidades del Área Contractual no se han documentado deslizamientos de tierra con potencial tsunamigénico. Ten Brink et al. (2009a,b,c) evaluaron la posibilidad de ocurrencia de tsunamis debido a deslizamientos de tierra en el Golfo de México e informaron que no se ha registrado actividad de deslizamientos de tierra en el sur del Golfo de México.

Se han reportado peligros geológicos dentro del SAP y se pueden encontrar tres fallas normales alrededor del Área Contractual (**Figura 1-12**). Sin embargo, la actividad sísmica en la región es mínima y no se espera la génesis de tsunamis de esta fuente en el Golfo de México.



**Figura 1-12. Características estructurales del sur del Golfo de México cerca del Área Contractual.**

Fuente: AECOM 2022.

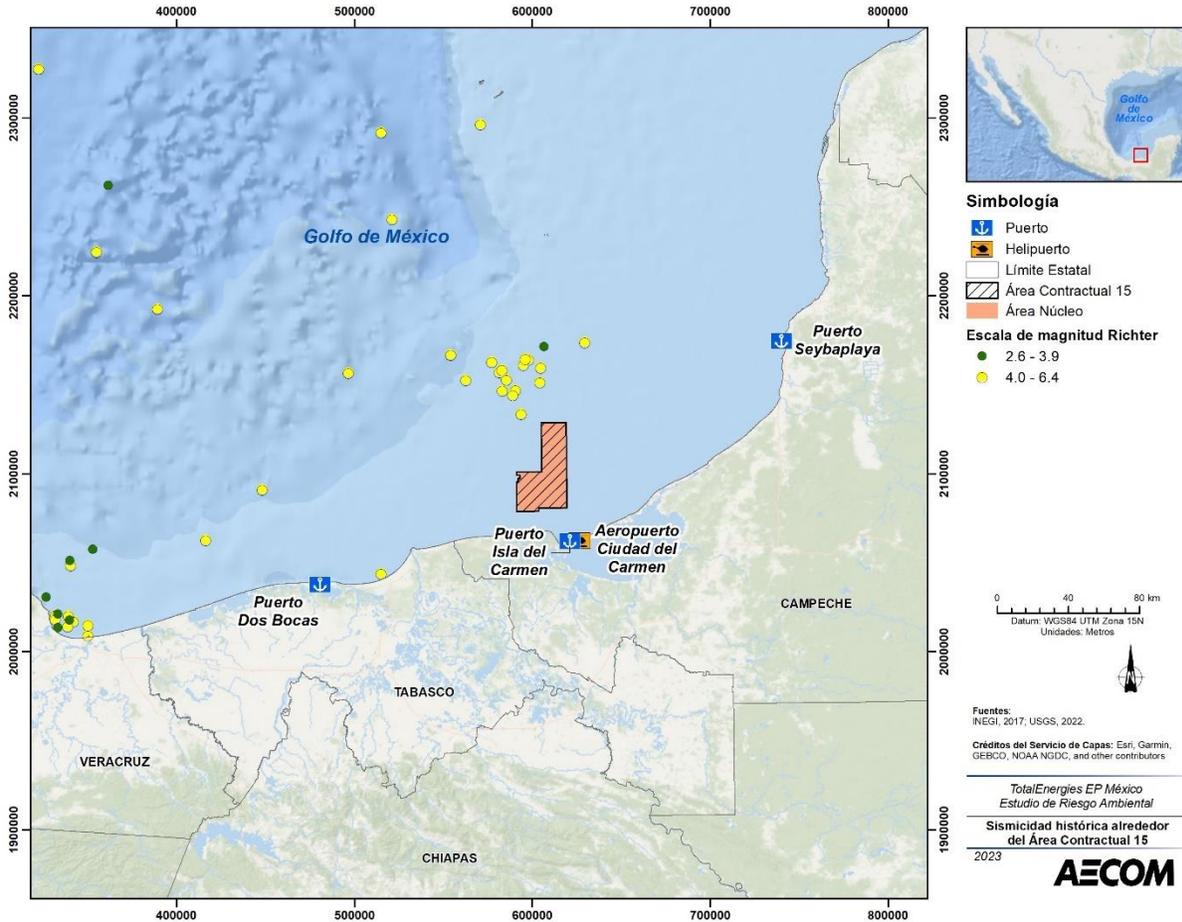
Otros riesgos geológicos son las macrofiltraciones de hidrocarburos que se producen en todo el sur del Golfo de México, desde la plataforma hasta las llanuras abisales (Quiñones et al., 2015). Sobre el Área Contractual solo se detectaron dos filtraciones de hidrocarburos, basadas en la pila de imágenes de radar adquiridas entre 2002 y 2012, y se interpretan como filtraciones no antropogénicas (Total E&P México, 2018).

#### 1.2.2.1.7.3 Sismicidad

La sismicidad potencial en el Golfo de México podría tener impactos sustanciales, particularmente para la infraestructura relacionada con los hidrocarburos y las ciudades costeras desarrolladas alrededor del Golfo, sin embargo, la secuencia de eventos geológicos que condujeron al desarrollo de la cuenca del Golfo de México (**Figura 1-13**) la han dejado en gran medida como un margen pasivo, mostrando poca o nula sismicidad (Franco et al., 2013; Frohlich, 1982; Suárez y López, 2015).

La mayoría de los terremotos detectados en el Golfo de México son de baja magnitud, normalmente menor a 6.4. Los grandes eventos sísmicos típicamente asociados con la interacción de los límites de placas son raros. El Área Contractual está relativamente alejada de los límites de placas activas (por ejemplo, 620 km al noreste de la placa de Cocos, según estimaciones de Bird, 2003). Como tal, se sospecha que la limitada actividad sísmica intraplaca que se produce está relacionada con fallas de empuje poco profundas, tectónica salina y carga de sedimentos (Franco et al., 2013; Frohlich, 1982; Gangopadhyay y Sen, 2008).

Esto es coherente con el grupo de 15 terremotos registrados entre 1959 y 2016, en un rango de magnitud de 4 a 6.4 a unos 30 km de profundidad, que se produjeron en un radio de 10 a 20 km del Área Contractual.



**Figura 1-13. Sismicidad histórica en el sur del Golfo de México.**

Fuente: AECOM, 2022

**1.2.2.1.7.4 Contaminación asociada a actividades antropogénicas en el sector de los hidrocarburos (hidrocarburos y metales en agua y sedimentos)**

Las posibles fuentes de daños antropogénicos incluyen derrames, fugas de buques, explosiones de plataformas distantes y descargas, deposición atmosférica de contaminantes transportados por el aire, entre otros. Con base en los resultados de 20 muestras de sedimentos y agua, incluidas ocho muestras de tejido de peces, recolectadas en el estudio de línea base ambiental (LBA) de 2018 no hay evidencia de daño ambiental del sector hidrocarburos en el Área Contractual.

Es posible que de haberse producido daños ambientales derivados de actividades antropogénicas pasadas hubieran sido a escala localizada dentro del Área Contractual, por ejemplo, en esta existe infraestructura preexistente (más información en la **Sección 1.2.3**) entre ellas seis pozos abandonados, de los cuales es poco probable que se produjeran daños generalizados.

Basándose en la metodología de la Guía para la elaboración de la LBA de la ASEA para calcular los daños ambientales, el índice de efectos fue cero (< 0.33), lo que indica daños ambientales intrascendentes ("No Relevante") para cada uno de los diez atributos evaluados. Las conclusiones de la evaluación de los componentes y factores ambientales del Área Contractual se resumen en la **Tabla 1-7**.

**Tabla 1-7. Resumen de los hallazgos de LBA**

Factor	Descripción
Calidad del agua	Sin daños. Todos los resultados están entre 4 y 5 órdenes de magnitud por debajo del límite máximo permitido para las aguas costeras. No se detectaron concentraciones de hidrocarburos relacionados con el petróleo.
Calidad del sedimento	Sin daños. Las concentraciones de metales estaban dentro de los rangos naturales notificados para los sedimentos de la plataforma suroccidental del Golfo de México, y considerablemente por debajo de los umbrales internacionales de toxicidad aguda o crónica para los invertebrados marinos. No hay indicios de hidrocarburos procedentes de actividades humanas según la evaluación forense de los hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP), los hidrocarburos totales del petróleo y los resultados de los biomarcadores geoquímicos.
Perfil del sedimento	Sin daños. No hubo indicios visibles de depósitos antropogénicos en los sedimentos superficiales del Área Contractual CS. 15 según las muestras de <i>boxcore</i> o las imágenes SPI.
Macrofauna	Sin daños. No se detectaron daños en los índices de abundancia, riqueza o ensamblaje (paridad) de la comunidad macrofaunística del Área Contractual CS.15. Los resultados encontrados fueron coherentes con los obtenidos para los sedimentos de la plataforma continental del Golfo de México no afectados por actividades humanas.
Tejido en peces	Sin daños. Las concentraciones de metales y HAP medidas en el tejido de los peces se situaron en rangos normales ambientales o por debajo de los valores notificados para peces recogidos en zonas costeras no impactadas del Golfo de México.
Ruido	No aplicable. No hay fuentes fijas de ruido antropogénico en el Área Contractual.
Calidad del aire	Sin daños. No hay fuentes fijas de contaminantes atmosféricos en el Área Contractual ni daños en las proximidades.

Fuente: TOTAL E&P México, 2018

**1.2.2.1.7.5 Susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos**

En la **Tabla 1-8** 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 de hidrocarburos debido a la ocurrencia de estos fenómenos.

**Tabla 1-8. Clasificación de susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.**

Fenómeno	Susceptibilidad de riesgo	Justificación
Mareas	Muy bajo	El rango de mareas en las aguas del Golfo de México es restringido. No se identificaron daños en la industria de hidrocarburos debido a este fenómeno en el Golfo de México.
Viento, corrientes y oleaje asociados a eventos extremos.	Medio	Los huracanes y Nortes en el Golfo de México ocasionan fuertes vientos, oleaje de gran altura y/o corrientes superficiales intensas. Estos fenómenos han ocasionado daños severos más de una vez en la industria de hidrocarburos en el Golfo de México.
Tsunami	Muy bajo	La probabilidad de ocurrencia de un tsunami es extremadamente baja y no se han registrado causas potenciales que desencadenen tsunamis en el sur del Golfo de México. No se identificaron daños en la industria debido a dicho fenómeno en el Golfo de México.

Fuente: AECOM, 2022.

### 1.2.2.2 Aspectos bióticos

En las siguientes secciones se describen brevemente los aspectos bióticos de la Área Contractual. Para mayor información sobre cada sección, recomendamos revisar la Sección 4.2.2 de la MIA-P.

#### 1.2.2.2.1 Fitoplancton

Según el estudio de LBA, las abundancias de fitoplancton reflejaron las bajas concentraciones de clorofila observadas en todas las estaciones de la zona. Las abundancias oscilaron entre  $2.54 \times 10^6$  y  $20.6 \times 10^6$  células/m<sup>3</sup> (media =  $9.69 \times 10^6$  células/m<sup>3</sup>), que es baja en comparación con otros medios marinos. De los 96 taxones diferentes de fitoplancton identificados, casi todos eran diatomeas (54 especies) o dinoflagelados (34 especies). Las algas verdeazuladas (cianobacterias), los ocrófitos y otra flora diversa constituyen el resto de la comunidad. La especie numéricamente más abundante corresponde a la diatomea céntrica *Chaetoceros* (15.4% de la abundancia total) seguida de la diatomea pennada *Cylindrotheca closterium* (13.9% de la abundancia total). Todos los grupos son miembros regulares de la comunidad fitoplanctónica pelágica del Golfo de México (TOTAL E&P México, 2018a,b).

#### 1.2.2.2.2 Zooplancton e ictioplancton

Durante el estudio de LBA, la abundancia total de zooplancton osciló entre 65 y 849 organismos/m<sup>3</sup>, con una media de 273 organismos/m<sup>3</sup>, que se sitúa en el extremo inferior del intervalo típico de las aguas costeras. Se identificaron 25 taxones distintos de zooplancton, siendo los crustáceos los más abundantes (73% de la abundancia total). Las pulgas de agua (cladóceros), el crustáceo más abundante, representaban el 33% de la comunidad de zooplancton (91 organismos/m<sup>3</sup>). El resto de la comunidad estaba formada por copépodos, ictioplancton, chaetognatos, luciérnagas, larvas de decápodos, tunicados, cnidarios y otros filos menores. En general, la estructura y abundancia de las comunidades de zooplancton muestreadas es típica de aguas subtropicales cercanas a la costa (TOTAL E&P México, 2018).

Las mayores abundancias de ictioplancton se han encontrado en las zonas costeras (Sanvicente-Añorve et al. 2000), y la abundancia de ictioplancton disminuye gradualmente desde la costa hasta la plataforma media y la zona oceánica. Herzka et al. (2016) observaron las mayores abundancias de larvas en la Sonda de Campeche y las menores en la región de aguas abiertas del Golfo. En esta zona del Golfo de México, las larvas de peces más abundantes pertenecían a *Engraulidae*, *Gobiidae*, *Gerreidae*, *Ophichthidae*, *Clupeidae*, *Scaridae*, *Labridae*, *Triglidae* y *Ganostomatidae* (Flores-Coto et al. 1991). Durante el estudio de LBA se recolectó un valor medio de 0.8 de larvas de peces/m<sup>3</sup> por muestra (n=10; TOTAL E&P México, 2018).

#### 1.2.2.2.3 Bentos, peces, mamíferos marinos, tortugas y aves

##### 1.2.2.2.3.1 Bentos

La abundancia total de meiofauna en el Área Contractual osciló entre  $65 \times 10^3$  y  $838 \times 10^3$  organismos/m<sup>2</sup> en las muestras recogidas durante el estudio EBS. No se encontraron correlaciones significativas con los parámetros clave del sedimento (TOTAL E&P México, 2018).

En el Área Contractual, los nematodos constituyeron la mayor parte de la comunidad de meiofauna del sedimento; registrados en 19 estaciones, comprendieron el 91.8% de la abundancia total. La abundancia de crustáceos representó el 4.1% del total, mientras que Kinorhynchs, moluscos y poliquetos representaron colectivamente otro 4.1%. Los moluscos y poliquetos, aunque se detectaron en la fracción de tamaño meiofauna, representan formas que madurarán para convertirse en macrofauna (TOTAL E&P México, 2018).

La biomasa, abundancia y composición bentónicas registradas en el Área Contractual fueron consistentes con las descritas como típicas para hábitats bentónicos de aguas someras en las Cuencas del Sureste, con dominancia de poliquetos y crustáceos. La composición de la meiofauna también fue característica de hábitats de aguas someras, con nematodos dominando la fauna y copépodos harpacticoides y poliquetos también presentes (TOTAL E&P México, 2018a,b).

#### 1.2.2.3.2 Peces

Los peces e invertebrados recolectados en las redes de arrastre de la LBA fueron representativos de la región geográfica, que se dirigió a una variedad de hábitats (es decir, sustrato y profundidad) y diferentes horas del día. Sin embargo, es improbable que los resultados caractericen plenamente el número de especies que estarían presentes durante un periodo anual, ya que algunas especies migran estacionalmente o sólo pueden estar presentes durante una determinada etapa de la vida, por lo que es posible que no estuvieran presentes durante los arrastres.

Se recolectó un total de 1,124 peces en ocho estaciones de arrastre, incluidos representantes de dos clases, 23 familias, 25 géneros y 26 especies. La media fue de 140.6 individuos con una biomasa media de 4.1 kg por estación. Cinco especies fueron comunes en toda el Área Contractual, 12 especies poco comunes y las nueve especies restantes eran intermedias. Varios miembros dominantes de la pesquería regional estaban representados en los datos de arrastre. *Syacium gunteri* (Lenguajo arenoso) y *Eucinostomus gula* (mojarra Jenny) eran numéricamente abundantes y constituían una parte importante de la biomasa global. Varios individuos grandes, pero poco abundantes también contribuyeron significativamente a la biomasa global (por ejemplo, *Ariopsis felis* y *Gymnura micrura*). Aproximadamente un tercio de las especies de peces recolectadas eran juveniles, lo que indica que esta zona funciona en parte como hábitat de cría. Muchas de las especies pasan sus primeras etapas de vida en la cercana Laguna de Términos. Los crustáceos (cangrejos y camarones), moluscos (concha y calamar) y equinodermos (estrellas de mar) representaron la porción de invertebrados de las muestras de arrastre, incluyendo especies de cangrejos y camarones de importancia comercial, (por ejemplo, *Penaeus aztecus*; TOTAL E&P México 2018).

#### 1.2.2.3.3 Mamíferos marinos

El Golfo de México tiene 29 especies conocidas de mamíferos marinos, incluyendo una especie del Orden Sirenia (manatí) y 28 especies del Orden Cetacea (ballenas y delfines; Serrano et al., 2005). Los cetáceos del Golfo de México incluyen tanto odontocetos (ballenas dentadas y delfines) como misticetos (ballenas barbadas).

Información reciente sobre patrones de distribución de mamíferos marinos ha demostrado una alta diversidad de especies de mamíferos marinos en aguas mexicanas (Ceballos & Arroyo, 2007). Los cetáceos en el Golfo de México se localizan con mayor frecuencia en el talud continental en áreas con mayores concentraciones de clorofila, en confluencias de remolinos ciclónicos-anticiclónicos y donde el zooplancton y el micronecton son abundantes (Baumgartner et al. 2001; Biggs et al. 2000; Davis et al. 2002; Ortega-Ortiz 2002; Randall 1998). Diferentes mamíferos marinos habitan diferentes profundidades (Davis et al. 1998; Davis et al. 2002; Ortega-Ortiz, 2002) y la mayoría de las especies de cetáceos se encuentran en aguas oceánicas con profundidades superiores a 200 m (Ortega-Ortiz et al. 2004).

#### 1.2.2.3.4 Tortugas

En el Golfo de México se encuentran cinco especies de tortugas marinas (Spotila, 2004; Valverde y Rouse, 2017): *Dermochelys coriacea* (tortuga laúd), *Caretta caretta* (tortuga boba), *Eretmochelys imbricata* (tortuga carey), *Lepidochelys kempii* (tortuga lora) y *Chelonia mydas* (tortuga verde). Estas cinco especies ocurren en hábitats costeros y de alta mar del Golfo de México, incluyendo el sur del Golfo de México y el SAP. Tres áreas distintas han sido descritas como hábitats importantes para las tortugas marinas:

- Terrestres (zonas de anidación de las hembras y desarrollo embrionario): Las tortugas marinas anidan en playas costeras. Estos hábitats son críticos para la supervivencia de las tortugas marinas.
- Zonas neríticas cercanas a la costa: incluyen bahías, estuarios, sonidos y zonas de la plataforma continental hasta una profundidad de 200 m (y zonas del SAP). Las tortugas marinas, excepto la tortuga laúd, dependen de las zonas neríticas cercanas a la costa durante sus etapas juveniles y adultas.
- Zona oceánica: Esta zona incluye las aguas oceánicas abiertas de las cuencas sudorientales, más allá de los 200 m de profundidad. Las tortugas marinas adultas utilizan las aguas oceánicas abiertas

durante la migración y como hábitat para su desarrollo en asociación con las comunidades de *Sargassum*.

Su presencia es estacionalmente variable. En el este del Golfo de México, la tortuga lora y la tortuga carey están presentes todo el año (Teas, 1993). La tortuga laúd está presente principalmente en primavera y otoño, cuando migra a través de la región hacia sus lugares de anidación en el sur del Golfo de México (Teas 1993). En el oeste del Golfo de México se encuentran juveniles de tortuga boba, verde y lora durante todo el año; las tortugas carey posterior a la eclosión y los juveniles se observan principalmente durante los meses de verano y otoño, cuando las corrientes dominantes las llevan a esta región. Las tortugas laúd migran a través del oeste del Golfo de México en primavera y otoño durante la temporada de anidamiento (Teas, 1993). En general, la abundancia de tortugas marinas es mayor en el este del Golfo de México en comparación con el oeste del Golfo de México, quizás relacionado con la disponibilidad de hábitat (McDaniel, 1998).

#### 1.2.2.2.3.5 Aves

Existen 231 especies de aves que residen en el Golfo de México, lo que representa aproximadamente el 20% del número total de especies en México (Gallardo del Ángel et al., 2004). De esas 231 especies, el 44% se consideran acuáticas, el 29% terrestres y el 27% marinas. Para muchas especies de aves residentes, la región es utilizada durante varias fases del ciclo de vida, incluyendo invernar, la búsqueda de alimento y la reproducción, mientras que para las aves migratorias es un hábitat estacional (Brenner et al. 2016). En términos generales, las aves que habitan en el Área Contractual o en las cuencas del sudeste pueden dividirse en dos grupos: aves marinas y aves migratorias terrestres/acuáticas.

#### 1.2.2.2.4 Áreas sensibles

Ndubisi et al. (1995) definen las zonas sensibles como áreas consideradas importantes para la conservación de la diversidad biológica y los recursos culturales. Debido a su importancia ecológica y cultural, las zonas sensibles suelen gozar de algún tipo de protección jurídica. Las áreas sensibles identificadas que podrían tener alguna interacción con el Proyecto se describen a continuación.

##### 1.2.2.2.4.1 Arrecifes de coral de aguas cálidas y corales de aguas frías

Los arrecifes de coral de aguas cálidas en el suroeste del Golfo de México ocupan hábitats de la plataforma continental terrígenos relativamente poco profundos, el área de arrecifes dentro del Sistema Arrecifal BC no se encuentra dentro del SAP, éste se localiza a 103 km al norte del Área Contractual. No obstante, se ha encontrado un pequeño arrecife de coral al oeste del SAP (Total E&P, 2018).

El Sistema Arrecifal BC, incluyendo el Arrecife Alacranes se extiende 200 km al norte de la Península de Yucatán en el que se pueden encontrar arrecifes de coral a lo largo de la línea costera, extendiéndose a más de 100 km de la costa. Los arrecifes incluyen Cayo Arcas, Bancos Obispo, Banco Nuevo, Banco Peña, Arrecife Triángulos, Bancos Ingleses, Cayo Nuevo, Cayo Arenas, Bajo Madagascar, Bajo Serpiente y Bajo Sisal. En 2010, se identificaron en esta zona un total de 136 especies en seis grupos taxonómicos, con 40 especies de coral duro y 16 de coral blando. La región es un hábitat natural para muchas especies comerciales cuya explotación constituye el modo de vida y trabajo de muchos pueblos costeros (Piñeiro et al. 2001).

Aunque se han documentado muchos corales de aguas frías en el suroeste del Golfo de México (NOAA, 2019), ninguno de ellos se encuentra dentro del Área Contractual. Se ha reportado un arrecife de coral en la zona occidental del SAP (155 km al suroeste del Área Contractual) y varios al norte de este en la Sonda de Campeche.

##### 1.2.2.2.4.2 Comunidades quimiosintéticas

Se han documentado varios grupos de comunidades quimiosintéticas en el suroeste del Golfo de México (Sahling et al. 2016). Estas comunidades se pueden formar en filtraciones que proporcionan una fuente natural de alimento para las bacterias quimiosintéticas. Las filtraciones ocurren en entornos poco profundos, incluyendo dos reportadas dentro del SAP pero fuera del Área Contractual (Blancart y Ho,

2017). Todas las comunidades quimiosintéticas reportadas ocurren en hábitats de aguas profundas (Sahling et al., 2016) donde no tendrían interacción con el Proyecto.

#### 1.2.2.2.4.3 Áreas protegidas

Como se mencionaba anteriormente, el Área Contractual se encuentra dentro de la RMP 53 y el SPM Laguna de Términos. Además, se identificaron otras áreas de interés que pudieran tener influencia de las actividades del Proyecto por servicios portuarios y aéreos, tales como los Puertos de Isla del Carmen y Dos Bocas, y el Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen. En la **Tabla 1-9** se presenta una descripción de estas.

**Tabla 1-9. Resumen de las áreas sensibles relacionadas con el Proyecto.**

Área Sensible	Descripción	Zona
RMP - Pantanos de Centla – Laguna de Términos	Compuesta por lagunas, playas, dunas e islas. Se encuentra entre las unidades ecológicas costeras naturales más productivas y biodiversas de Mesoamérica. Proporciona refugio, alimentación y hábitat de reproducción para tortugas, aves, peces, crustáceos, mamíferos marinos e invertebrados, e incluye varias plantas endémicas.	Puertos de Isla del Carmen y Dos Bocas y Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen
SPM - Laguna de Términos	Se compone de pantanos, humedales, varias comunidades de algas y selva mediana y alta. La anchoa, el mangle rojo, el manatí y otros mamíferos marinos son algunos de sus principales habitantes, y también alberga especies endémicas como el pulpo mexicano de cuatro ojos, el cangrejo herradura americano, el róbalo mexicano, el cíclido raya negra y el pejerrey de Chimalapa. Las dunas costeras en su límite norte incluyen vegetación de uva de mar ( <i>Coccoloba humboldtii</i> ), y <i>Schizachyrium</i> .	Puerto de Isla del Carmen y Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen
SPM - Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	Se caracteriza por comunidades de algas, marismas, playas, lagunas costeras, estuarios, dunas costeras, bosques tropicales inundados, selvas altas, tulares, juncos, palmerales inundados, rizomas y matorrales espinosos. Sus manglares y praderas marinas sirven de hábitat clave para la cría de peces, crustáceos, aves, manatíes, mamíferos e invertebrados. Varias especies de crustáceos, peces, pulpos y langostas habitan este SPM para alimentarse y anidar.	Puerto de Dos Bocas
Ramsar - Laguna de Términos	Contiene aproximadamente 127,000 ha de manglar, bosque tropical perennifolio, bosque espinoso, bosque de palmitos ( <i>Sabal Mexicana</i> ) y cañaverales, y proporciona un hábitat crítico para crustáceos, aves, anfibios y reptiles.	Puerto de Isla del Carmen y Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen
AICA - Laguna de Términos	Alberga 262 especies, 84 de las cuales se encuentran en alguna categoría de amenaza, lo que representa el 53.5% de las especies de aves amenazadas de la Península de Yucatán que sustentan aproximadamente el 33% de la población de aves migratorias que siguen anualmente la ruta migratoria del río Mississippi.	Puerto de Isla del Carmen y Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen
RHP - Laguna de Términos – Pantanos de Centla	Es la zona de humedales más grande de América del Norte. Sus ríos, Grijalva y Usumacinta, descargan anualmente 90 millones de m <sup>3</sup> de agua, lo que representa la séptima descarga mundial más alta para una región hidrológica. La descarga incluye 7.3 millones de m <sup>3</sup>	Puerto de Isla del Carmen y Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen

Área Sensible	Descripción	Zona
	de sedimentos y nutrientes, que ayudan a mantener las redes de alimentación y la pesca en el Golfo de México.	
RTP - Pantanos de Centla	Es un receptor de nutrientes y contaminantes transportados por uno de los sistemas hidrológicos más grandes de México. Incluye manglares, dunas costeras, vegetación acuática y halófila, así como cuerpos de agua abiertos.	Puerto de Isla del Carmen y Aeropuerto Internacional de Ciudad del Carmen

Fuente: AECOM, 2022.

### 1.2.3 Descripción de infraestructura preexistente del sector de hidrocarburos en el Área Contractual

En este apartado se consideraron las instalaciones relacionadas con actividades de hidrocarburos diferentes al Proyecto cercanas y/o dentro del Área Contractual. Para ello, se realizó una investigación y recopilación de información sobre el inventario de activos con los que cuenta el Área Contractual a partir de lo documentado en el Contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017 (CNH, 2017), en el cual se mencionan cuatro tuberías, dos gasoductos (gas dulce y gas amargo) y dos nitrogenoductos (Tabla 1-10), de los cuales, solo el nitrogenoducto CGD0000011 se encuentra dentro del Área Contractual; así como seis pozos petroleros en su mayoría taponados (Tabla 1-11).

En la Figura 1-14 se muestra su ubicación con respecto a los pozos y el Área Contractual.

**Tabla 1-10. Inventario de ductos en el Área Contractual.**

Tipo	Origen	Destino	Diámetro (")	Longitud (km)	Descripción	Fecha de Construcción	Edo.	Distancia al Pozo Ochkan (km)	Distancia al Pozo Jefe (km)
Nitrogenoducto (CGD0000011)	Atasta N2	Nohoch - A (enlace)	36	83.048	Acero al Carbón	1997	Operando	11.87	2.83
Gasoducto (CGD0000330)	Nohoch - A (enlace)	Atasta	36	82.646	Acero al Carbón	1994	Operando	11.93	2.90
Gasoducto (CGD0000346)	Atasta	Nohoch - A (enlace)	36	81.62	Acero al Carbón	1981	Operando	11.97	2.93
Nitrogenoducto	Atasta	Akal C Inyección	Desconocido	100.694	Desconocido	Desconocido	Desconocido	-	-

Fuente: CNH, 2017, adaptado por AECOM, 2020.

**Tabla 1-11. Inventario de pozos en el Área Contractual.**

Pozo	Ubicación (NAD 27)		Profundidad (total perforado)	Tipo	Año de perforación (término)	Estado	Distancia al Pozo Ochkan (km)	Distancia al Pozo Jefe (km)
	Latitud	Longitud						
Ikim-1	18.861502	-92.119780	4,202	Vertical	2003	Taponado	21.82	2.66
Malah-1	18.846635	-92.070015	2,220	Desviado	2003	Taponado	19.92	3.32
Samal-1	18.42000	-92.024246	1,823	Vertical	2004	Taponado	18.45	7.86
Xotem-1	18.944866	-91.978189	2,100	Vertical	2003	Taponado	6.31	15.17

Pozo	Ubicación (NAD 27)		Profundidad (total perforado)	Tipo	Año de perforación (término)	Estado	Distancia al Pozo Ochkan (km)	Distancia al Pozo Jefe (km)
	Latitud	Longitud						
Caan-2169	19.184427	-91.994666	4,450	Vertical	1997	Taponado temporal	20.33	36.86
Pech-1	19.033135	-91.934666	6,342	Vertical	1983	Taponado (seco improductivo)	5.41	25.09

Fuente: CNH, 2017, adaptado por AECOM, 2020.

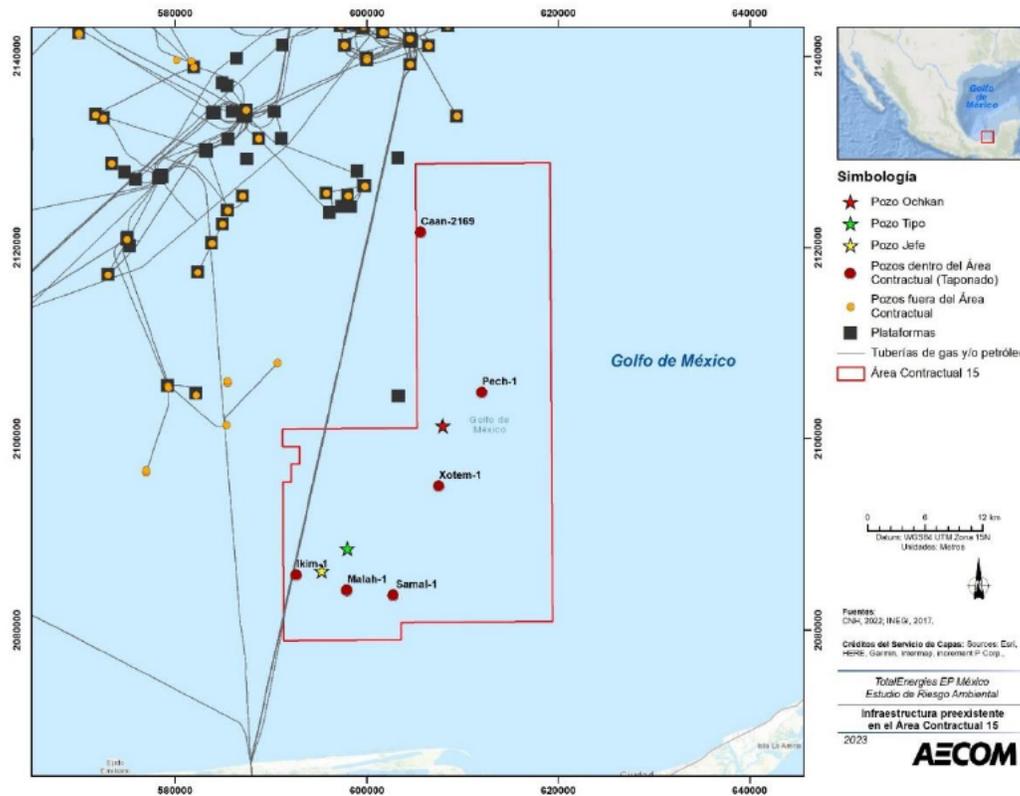


Figura 1-14. Tuberías submarinas, plataformas y pozos del sector hidrocarburos cercanas al Área Contractual.

Fuente: CNH, 2022.

### 1.2.4 Piratería

La industria de los hidrocarburos ha sido blanco de actividades violentas, las cuales han afectado la seguridad de los trabajadores e interferido con las actividades en numerosas ocasiones. Entre los incidentes registrados, aquellos ocurridos en plataformas petroleras costa afuera son extremadamente raros, sin embargo, en los últimos años, los ataques perpetrados a estas instalaciones se han visto incrementados. Cerca del 70% de los incidentes se registraron desde enero de 2004, los cuales en su mayoría involucraron violencia (Kashubsky, 2011).

De acuerdo con la Convención de las Naciones Unidas Sobre el Derecho del Mar (ONU, 1982), la piratería se define como:

- a. *Todo acto ilegal de violencia o de detención o todo acto de depredación cometidos con un propósito personal por la tripulación o los pasajeros de un buque privado o de una aeronave privada y dirigidos:*
  - i. En contra de un buque o aeronave en la alta mar o contra personas o bienes a bordo de ellos;
  - ii. Contra un buque o una aeronave, personas o bienes que se encuentren en un lugar no sometido a la jurisdicción de ningún Estado.
- b. Todo acto de participación voluntaria en la utilización de un buque o una aeronave, cuando el que lo realice tenga conocimiento de hechos que den a dicho buque o aeronave en el carácter de buque o aeronave pirata;
- c. Todo acto que tenga por objeto incitar a los actos definidos en el apartado a) o en el apartado b) o facilitarlos intencionalmente.

En México, esta actividad se ha incrementado desde 2014 provocando una gran cantidad de daños y pérdidas económicas, destacando el Golfo de México entre las zonas con mayor afectación (Grupo Milenio, 2019). De acuerdo con los registros recabados de estos incidentes, los “piratas” llevan a cabo asaltos a mano armada donde sustraen desde equipo de seguridad para el personal, equipo para control de pozos, herramientas de perforación, máquinas de soldar, cables de cobre, hasta hidrocarburos provenientes de las actividades de exploración y producción de los pozos (Senado de la República, 2019).

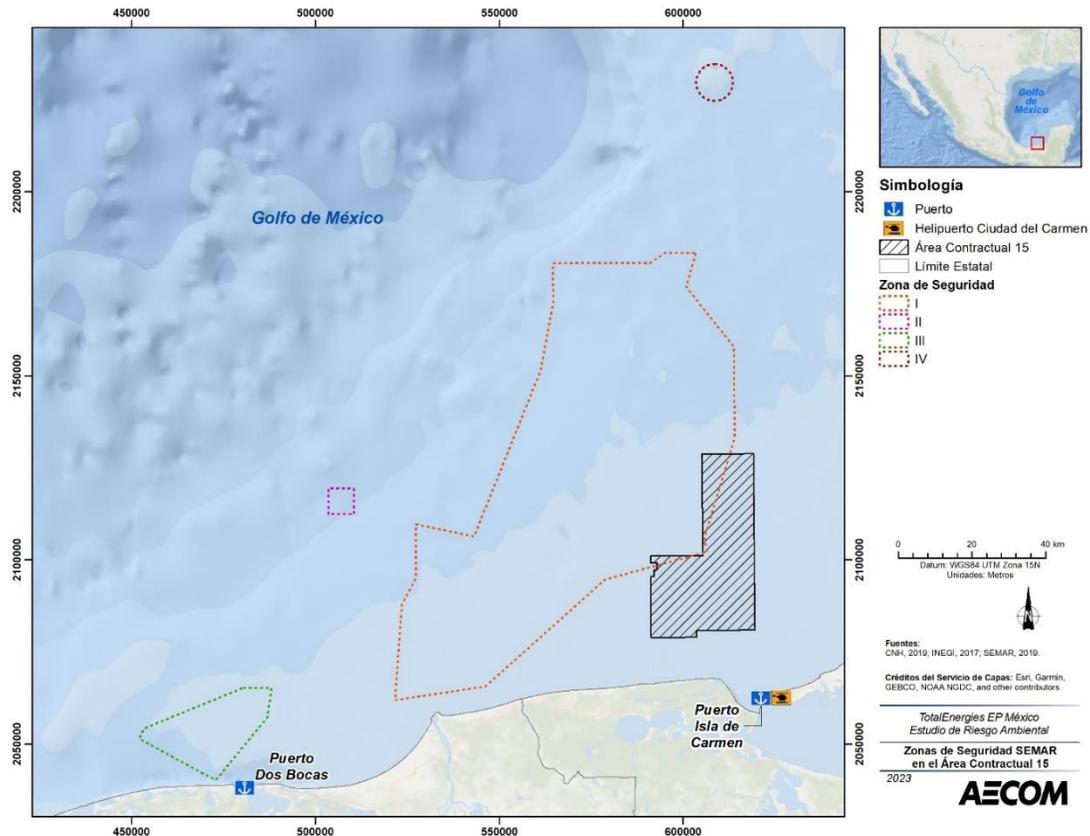
Entre las zonas más afectadas por actos vandálicos, se encuentra la Sonda de Campeche y el litoral de Tabasco, donde se registraron 48 asaltos a estructuras de Petróleos Mexicanos (PEMEX), que para el 2018 la cifra incrementó a 197 incidentes en los cuales, las pérdidas ascienden a 224 mdp. Además, se han reportado pérdidas y daños en plataformas por intento de abordaje, cortes en cableado de alimentación, robos en plataformas, agresiones a personal de PEMEX e intento de robos (Grupo Milenio, 2019).

De acuerdo a lo anterior, y considerando la importancia de la Sonda de Campeche para las actividades de extracción y producción, al crecimiento constante de la industria petrolera de hidrocarburos y al incremento en la inseguridad por actos vandálicos en la zona, el 23 de agosto de 2019, se publicó el “Acuerdo por el cual se establecen medidas para incrementar la seguridad y protección de las instalaciones petroleras marinas de la Sonda de Campeche”, en el cual se establecen cuatro Zonas de Seguridad, cuya finalidad es la de incrementar y reforzar la seguridad y protección a las instalaciones petroleras marinas en la Sonda de Campeche y con ello, prevenir actos vandálicos en instalaciones así como una posible contaminación al medio ambiente e integridad física de los trabajadores. Dentro de estas zonas, no se permitirá ninguna actividad distinta a las requeridas para la exploración y producción petrolera. En la **Figura 1-15** se presenta la ubicación de las Zonas de Seguridad.

El Artículo II de este Acuerdo, señala que aquellos pozos, plataformas, instalaciones o buques cuyo propósito sea la exploración o extracción de hidrocarburos que se sitúen fuera de las zonas de seguridad definidas en el Artículo I del mismo acuerdo, deberán contar con una zona de seguridad individual de 2,500 m de radio a su alrededor. En el caso de las instalaciones submarinas relacionadas con estas actividades se deberá establecer un radio de 1,000 m.

Por lo anterior, el Proyecto mantendrá un área de 2,500 m alrededor de cada instalación de superficie y de 1,000 m alrededor de las instalaciones submarinas, dentro de las cuales no se podrán realizar actividades distintas a las relacionadas con la extracción y exploración de hidrocarburos.

Es importante señalar, que en 2020 se registraron 20 ataques, aunque la Federación Internacional de Transporte informa que esta cifra es mucho mayor porque los datos no son precisos, ya que muchos de estos incidentes no han sido reportados. Según sus registros indican que desde 2019 hasta la fecha se han generado 200 sucesos [robos]. De acuerdo con Enrique Lozano Díaz, el inspector de la Federación Internacional de Trabajadores del Transporte hubo cerca de 60 robos a pescadores, plataformas y embarcaciones en 2021, desde Campeche hasta Tabasco, pero en lo que va de 2022 sólo se han presentado dos casos, mientras que en 2020 hubo hasta 5 casos por mes (Réyez, 2022).



**Figura 1-15. Zonas de Seguridad de la Sonda de Campeche.**

*Fuente: SEMAR, 2019*

Así mismo, en 2020 la Secretaría de Marina (SEMAR) implementó el programa "Zona de Refuerzo", que retenía a las embarcaciones que esperaban turnos, carga o contratos: las concentraba en un área de fondeo, donde eran patrulladas permanentemente. Sin embargo, incluso en estas zonas protegidas hubo asaltos sobre todo en Campeche, hacia Tabasco, pero últimamente también en las costas de Coatzacoalcos, Veracruz, en plataformas ubicadas a unas millas al noreste del puerto (Réyez, 2022).

Entre los ataques más recientes está el del 19 de julio de 2021, cuando ocho piratas abordaron la plataforma petrolera Sandunga, propiedad de la naviera mexicana Goimar, de donde robaron equipo respiratorio y de protección, cascos de buceo con cámaras, aparatos de comunicación y pertenencias de los empleados. Otro ataque fue el secuestro por piratas del buque italiano Rema que presta servicios a plataformas petroleras en el Golfo de México, en noviembre de 2021, este suceso dejó dos tripulantes heridos (Réyez, 2022).

### 1.2.5 Normas y reglamentos aplicables 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 llevar a cabo las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos de la ASEA, así como los Lineamientos de Perforación de Pozos de la CNH. Estos se describirán en la solicitud de Autorización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección Ambiental (SASISOPA) a implementarse en el Área Contractual.

En el **Capítulo 5, Anexo 5.10** se presenta un documento de las mejores prácticas y estándares internacionales aplicables en la fase de exploración de TotalEnergies. En él 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. Estos estándares están alineados con los emitidos por instituciones reconocidas internacionalmente:

- El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares;
- El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés);
- La Dirección de Petróleo de Noruega;
- La Comisión Electrotécnica Internacional;
- La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos;
- La Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés);
- La Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés);
- La Asociación Nacional de Protección contra Incendio (NFPA, por sus siglas en inglés).

Se espera que el Proyecto cumpla con los instrumentos legales, reglamentarios o administrativos descritos en detalle en el Capítulo 3 de la MIA -P. Adicionalmente, el Proyecto se alineará con lo establecido en la Conformación y Autorización del SASISOPA de TotalEnergies, para identificar y evaluar los riesgos de manera adecuada, e implementar las mejores prácticas de manera continua durante el desarrollo del Proyecto.

### 1.2.6 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 llevarán a cabo en mar abierto y, la infraestructura necesaria será trasladada al sitio lista para operar.

Sin embargo, considerando el tipo de plataforma a utilizar, previo a la instalación de esta, se llevará a cabo un estudio geotécnico y geofísico para coadyuvar a la instalación y operación segura del Jack-up a partir de la evaluación de las condiciones, características físicas y mecánicas del lecho marino y los riesgos potenciales que pudiesen afectar la instalación de la plataforma y las actividades de perforación tales como la instalación del tubo conductor (TC), la tubería de producción (TP) y el posicionamiento de las piernas de la plataforma.

Estos estudios no serán parte de la MIA y del presente ERA ya que fueron cubiertos en la solicitud de exención de presentación de Manifestación de Impacto Ambiental dictaminado mediante el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/1092/2022 con fecha de agosto 25, 2022.

De acuerdo con el anteproyecto del Estudio Geotécnico y Geofísico el alcance del estudio comprende:

- Proporcionar una medición e información precisa sobre el tirante de agua y batimetría del lecho marino, en especial cualquier irregularidad
- Investigar la morfología, la naturaleza del lecho marino, así como la litología de formaciones marinas con respecto a la geología local, además de proporcionar información para el fondo y condiciones de soporte vinculadas con la perforación del hueco superior, e incluidos, pero no limitados a, los riesgos como fallas sísmicas, acumulaciones de gas somero, fallas de cualquier tipo, hidratos de gas, flujo de aguas poco profundas hasta 1,000 m bajo el lecho marino
- Localizar en el lecho marino formaciones naturales o de condición humana u obstrucciones ocultas como, sin limitarse a, salientes rocosos, acantilados, canales, arrecifes, depresiones, detritus (naturales o de formación humana), naufragios, elementos arqueológicos, estructuras industriales, ductos, cables, etc.

- Identificar hábitats marinos y evaluar sus efectos potencialmente importantes en la zona
- Recopilar información geotécnica superficial para comprobar la valoración preliminar del fondo

Se llevará a cabo un estudio de riesgos someros para identificar ciertas características geológicas que podrían representar un riesgo para las instalaciones de perforación planeadas, tales como: acumulaciones de gas, hidratos de gas, fallas cercanas a la superficie, flujos de acuíferos someros y sedimentos no consolidados o anomalías del lecho marino. Ambos estudios se realizarán por subcontratistas de TotalEnergies en las áreas correspondientes.

### 1.2.7 Descripción de del Jack-up

Como se mencionó anteriormente, TotalEnergies realizará las actividades de perforación por medio de un subcontratista de perforación utilizando un Jack-up diseñado para operaciones en aguas someras. El modelo exacto del Jack-up aún no se ha determinado; éste se seleccionará con base en los planes de perforación, los requerimientos técnicos y la disponibilidad. Sin embargo, para la descripción de las actividades, características y condiciones de operación, en el presente ERA, se tomará como base el modelo de Jack-up *Maersk Resilient*.

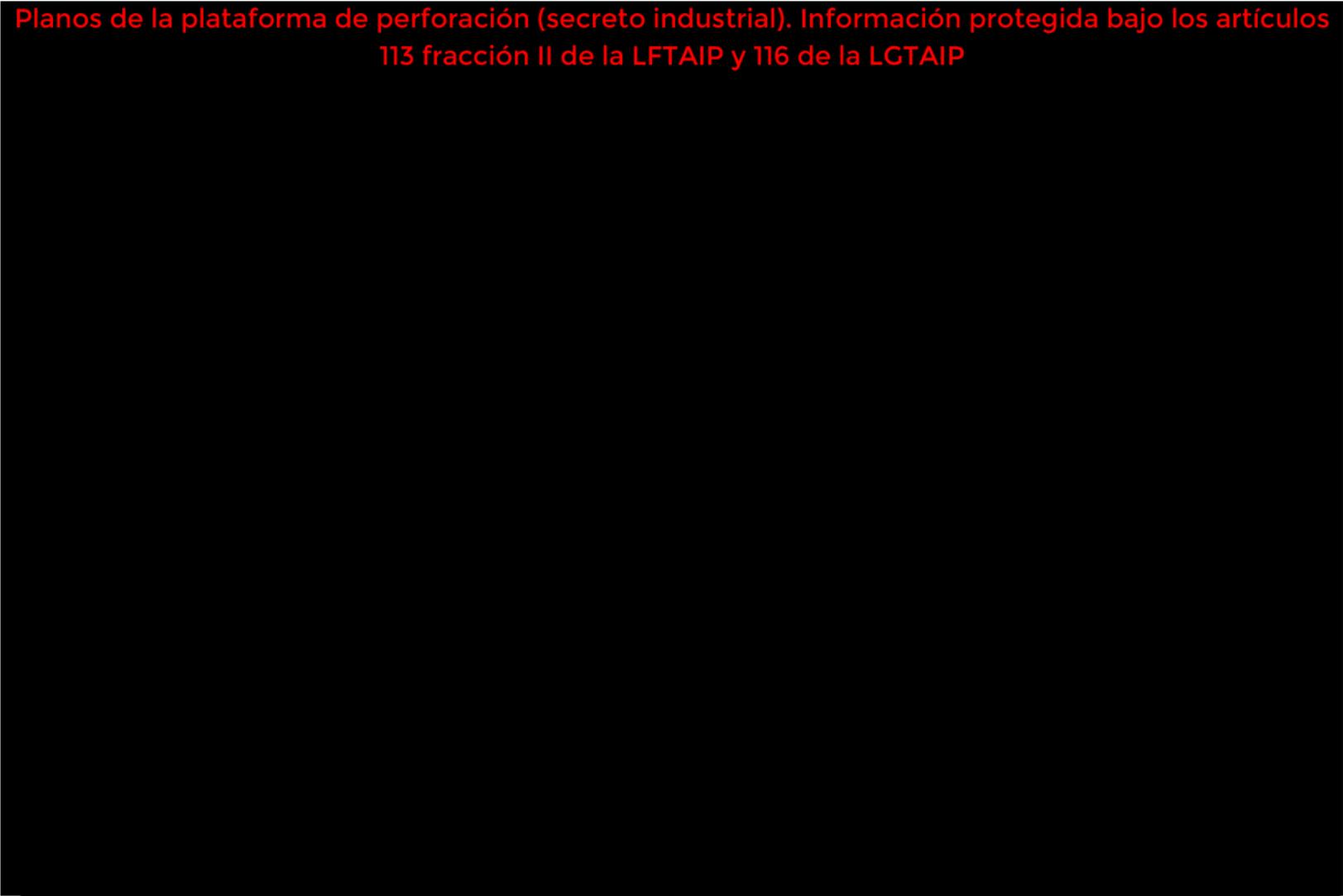
El Jack-up es capaz de alcanzar hasta  $\pm 9,000$  m (30,000 ft) en términos de profundidad de perforación por debajo del lecho marino. Las dimensiones de este Jack-up se presentan en la **Tabla 1-12**. Una vez que las tres piernas toquen el suelo, la MODU será elevada a una altura determinada para evitar que sea impactada por el oleaje durante las operaciones. Estando en posición, la torre de perforación podrá elevarse en el mar de 20 a 25 m sobre la superficie para iniciar con las actividades de perforación. De la **Figura 1-16** a la **Figura 1-19** se presentan los planos típicos de un Jack-up *Maersk Resilient*.

**Tabla 1-12. Dimensiones del *Maersk Resilient*.**

Parámetro	Dimensión (m)
Largo	70
Ancho	68
Profundidad	9.5
Largo de la pierna	146.3
Espaciado entre piernas	49.9 / 49.9
Calado (tránsito)	5.4

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

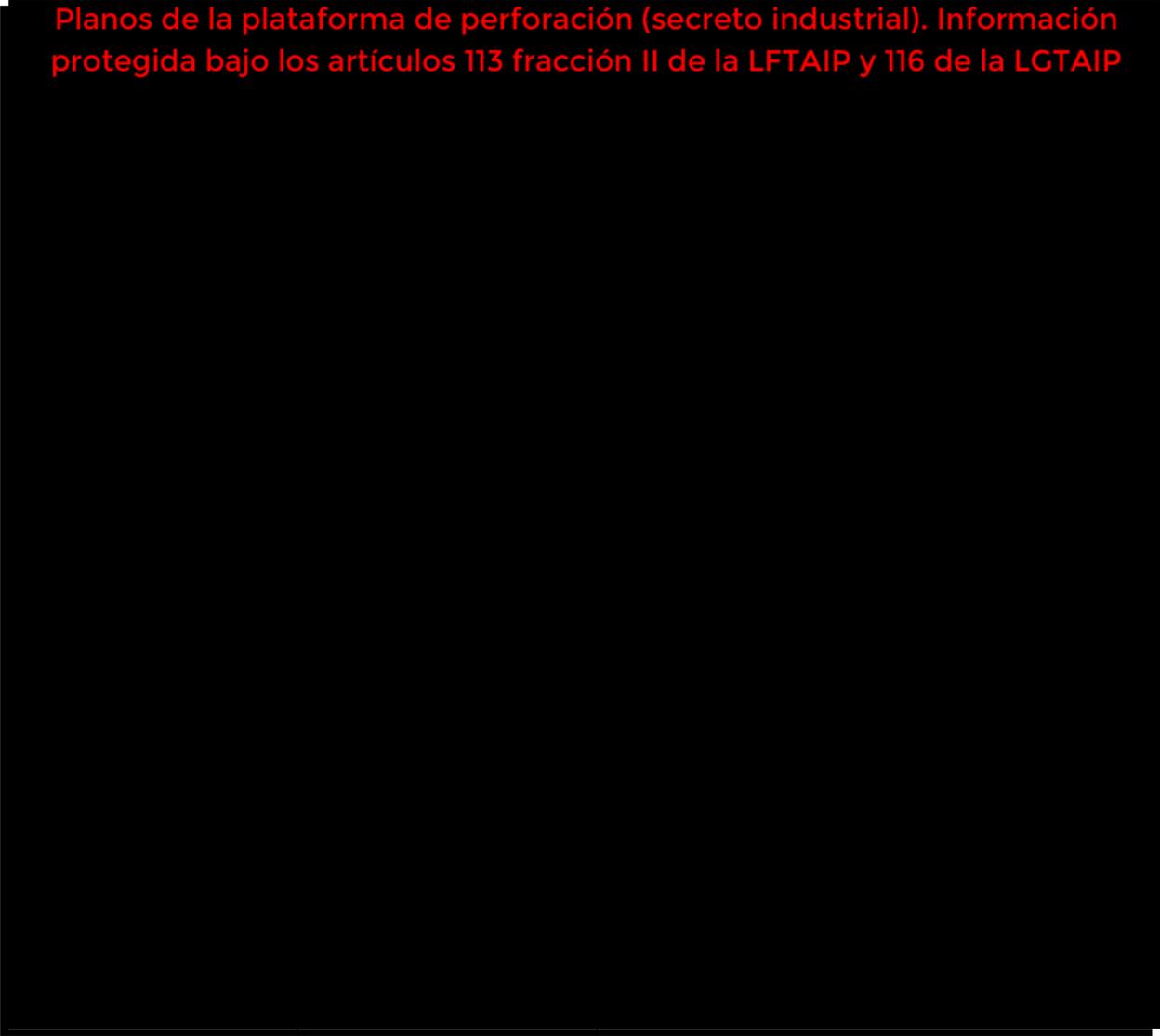
Planos de la plataforma de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP



**Figura 1-16. Diseño general del Jack-up (vista en planta del piso de perforación).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

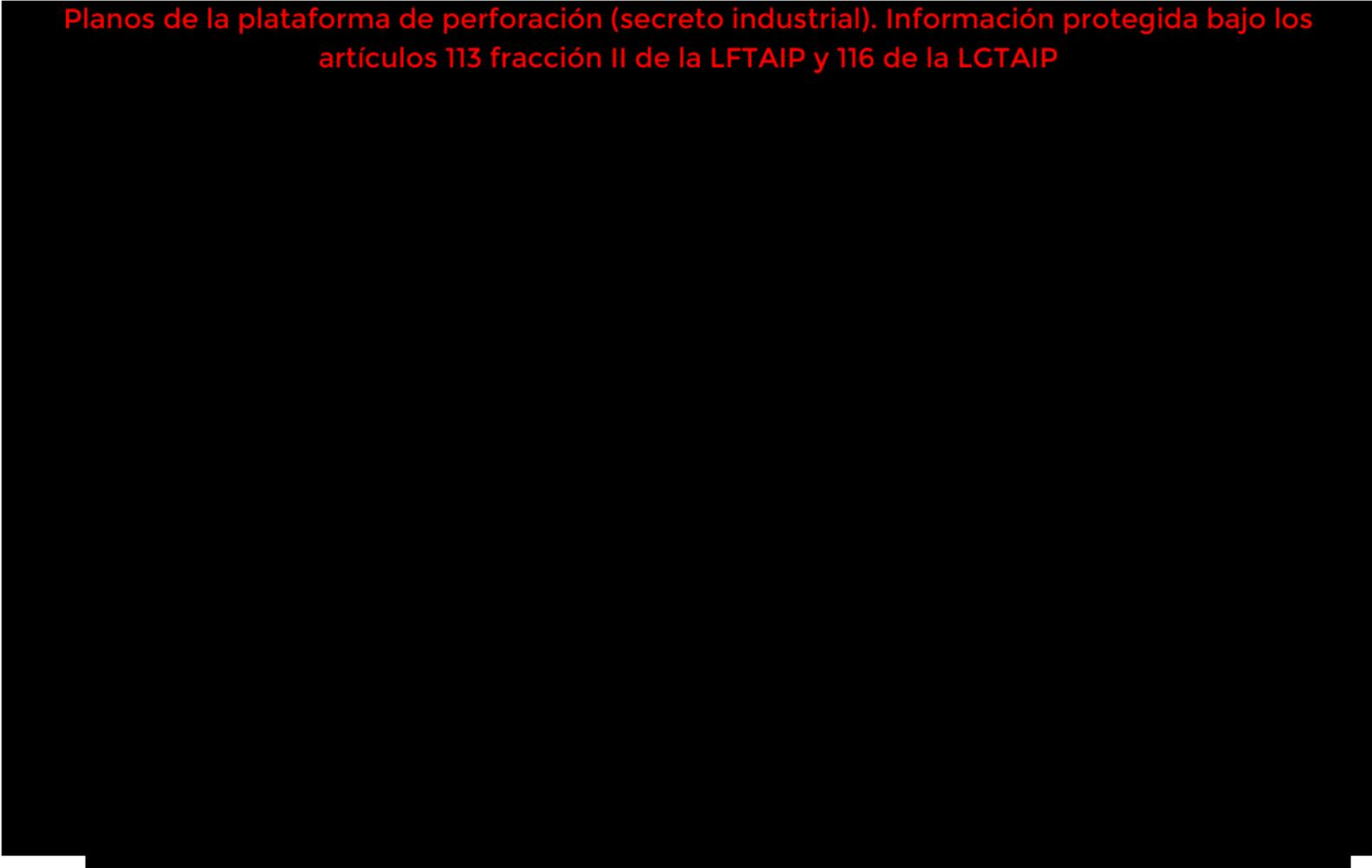
Planos de la plataforma de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP



**Figura 1-17. Diseño general del Jack-up (vista superior de los equipos).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

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

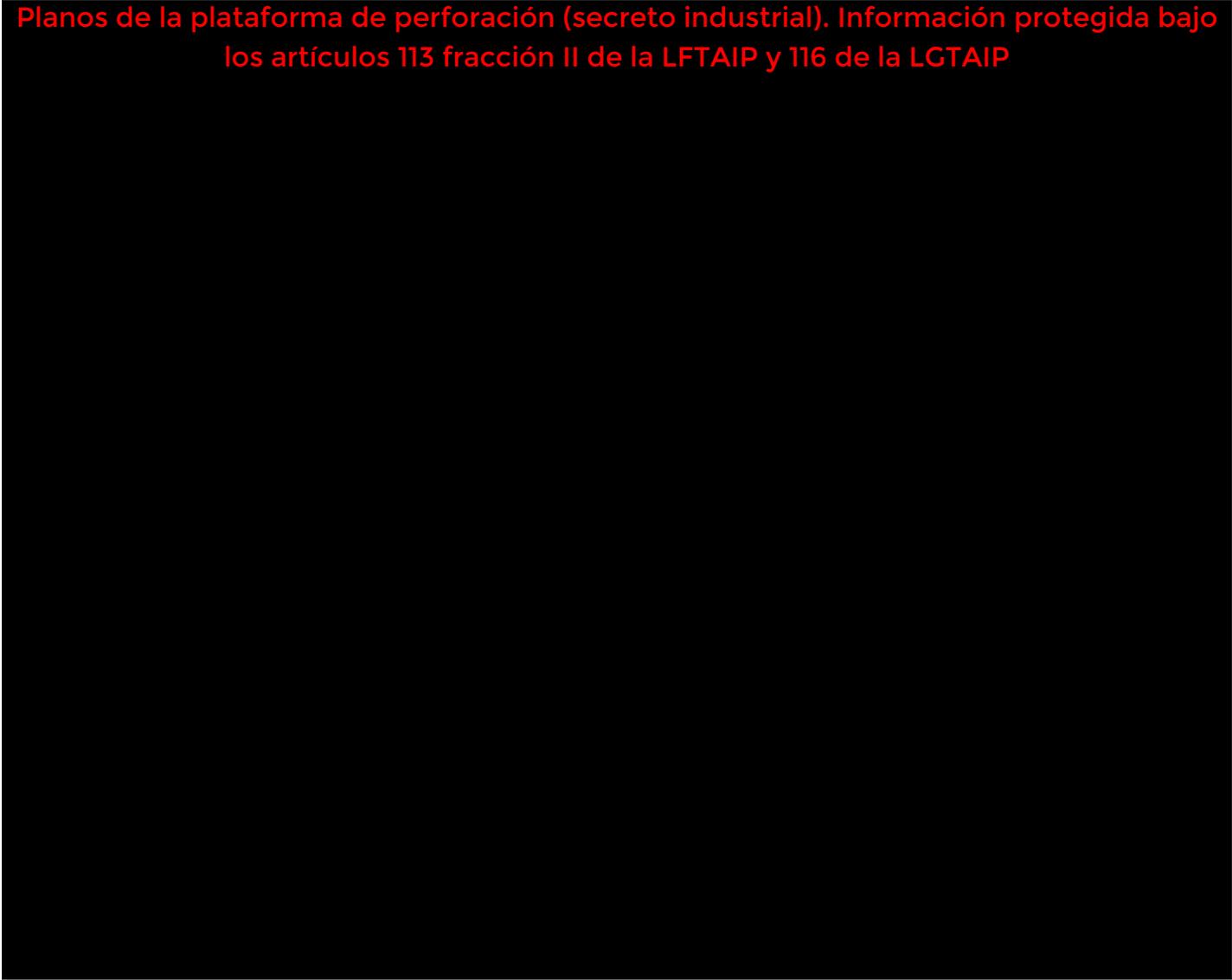


TOP VIEW

**Figura 1-18. Diseño del Jack-up (vista en planta del piso de perforación).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

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



**Figura 1-19. Diseño general del Jack-up (vista lateral).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

## 1.2.8 Proyecto mecánico

### 1.2.8.1 Torre de perforación

El Jack-up está equipado con una torre de perforación NOV de 1.500 kips de capacidad, con dimensiones de 64 m x 14 m x 14 m, y una carga de retroceso máxima de 600 MT, diseñada para montar y desmontar la tubería de perforación, el conjunto de fondo de pozo (BHA) y la tubería de revestimiento durante la perforación, así como para montar secciones de tubería de perforación y de revestimiento.

### 1.2.8.2 Top Drive

La técnica de perforación que se empleará consistirá en un sistema rotativo estándar con un sistema de Top Drive, dispositivo mecánico que controla la rotación de la sarta de perforación y permite la inyección del fluido de perforación a través de ésta. El Top Drive está suspendido del gancho, lo que permite el movimiento ascendente y descendente a través de la acción de los malacates. Cuando la perforación comienza, una barrena de perforación rotativa se sujeta al extremo inferior de la sarta de perforación y se baja a través del piso del equipo de perforación. El Top Drive del *Maersk Resilient* es un MH DD-750-AC con un par continuo de 60.400 ft/lb. Es importante señalar que, debido a que el Jack-up no corresponde a una plataforma flotante, los compensadores de movimiento no serán necesarios para llevar a cabo las actividades de perforación (Fang y Duan, 2009).

### 1.2.8.3 Técnica de control durante la perforación

Durante la perforación de los pozos, se prevé utilizar un sistema de control de presión (MPD, por sus siglas en inglés). El sistema MPD está diseñado para mantener una presión de fondo de pozo constante durante algunas etapas de la construcción de este. Con este sistema, la presión de fondo se mantiene por encima de la presión de formación para prevenir la entrada de los fluidos a la misma. Al emplearlo se reducen los riesgos asociados a la perforación y mejora la estabilidad del agujero del pozo. El sistema MPD utilizará contrapresión aplicada en superficie que complementará la presión hidrostática ejercida por el peso propio de los fluidos de perforación, con el propósito de lograr un sobre balance y, de esta forma, permitir que el pozo sea perforado manteniendo la densidad equivalente de circulación (ECD, por sus siglas en inglés) dentro del intervalo del gradiente de la presión de fractura y presión de formación. Se tomarán todas las medidas posibles para asegurar que la presión de fondo de pozo se mantenga igual o mayor a la presión de formación durante las operaciones, para así perforar en condiciones de sobre balance.

### 1.2.8.4 Sistema de Preventores

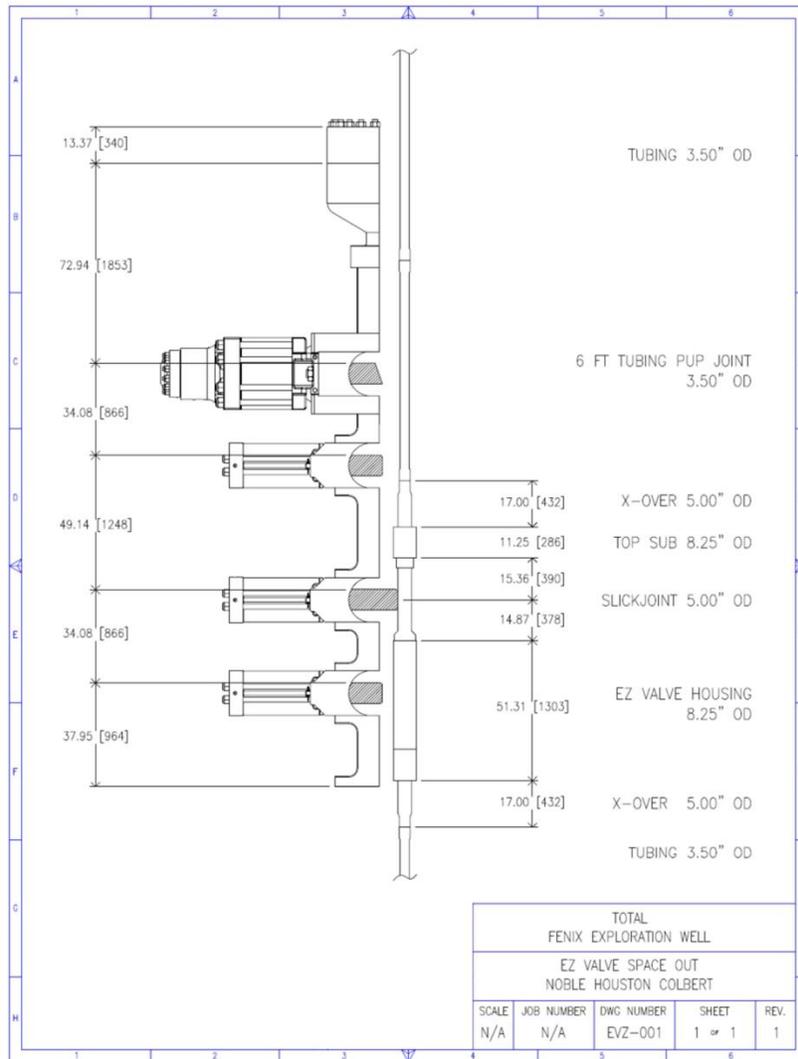
Un preventor de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) actúa como una barrera de seguridad en caso de una emergencia por eventos no deseados, tiene la función de contener la presión del yacimiento y los fluidos del pozo. En el caso de que se pierda el control primario del pozo (combinación de la presión hidrostática del fluido de perforación y el sistema MPD), las medidas del control secundario deben aplicarse, las cuales incluyen la utilización de un BOP que se instalará en la superficie, a nivel de plataforma, en la parte superior del cabezal del pozo.

El Jack-up *Maersk Resilient* tiene un BOP principal compacto Hydril de 18 ¾" y 15,000 psi, que consta de un preventor anular de 10,000 psi y dos arietes dobles de 15,000 psi, y su función es crear una presión de sellado y permitir la circulación de los fluidos de perforación. El diseño de la BOP que utilizará TotalEnergies en el Proyecto se muestra en la **Figura 1-20** y tendrá los siguientes elementos:

- Dispositivo de control rotativo: montado sobre preventor anular, forma un sello alrededor de la sarta de perforación durante las actividades MPD.
- Preventor anular: sella el espacio anular con un sello de caucho ajustable a diferentes diámetros
- Ariete ciego de corte: como su nombre lo indica, corta la columna de perforación en el pozo para brindar aislamiento o sellado completo. Generalmente se utiliza como último recurso.
- Válvulas de estrangulamiento y de matar: válvulas que permiten el aislamiento del flujo a las líneas de estrangular y de matar permitiendo el control del flujo.

- Ariete de tubería: sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación por medio de un sello de caucho.

El preventor anular y los arietes ciegos de corte podrán ser activados automáticamente por los sistemas de emergencia o de manera manual. En caso de que se presenten brotes o presiones más elevadas de lo previsto durante la perforación, el BOP deberá activarse para proporcionar tiempo para incrementar y circular un fluido de perforación más denso. El BOP será certificado conforme a los estándares internacionales y deberá de ser capaz de soportar presiones de pozo superiores a las esperadas. El BOP será probado desde la instalación y se le realizarán pruebas periódicas durante las operaciones de perforación.



**Figura 1-20. Diagrama del BOP a utilizar por TotalEnergies.**

*Fuente: Total, 2019.*

### 1.2.9 Sistema de protección contra incendios

El Código para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera de la IMO requiere que se cuente con sistemas de detección automática de incendios y sistemas de alarma, así como sistemas de extintores fijos y portátiles. El Jack-up utilizado para el Proyecto, deberá cumplir con las reglas aplicables de las sociedades de clasificación. Los requerimientos principales se describen con mayor

detalle en las siguientes secciones. El **Capítulo 5, Anexo 5.4** muestra la ubicación, cantidad y distribución de los equipos contra incendios y de emergencia presentados.

### 1.2.9.1 Extintores y equipo de emergencia

El *Maersk Resilient* contará con diferentes tipos de extintores, en la **Tabla 1-13** se listan los señalados en el Diagrama del Sistema Contra Incendios.

**Tabla 1-13. Extintores disponibles en el Maersk Resilient**

Cantidad	Tipo
28	B/C-II CO <sub>2</sub> - 5 kg, 11 lb
29	A/B/C-II Dry Chemical – 5 kg, 11lb
2	B/C-V Dry Chemical – 22.5 kg, 50 lb
2	B-III Foam – 45.5 L, 12 gal
1	B/C-IV CO <sub>2</sub> – 5 kg, 50 lb
34	A/B-II Foam – 9 L, 2.3 gal

*Fuente: Maersk Drilling, 2019..*

El *Maersk Resilient* dispondrá de los siguientes equipos de emergencia contra incendios:

- Una fuente de energía eléctrica de emergencia (generador de 1.000 KW, 1.341 CV)
- Una fuente de energía eléctrica de emergencia (batería)
- Un cuadro eléctrico de emergencia
- Veintisiete planos de control de incendios
- Seis armarios contra incendios (incluidos dos equipos de bombero compuestos por ropa de protección, botas, linterna, casco, línea de vida, equipo de respiración autónomo de 30 minutos, hacha y guantes)
- Dos conexiones internacionales en tierra
- Una caja de seguridad

### 1.2.9.2 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 Jack-up 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 desviarse 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 Jack-up
- 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.

### 1.2.9.3 Hidrantes y mangueras

El Código de la IMO y las reglas aplicables por las sociedades de clasificación requieren que los hidrantes y las mangueras del Jack-up cumplan con los siguientes requisitos:

- El número y la posición de los hidrantes debe garantizar al menos dos chorros de agua de diferentes hidrantes, en donde al menos uno de ellos, debe ser de tal longitud que pueda alcanzar cualquier parte del Jack-up que sea accesible para la tripulación mientras se navega o se dedica a operaciones de perforación
- Se debe proveer una manguera para cada hidrante

El Jack-up contará con los siguientes equipos de hidrantes y mangueras:

- Tres gabinetes para mangueras e hidrantes. Todas las boquillas para espuma son 1.5" x 100'
- Setenta gabinetes para mangueras e hidrantes. Todas las boquillas para agua de 1.5" x 50'
- Tres gabinetes para mangueras e hidrantes. Todas las boquillas para agua de 2.5" x 60'

### 1.2.9.4 Sistema de bombeo de agua de protección contra incendios

Se contará con cuatro sistemas de bombeo tipo, el cual comprende de: una bomba de agua contra incendio centrífuga de  $\pm 1,000$  GPM y 120 psi, una bomba de espuma contra incendios tipo bomba de diluvio de  $\pm 1,500$  GPM y 143 psi, una bomba Jockey centrífuga de  $\pm 50$  GPM y 85 psi y una bomba contra incendios centrífuga de emergencia de  $\pm 1,200$  GPM y 120 psi. Cada una de ellas extraerá agua directamente del mar y la descargará en la tubería principal de la red contra incendios. La capacidad mínima de bombeo deberá poder suministrar a la red contra incendios y proveer, al menos, un chorro de agua por cada uno de los hidrantes, asegurando mantener una presión constante. Las bombas de agua se activarán automáticamente por el sistema contra incendios y de detección de gas, de forma secuencial cuando caiga la presión de la red principal por debajo de los valores predeterminados.

Además, se contará con dos bombas de achique, y tres bombas de lastre. También se contará con siete controles remoto para las bombas contra incendios, así como siete controles remotos para bombas contra incendio de emergencias.

### 1.2.9.5 Sistemas de detección de gas e incendios

Los espacios con riesgo de incendio contarán con sistemas automáticos de detección y sistemas de alarma. Estos incluyen las zonas de alojamiento, las estaciones de control y estaciones de servicio. Las zonas de alojamiento deberán contar con detectores de humo.

En general, el Jack-up tendrá lo siguiente:

- Seis paneles generales de alarma
- Cinco paneles de anuncio de detecciones
- Doce aparatos portátiles de monitoreo de gas
- Dos paneles de control para detección de fuego y sistema de alarma
- Dos estaciones de control
- Seis paneles de detección de  $H_2S$  y tres paneles indicadores de alarma por gas.
- Tres paneles indicadores de alarma de gas

Los detectores de incendios que se utilizarán en cada área serán específicos para cada tipo de incendio que pudiera ocurrir en dichas áreas, incluyendo la capacidad de evitar falsas alarmas **Tabla 1-14**.

**Tabla 1-14. Tpo de detectores de incendio por ubicación.**

Área	Principio de Detección
<b>Piso de perforación</b>	<b>Flama</b>
Áreas de procesos, cuarto para desgasificador, cuarto para zaranda vibratoria, cuarto para tanque de fluidos de perforación	Flama o calor
Áreas de instalaciones mecánicamente ventiladas, cuartos de control, cuartos de equipos eléctricos, cuartos de baterías, laboratorio de fluidos de perforación, cuartos de instrumentos, cuartos de telecomunicaciones	Humo
Áreas de cuartos para turbinas y generadores	Flama o humo
<b>Cuartos de compresores de aire</b>	<b>Humo o calor</b>
Área de almacenamiento de costales o bolsas a granel, talleres	Flama o calor
Procesamiento de fluidos de perforación, almacenamiento de combustóleo, cuarto para cementación, cuarto de máquinas	Flama o calor
Camarotes, pasillos, cuartos/oficinas, escaleras, cuartos públicos	Humo

*Fuente: Det Norske Veritas OS-D310 Fire Protection Standard, 2013.*

Un sistema automatizado de detectores y alarmas deberá monitorear continuamente todas las áreas cerradas de la unidad en las que una acumulación de gas inflamable pudiera ocurrir. La activación de un detector de incendios solamente disparará la alarma de advertencia de incendio al Sistema de Detección de Incendios y Gas. La activación de un detector de fuego y un detector de humo (incendio confirmado) de manera simultánea, en un área protegida, activará la bomba y abrirá la válvula correspondiente de la red contra incendios.

### 1.3 Descripción detallada del proceso

El periodo de exploración inicial tiene como objetivo descubrir las estructuras geológicas del subsuelo para identificar si alguna de estas tiene reservas de hidrocarburos y determinar su viabilidad comercial. La duración de la campaña de perforación exploratoria para el pozo exploratorio Ochkan se estima entre 192 y 295 días (Tabla 1-15), que dependerá de la profundidad final del pozo y su posible profundización como parte del escenario incremental, e incluye movilización, perforación, obtención de información básica mediante registros de pozos, perfil sísmico vertical (PSV), Pozo Ventana, seguido de taponamiento y desmovilización. Como se comentó anteriormente, dependiendo de los resultados de la perforación en Ochkan y su Pozo Ventana, se perforará el pozo exploratorio Jefe, como parte del escenario incremental. El número de días de perforación del pozo exploratorio Jefe podría variar en función de la profundidad objetivo, pero se prevé que la agenda de perforación sea similar al estimado para el pozo Ochkan.

**Tabla 1-15. Etapas de perforación del pozo Ochkan.**

Etapa	Actividades	Duración aproximada (días)
1	Movilización y prospección del sitio de perforación	7 - 14
2	Perforación	89 - 114
	Adquisición de Registros del Pozo	4 - 10
	Perfil sísmico vertical (PSV)	6 - 10
	Pozo Ventana	78-133
3	Taponamiento y desmovilización	8 - 14

*Nota: La duración de las actividades de perforación varían en función de la profundidad del pozo y sus escenarios incrementales (profundización y pozo ventana). En caso de descubrimiento se perforará el pozo Jefe como tercer escenario incremental, cuya agenda se prevé similar a la del pozo Ochkan.*

*Fuente: TotalEnergies, 2022*

#### 1.3.1 Secuencia de perforación y estados mecánicos de los pozos exploratorios.

De acuerdo con lo descrito en la Sección 1.2, se consideran dos pozos exploratorios iniciando con el escenario base que considera la perforación del Pozo Ochkan y como escenarios incrementales su

profundización y la perforación del Pozo Ventana, en las mismas coordenadas. En caso de que la perforación de Ochkan resulte exitosa, se realizará como tercer escenario incremental la perforación del Pozo Jefe.

En este sentido, para la descripción de la secuencia de perforación se considera el estado mecánico del Pozo Ochkan, el cual será perforado durante el periodo de exploración, sin embargo, resulta importante destacar el estado mecánico del Pozo Tipo, a partir del cual, junto con las características del yacimiento, se obtuvieron estimaciones del flujo y gas representativas de los prospectos Ochkan y Jefe. Cabe señalar que la definición del estado mecánico de Jefe se encuentra aún en proceso, pero se prevé que sea similar al de Ochkan y menos profundo que el Pozo Tipo. Tanto el Pozo Tipo como el Pozo Ochkan consideran 7 secciones de perforación con una sección final de agujero descubierto de 8 ½", sin embargo, el estado mecánico del Pozo Tipo es más profundo.

La perforación en aguas someras se realiza mediante un avance cuidadoso del equipo de perforación a una profundidad deseada debajo del lecho marino y utilizando fluido de perforación para ayudar a controlar estas actividades. El enfoque típico para la construcción del pozo se puede dividir en dos secciones principales:

- La primera sección de perforación, conocida como "perforación en aguas abiertas" (p. ej. un sistema abierto sin conexión directa de retorno de fluido y recortes de perforación al Jack-up) para perforar el "agujero superior". En un Jack-up, esta sección está limitada a la instalación de un TC por el método de perforación y cementación
- Una segunda sección conocida como "perforación convencional" (p.ej., un sistema cerrado con una conexión directa de retorno para el fluido de perforación y los recortes de perforación al Jack-up)

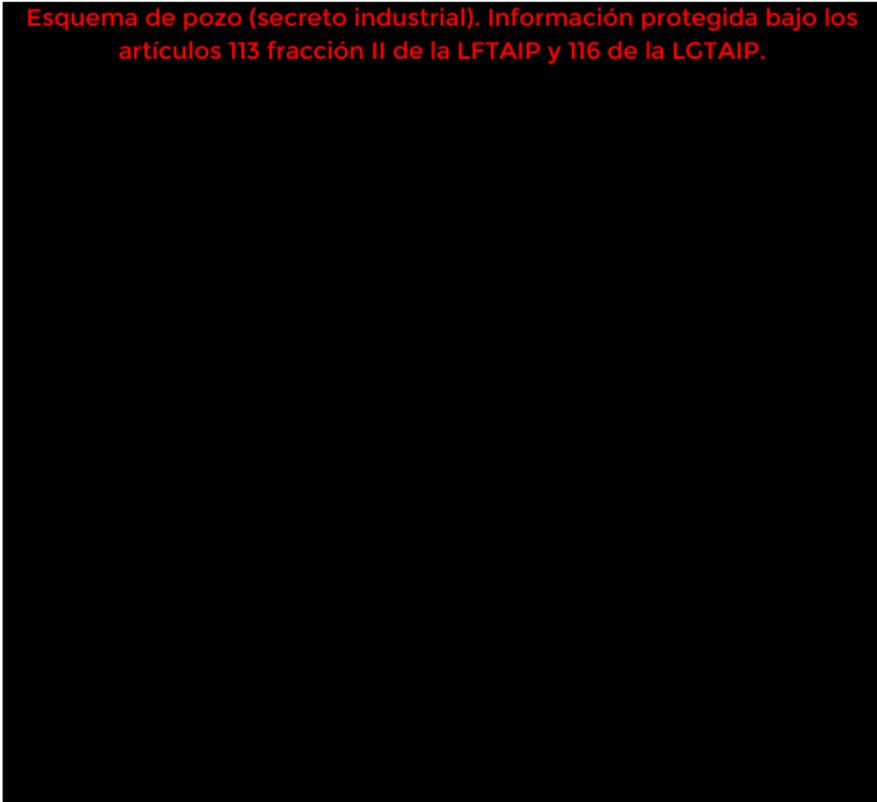
Tanto el Pozo Tipo como el Pozo Ochkan consideran 7 secciones de perforación. Durante la primera sección de 36", la sarta de perforación desciende hasta el lecho marino y se procede a perforar con agua de mar hasta alcanzar la profundidad final de la misma. Seguidamente el agua de mar es desplazada por fluido de perforación agua-bentonita para así evitar el colapso del agujero mientras que una sección gruesa de tubería de acero, llamada TC, es instalada. Una vez que el TC se encuentra en posición, es cementado hasta el lecho marino. Esta tubería es la primera parte de los cimientos del pozo.

Una sección superficial de 26" será perforada utilizando fluido de perforación base agua (WBDF por sus siglas en inglés) a través del TC con una profundidad máxima que será establecida por medio de los estudios geofísicos y geotécnicos del Proyecto. Una vez que la profundidad máxima de la sección superficial es alcanzada, la TR de superficie es bajada y cementada.

Una vez que el TC es instalado, se instalará el cabezal de pozo donde se ubicará el BOP para permitir el sellado y control de cualquier presión extrema o flujo incontrolado proveniente del reservorio, así como una campana niple y un desviador de flujo, el cual estará conectado a la línea de flujo de la plataforma para permitir el regreso de los fluidos y recortes. Desde este punto, la perforación se llevará a cabo a través de un sistema de circuito cerrado de fluidos de perforación base sintética (NADF, por sus siglas en inglés).

Una vez instalado el revestimiento de superficie, se perforará la siguiente sección del pozo de 17 ½" y de nuevo se bajará una tubería de revestimiento (TR) dentro del mismo, la cual se cementará en su lugar. Esto continúa hasta que el pozo llegue a la profundidad objetivo (tentativamente 6,062 m para el Pozo Ochkan).

El arreglo completo del pozo del Pozo Ochkan, secuencia de perforación y su estado mecánico, se presentan en la **Figura 1-21**, **Figura 1-22** y **Tabla 1-16**, respectivamente. El estado mecánico y secuencia de perforación del Pozo Tipo se muestra en la **Figura 1-23** y **Tabla 1-17**.



**Figura 1-21. Arreglo del pozo Ochkan**

*Fuente: TotalEnergies, 2022.*

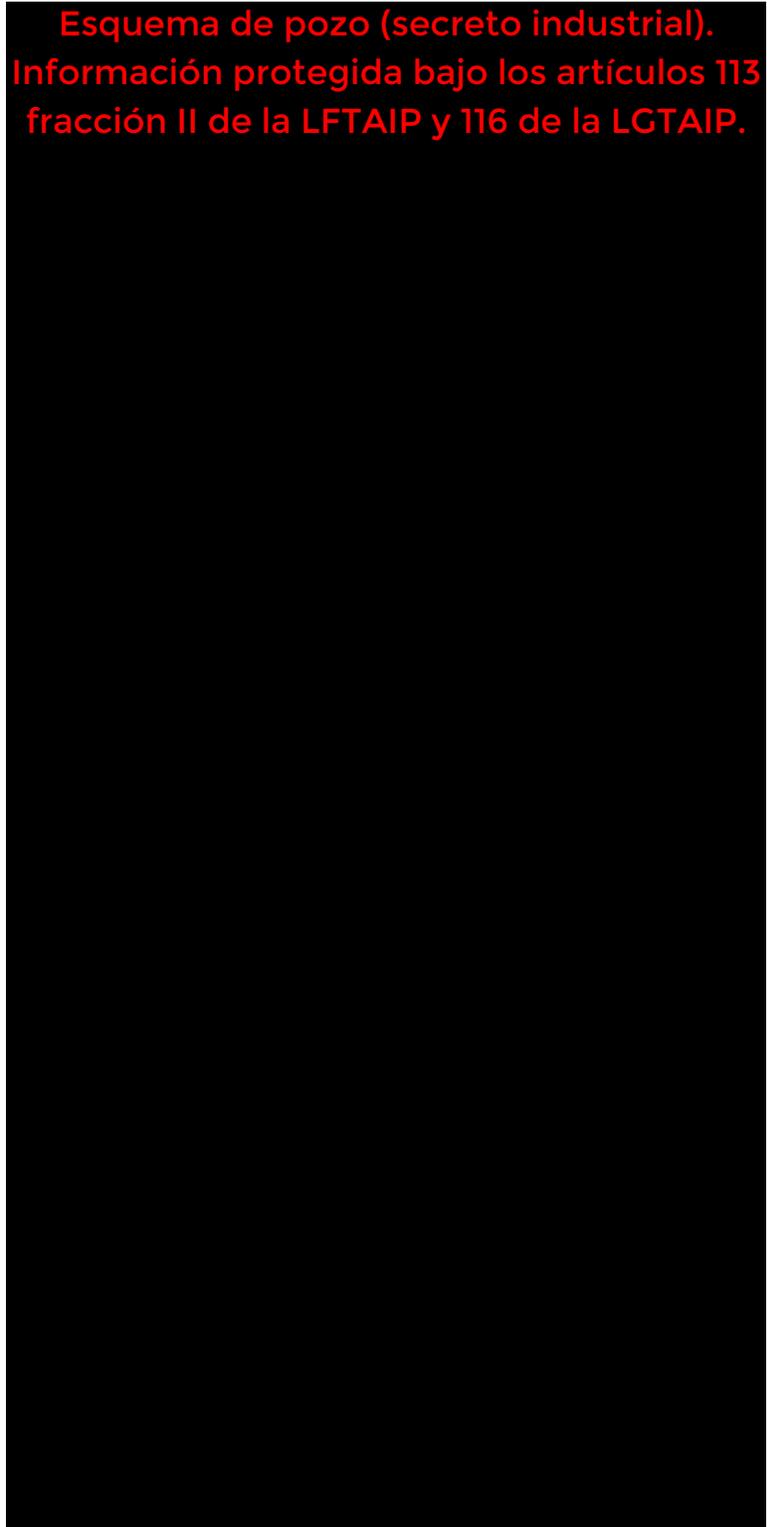
**Tabla 1-16. Secuencia de perforación del Pozo Ochkan.**

Núm. Sección	Diámetro del AD (")	Diámetro de la TR (")	Longitud de la sección (m)	Fluido de perforación
1	36	30	190	WBDF
2	26	20	880	WBDF
3	19	16	520	NADF
4	17 ½	14	750	NADF
5	14 ¾	11 7/8	840	NADF
6	12 ¼	9 5/8	1,680	NADF
7	8 ½	-	260	NADF

*Fuente: TotalEnergies, 2022.*

**Figura 1-22. Estado mecánico del Pozo Ochkan**

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



*Fuente: TotalEnergies, 2022.*

**Tabla 1-17. Secuencia de perforación del Pozo Tipo.**

Núm. Sección	Diámetro del AD (")	Diámetro de la TR (")	Longitud de la sección (m)	Fluido de perforación
1	36	30	160	WBDF
2	26	20	840	WBDF
3	20	16	1,450	NADF
4	17 ½	13 ⅝	3,500	NADF
5	14 ¾	11 ¾	400	NADF
6	12 ¼"	9 ⅝"	600	NADF
7	8 ½"	-	500	NADF

Fuente: TotalEnergies, 2022.

**Figura 1-23. Estado mecánico del Pozo Tipo.**

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

Fuente: TotalEnergies, 2019.

### 1.3.2 Pozo Ventana

TotalEnergies considerará la opción de perforar un Pozo Ventana, en las mismas coordenadas que el Pozo Ochkan, para minimizar la incertidumbre en torno a la estimación de los recursos prospectivos, encontrar el contacto agua / aceite, y así acelerar el proceso de apreciación del campo productivo. La perforación del Pozo Ventana se realizará en función de los resultados de los registros del pozo (presencia de aceite hasta la base del reservorio de las Brechas Cretácicas) y sólo tendrá lugar una vez perforadas todas las secciones originales del pozo.

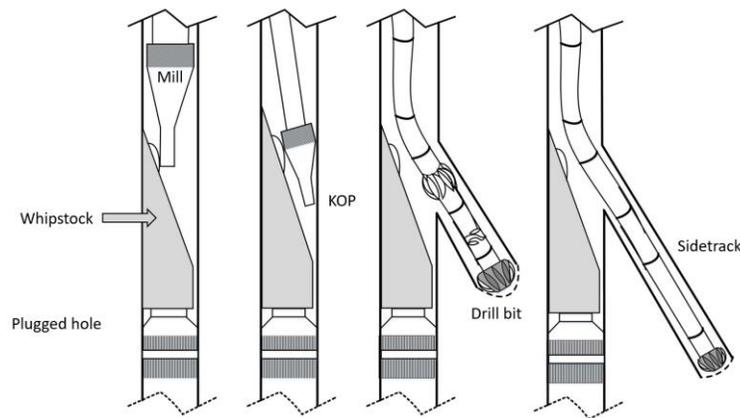
El Pozo Ventana consiste en cementar el fondo del pozo hasta una altura determinada (*Kick Off Point* [KOP]) y, a continuación, perforar una sección desviada en una dirección distinta del eje del pozo original con ayuda de una cuña. La cuña desviadora, que determina la severidad del cambio de ángulo, se apoya

en un tapón puente para que pueda desplegarse un sistema de anclaje que la fije a la sarta de revestimiento y desvíe la broca para iniciar la perforación de la ventana en el KOP.

La broca se dirigirá en la dirección deseada de perforación mediante una sección acodada que utiliza un motor de fluido direccional. La sección acodada dirigirá la broca en una dirección diferente a la del eje original del pozo (KOP).

A continuación, se describen brevemente los equipos adicionales necesarios para llevar a cabo este tipo de operación.

- Fresa: Herramienta cuya función es triturar el metal en el fondo del pozo. Esta herramienta, participa durante el fresado, donde se debe romper la tubería de revestimiento y remover los pedazos resultantes de la trituración, lo cual, permite abrir una ventana a través de la pared de esta tubería, de manera que el pozo pueda ser desviado con respecto del pozo original a través de la ventana o sección removida (**Figura 1-24**). La forma y estructura de esta herramienta está en función del tipo de trituración o del tipo de remoción requerida, sin embargo, la mayoría tienen superficies de corte de carburo de tungsteno (Schlumberger, 2020).
- Cuña desviadora: Esta herramienta se utiliza para el cambio en la trayectoria del pozo, tiene forma de cuchara o cuña invertida de acero, cóncava en la parte inferior y cuenta con una punta de cincel (**Figura 1-24**) que se asienta en el agujero o tapón de cemento (que se implementó para sellar el pozo original), lo cual evita que ésta gire cuando la barrena se encuentra operando. Se podrán seleccionar diferentes tipos de cuñas en función de las condiciones de perforación, ya sea cuña recuperable, o permanente (Schlumberger, 2020).



**Figura 1-24. Ejemplo de un proceso de perforación de un Pozo Ventana.**

*Fuente: AECOM, 2022.*

Debido a la etapa temprana del Proyecto, no se cuenta con la información específica y detallada de la arquitectura del Pozo Ventana, sin embargo, se presenta información de un Pozo Ventana tipo que podría ubicarse en las mismas coordenadas que el pozo exploratorio Ochkan y se espera que cuente con dos secciones y un KOP a los 3,200 m de profundidad.

Se iniciará por abandonar el agujero principal mediante la colocación de un tapón de cemento al fondo del pozo. Posteriormente se realizará el fresado en el KOP, donde se apoyará la cuña desviadora para dar lugar al Pozo Ventana. Se perforará un agujero de 12 ¼" y se colocará una TR de 9 5/8", el cual se cementará, finalmente se perforará la última sección del Pozo Ventana con un agujero abierto de 8 ½".

**Tabla 1-18. Descripción tentativa de las secciones del Pozo Ventana.**

Núm. Sección	Diámetro del AD (")	Diámetro de la TR (")	Longitud de la sección (m)	Tipo de fluido de perforación
<i>KOP: ~ 3,200 m</i>				
8	12 ¼"	9 ⅝"	2,540	NADF
9	8 ½"	-	632	NADF

\*Los diámetros y longitudes son tentativos y podrían ser actualizados conforme el avance de la ingeniería a detalle del Proyecto

*Fuente: TotalEnergies, 2022.*

### 1.3.3 Taponamiento y desmovilización

El Jack-up será trasladado del sitio de perforación a su lugar de resguardo tras la finalización de la campaña de perforación exploratoria en lugar de ser desmantelado. Después de la perforación, si un pozo se considera productivo, la operación puede ser suspendida mediante la instalación de tapones mecánicos, con el fin de aislar la extracción de hidrocarburos y permitir la reentrada en una fecha posterior (para la terminación y producción).

Si no se encuentra ningún yacimiento comercialmente explotable, el pozo se taponará definitivamente, de conformidad con las leyes y reglamentos federales mexicanos y las mejores prácticas de TotalEnergies. Las actividades típicas de taponamiento incluyen el aislamiento del pozo mediante el uso de cemento para impedir el flujo de hidrocarburos a la superficie. Una vez concluidas las operaciones de taponamiento, se llevará a cabo una inspección de limpieza del emplazamiento para obtener un estado del lecho marino en torno al pozo. Se retirará la boca del pozo y se cortarán las tuberías por debajo del lecho marino. El Jack-up abandonará el lugar y cesará todo transporte por barco.

TotalEnergies presentará a la ASEA el "Aviso de conclusión de la modalidad de construcción del pozo". Este aviso incluirá el informe detallado de la construcción del pozo, que incluye: un análisis comparativo de las actividades previstas frente a las realizadas; el esquema final del pozo, y el informe detallado de la finalización del taponamiento. Además, el "Informe de Abandono de Pozo", también será enviado a la CNH, de acuerdo con lo establecido en los Lineamientos de Perforación de Pozos.

### 1.3.4 Materia prima, productos y subproductos

#### 1.3.4.1 Fluidos de perforación

Durante las operaciones de perforación, se utilizan fluidos de perforación para tener control sobre el pozo. Sus principales propósitos son:

- Reducir la fricción entre la sarta de perforación y el pozo
- Enfriar y lubricar la barrena
- Generar presión hidrostática para controlar la presión de fondo de pozo (BHP, por sus siglas en inglés) y con ello, prevenir que los fluidos de formación entren al pozo
- Remover los recortes de perforación y transportarlos hacia la superficie
- Suspender los recortes de perforación en el pozo si es que la circulación se viera interrumpida
- Crear un revoque de baja permeabilidad en las paredes del pozo para estabilizar y sellar las formaciones luego de ser perforadas

Durante la perforación de aguas abiertas, utilizarán "píldoras de barrido" y WBDF. Las píldoras de barrido son esencialmente agua de mar con un volumen relativamente pequeño de fluido viscoso, normalmente un gel portador que circula para barrer, o eliminar, desechos o fluidos residuales del sistema de circulación.

En la **Tabla 1-19** figuran algunos de los componentes químicos típicos de los fluidos base agua y sus funciones correspondientes.

**Tabla 1-19. Componentes químicos típicos de los baches de barrido y fluidos de perforación base agua-bentonita.**

Sección	Tipo de fluido	Componente principal	Función	Concentración máx. (kg/m <sup>3</sup> )
36"	1.05 WBDF baches y fluido en suspensión	Agua	Fase continua	978
		Bicarbonato de sodio	Control de pH	1.43
		Soda cáustica	Control de pH	0.72
		Goma Xántica	Viscosificador	1
		Bentonita (arcilla)	Viscosificador	60
26"	1.15 sg WBDF	Goma Xántica	Capacidad de carga / Viscosificador	4.3
		Lubricante	Reductor de fricción	10.0
		Surfactante	Reductor de pérdida de fluidez con mínimo efecto reológico	10.0
		Sosa cáustica	Control de pH	1.0
		Soda ash	Control de pH	0.5
		Acetato de potasio	Inhibidor de arcillas	110.0
		Polímero 1	Reductor de filtrado	20.0
		Solvente	Agente sobre mojabilidad de la formación	10.0
Barita	Agente de peso	138.0		

Fuente: TotalEnergies, 2019.

Para las secciones de la perforación convencional (sistema cerrado) se utilizarán NADF, ya que pueden aumentar la lubricación, la estabilidad térmica y la integridad del pozo. Los fluidos de perforación y otros componentes del diseño del pozo, como la profundidad de las secciones, se determinarán correctamente en función de la geología específica y la presión estimada para cada pozo. La **Tabla 1-20** a continuación enumera la composición del fluido de perforación durante la perforación convencional.

**Tabla 1-20. Composición típica de NADF.**

Sección	Tipo de fluido	Componente Principal	Función	Concentración Máx. (kg/m <sup>3</sup> )
19"	1.57 sg NADF OPT#2	Salmuera	Fase dispersa	112
		Aceite Sintético	Fase continua	505
		Barita (BaSO <sub>4</sub> )	Agente de peso	539
		Polímero 1	Emulsificante	46
		Polímero 2	Control de Filtrado	29
		Cal/NaOH	Control de pH	34
		CaCO <sub>3</sub>	Agente de puenteo / control de filtrado	51
17.5"	1.84 sg NADF	Salmuera	Fase dispersa	94
		Aceite Sintético	Fase continua	420
		Barita (BaSO <sub>4</sub> )	Agente de peso	1,046
		Polímero 1	Emulsificante	49
		Polímero 2	Control de Filtrado	29
		Cal/NaOH	Control de pH	34
		CaCO <sub>3</sub>	Agente de puenteo / control de filtrado	23
14.75"	1.98 sg NADF	Salmuera	Fase dispersa	94
		Aceite Sintético	Fase continua	420
		Barita (BaSO <sub>4</sub> )	Agente de peso	1,046
		Polímero 1	Emulsificante	49
		Polímero 2	Control de Filtrado	29

Sección	Tipo de fluido	Componente Principal	Función	Concentración Máx. (kg/m <sup>3</sup> )
		Cal/NaOH	Control de pH	34
		CaCO <sub>3</sub>	Agente de puenteo / control de filtrado	23
12.25"	1.99 sg NADF	Salmuera	Fase dispersa	55
		Aceite Sintético	Fase continua	388
		Barita (BaSO <sub>4</sub> )	Agente de peso	1,378
		Polímero 1	Emulsificante	51
		Polímero 2	Control de Filtrado	29
		Cal/NaOH	Control de pH	34
		CaCO <sub>3</sub>	Agente de puenteo / control de filtrado	51
8.5"	1.80 sg NADF	Salmuera	Fase dispersa	55
		Aceite Sintético	Fase continua	388
		Barita (BaSO <sub>4</sub> )	Agente de peso	1,378
		Polímero 1	Emulsificante	51
		Polímero 2	Control de Filtrado	29
		Cal/NaOH	Control de pH	34
		CaCO <sub>3</sub>	Agente de puenteo / control de filtrado	51

Nota: Se consideran varios fluidos densificantes durante las distintas fases de perforación, generalmente se consideran los más altos que pueden ser utilizados en cada sección.

Se utilizarán algunos aditivos opcionales únicamente si se requiere como respuesta a cambios específicos que puedan ocurrir (por ejemplo, el material de pérdida de circulación [LCM, por sus siglas en inglés] se utiliza cuando las pérdidas en la formación son considerables; el agente liberador de tuberías se utiliza si una tubería se obstruye.)

Fuente: TotalEnergies, 2022

### 1.3.4.2 Hidrocarburos y hojas de seguridad

La composición y las características del crudo varían en función de la formación geológica, la temperatura y la presión a la que se somete. La gravedad API del crudo no se conoce con exactitud, pero se espera que sea de 28° dentro del rango para crudo medio. En el **Capítulo 2, Sección 2.1.3.4**, se presenta la composición detallada del hidrocarburo tipo estimado para las modelaciones y en el **Capítulo 5, Anexo 5.8**, se incluye la Ficha de Datos de Seguridad, donde se muestran las características de inflamabilidad, explosividad y toxicidad, así como los datos de seguridad e información relativa a los peligros potenciales asociados (salud, inflamabilidad, reactividad y medio ambiente), procedimientos de trabajo de seguridad y emergencia en caso de derrame o vertido accidental de petróleo.

### 1.3.5 Almacenamiento

Para proporcionar suministros de materiales para operaciones continuas, los Jack-up suelen mantener a bordo un inventario de consumibles a granel y líquidos. Ya que dichas embarcaciones tienen una gran capacidad de almacenamiento, estos suministros son generalmente suficientes para varias semanas de actividad. La **Tabla 1-21** presenta las capacidades de almacenamiento de un Jack-up típico.

**Tabla 1-21. Capacidades de almacenamiento de un Jack-up típico.**

Material	Capacidad (m <sup>3</sup> )
Fluido de perforación (líquido)	1,000
Agua para perforación	875
Agua potable	440
Salmuera	500
Aceite base para fluido de perforación sintético	250
Combustible	540
Químicos a granel para fluido de perforación	300
Cemento a granel	200
Material en sacos (químicos)	500 sacos

Fuente: Maersk Drilling, 2019.

### 1.3.6 Equipos de proceso y auxiliares

Las instalaciones y equipos principales que serán usados durante el periodo de exploración se describen a continuación en la **Tabla 1-22**.

**Tabla 1-22. Equipos y capacidades genéricas de un Jack-up.**

Equipo	Descripción
Helipuerto	Se contará con un helipuerto octagonal de 22.8 m de diámetro.
Sistema de fluido de perforación	Se contará con bombas de fluido de perforación accionadas por engranajes de alta eficiencia. El sistema de fluidos de perforación contará con un sistema parcialmente automático operado remotamente, así como un colector de polvo/sistema de recirculación. También contará con alimentadores de celdas y controles para dosificación automática de tanques de purga. Se contará con una tolva de mezcla de fluido con mesa de saco manual y mezclador de riego
Sistema de cementación	El Jack-up tendrá bombas de 2,200 HP, el sistema de mezcla de lodos será parcialmente automático/remoto y contará con un colector de polvo, alimentadores de celdas, máquina de recortes de sacos, entre otros.
Grúas	Habrà tres grúas: 2 grúas electrohidráulicas en cubierta con pluma de 47.3 m, 80 MT de carga estática y 40 MT de carga dinámica. Y una grúa de pluma de nudillo con 25 m de alcance, 12 MT de carga y 5 MT de cabrestante.
Cubierta Texas	Se contará con una plataforma tipo Texas de soporte de tubería, la cual será estacionaria y deslizante. Tendrá una capacidad de 2 MT/m <sup>2</sup> sin carga BOP y 0.5 MT/m <sup>2</sup> con carga BOP, así como dos cilindros hidráulicos de deslizamiento con una capacidad de 22 MT.
Cantilever	El Jack-up está diseñado con ejes en voladizo (cantiléver) XY con un alcance máximo de 21.3 m y una carga combinada de 685 MT y 14 m de patinaje transversal total, lo que permite que toda la sección de la caja se mueva en ambas direcciones en lugar de que el piso de perforación se deslice a babor/estribor de forma independiente. Como resultado, no se produce ninguna caída de la carga combinada fuera de la línea central, y se puede lograr un deslizamiento extremadamente eficiente entre las ranuras del pozo sin necesidad de subir o bajar el equipo.
Otros	Alojamiento para tripulación, oficinas, sala de radio, cocina, mesas, salas de reuniones, salas recreativas e instalaciones de lavandería. Sistema de agua potable (desalinización de agua de mar). Equipos de seguridad, emergencia, salvavidas y dispositivos de prevención de derrames, detectores de incendios y alarmas, sistemas de diluvio (incluyendo el piso de la plataforma, salas de máquinas y áreas de cubierta inferior) y sistemas de nebulización en salas de máquinas, equipos de derrames, botes salvavidas, balsas para evacuación de emergencia e instalaciones médicas. Espacio de almacenamiento para albergar los consumibles de perforación asociados (combustible, productos químicos para el fluido de perforación, productos químicos para la cementación, etc.) y equipos (herramientas de perforación, equipos de prueba, etc.).

Fuente: Maersk Drilling, 2019.

### 1.3.7 Pruebas de verificación

El equipo descrito anteriormente, estará certificado por la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación tales como *Det Norske Veritas* (DNV-GL) o *Bureau Veritas* (BV).

Adicionalmente, previo al inicio de operaciones, se realizará, bajo la supervisión del operador y con la asistencia de un tercero calificado, un programa de aceptación del Jack-up. Durante la ejecución de este programa, se realizarán diferentes pruebas a los equipos críticos para verificar el correcto funcionamiento de estos (p. ej. sistema de izaje, equipamiento de control de reventones, bombas, tanques de almacenamiento).

## 1.4 Condiciones de operación

Las especificaciones y las características técnicas de este tipo de embarcación se presentan en la **Tabla 1-23**. Las especificaciones del Jack-up contratado podrían variar de los valores listados a continuación.

**Tabla 1-23. Condiciones de diseño y operación del Jack-up.**

Parámetro	Valor
BOP	Presión: 15,000 psi Diámetro: 18 ¾"
Torre de perforación	64 m x 14 m x 14 m
Cantilever	7.2 m x 6.8 m
Longitud de piernas	146.3 m
Casco	Longitud: 70 m Espesor: 68 m Profundidad: 9.5 m
Longitud de zapatas	16 m
Máxima profundidad (tirante de agua)	106 m
Velocidad del viento	51.4 m/s
Profundidad de perforación	9,150 m
Altura máxima de ola	17 m
Carga variable	3,500 MT
Carga variable (plataforma elevable)	6,500 MT

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

### 1.4.1 Especificación de sistemas de control

Las operaciones que se realicen en el Jack-up y el procesamiento de datos, 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
- Presión y temperatura del separador en la prueba de pozo
- Características y proporciones de crudo, gas y agua
- Presión y temperatura de la TR
- Sistema de paro de emergencias

### 1.4.2 Sistemas de aislamiento

El diseño del Jack-up separa las principales áreas de funcionamiento para así minimizar el riesgo para el personal, la comunidad, el medio ambiente y los activos. Las habitaciones de la tripulación, los cuartos de control y las áreas del equipo de seguridad esencial se consideran áreas no peligrosas. Sin embargo, también existen áreas peligrosas donde existen sistemas operados manual o automáticamente los cuales serán activados en caso de que existiera un mal funcionamiento del equipo o una anomalía en el proceso, como se describe a continuación.

### 1.4.2.1 Sistemas de paro de emergencias

Los sistemas de paro de seguridad 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. Existen dos sistemas de seguridad principales:

- Paro de Procesos (PSD, por sus siglas en inglés)
- Paro de Emergencia (ESD, por sus siglas en inglés).

#### 1.4.2.1.1 Paro de proceso

Los sistemas PSD detectan condiciones anormales de operación e inician acciones para prevenir la liberación de hidrocarburos y regresar el proceso a un estado seguro. La severidad de una situación PSD dependerá del tipo de anomalía, y podría variar desde un paro de proceso con un efecto mínimo en el caudal, hasta un paro total de los procesos. Los procedimientos acordados para los paros de procesos estipulan los pasos a seguir por el equipo de la plataforma de perforación en caso de un "brote" (un repentino ingreso de fluidos de formación al agujero del pozo).

#### 1.4.2.1.2 Paro de emergencia

Los sistemas ESD monitorean y detectan condiciones peligrosas o de emergencia que se estén desarrollando a bordo del Jack-up (p. ej. detección de incendios o fuga de gas, despresurización, operación del generador de emergencia), y actúan para prevenir que dichas situaciones peligrosas escalen.

Hay dos niveles de paro que pueden ser activados manual o automáticamente:

- ESD I – únicamente los sistemas de emergencia permanecen activos (es decir, sistemas de detección de incendios y fugas de gas, sistemas de extinción de incendios, iluminación de emergencia, comunicaciones por radio/externas).
- ESD II – paro de procesos, se cierran las válvulas del del cabezal del pozo, cambia el combustible del generador de gas a diésel, etc.

#### 1.4.2.1.3 Sistema de contención de derrames

El diseño del Jack-up, para la perforación y la prueba de pozo, incorporará medidas de prevención de derrames, en cumplimiento con las convenciones internacionales. Las pequeñas fugas, residuos o escurrimientos de hidrocarburos serán contenidos y recolectados por el sistema de drenaje. Los kits de derrame para contener y limpiar pequeñas fugas relacionadas con las operaciones se encontrarán ubicados en lugares de fácil acceso para la tripulación. La intención de Total es que los buques del Proyecto sigan los requerimientos aplicables para prevenir y controlar la contaminación por derrames de hidrocarburos. Esto incluye el tener a bordo un Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos (SOPEP, por sus siglas en inglés), aprobado por la autoridad de abanderamiento según el Convenio MARPOL 73/78, Anexo I, Reglamento para la prevención de la contaminación por hidrocarburos. Así mismo, las medidas deberán estar alineadas con lo establecido en el Plan de Respuestas a Emergencias del SASISOPA que implementará TotalEnergies.

## 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 involucran sustancias peligrosas, cuyas causas pudieran ser derivadas de un fenómeno natural o por alguna 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, previniendo una situación de riesgo ambiental por la liberación accidental de sustancias peligrosas, así como evaluando el impacto que éstas tendrían 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 aplicarán para disminuir la probabilidad de ocurrencia de un evento no deseado.

En el Capítulo V de la LGEEPA referente a las “Actividades Consideradas como Altamente Riesgosas”; el Artículo 146 señala que se establecerá la clasificación de las actividades que deban considerarse altamente riesgosas de acuerdo con las características corrosivas, reactivas, explosivas, tóxicas, inflamables y/o biológico-infecciosas para el equilibrio ecológico o el ambiente, de los materiales que se generen o manejen en los establecimientos industriales, comerciales o de servicios, considerando, además, los volúmenes de manejo y la ubicación del establecimiento. Estas sustancias se definen en el Primer Listado (sustancias tóxicas) y Segundo Listado (explosivas e inflamables) de AAR las cuales, al estar presentes en las actividades en cantidades superiores a las cantidades de reporte establecidas en dichos listados, permiten considerarlas como altamente riesgosas y requieren ser evaluadas a partir de un ERA. En la **Tabla 1-24** se presentan algunas de las sustancias presentes con mayor frecuencia en las actividades de extracción de hidrocarburos.

**Tabla 1-24. Sustancias incluidas en los Listados de AAR.**

Sustancia	Cantidad de Reporte (kg)
<i>Primer Listado de AAR – Sustancias Tóxicas</i>	
Sulfuro de Hidrógeno	10
<i>Segundo Listado de AAR – Sustancias Inflamables y Explosivas</i>	
Sulfuro de Hidrógeno	500
Metano	500
Etano	500
Propano	500
Butano	500
Pentano	3,000
Hexano	20,000
Benceno	20,000
Heptano	20,000
Octano	20,000

*Fuente: DOF, 1990; DOF, 1992.*

En este sentido, la evaluación de eventos no planificados en este ERA se diseñó para complementar la evaluación de impacto ambiental abarcada en la MIA-P, la cual será presentada al mismo tiempo que este documento. Sin embargo, la evaluación ERA tiene un alcance diferente, en el que se simulan los escenarios que podrían liberar cantidades de reporte en cantidades superiores a las indicadas en los listados AAR y escenarios de riesgo con una gravedad moderada o superior.

En esta sección, se presenta el procedimiento implementado para la evaluación de riesgo ambiental y corresponde a la parte medular del estudio de riesgo, en la cual se realizó la definición de los eventos de riesgo que podrían materializarse para generar un evento no deseado.

Para aportar claridad a la evaluación, se establecieron las siguientes definiciones para describir el proceso de identificación de peligros y evaluación de riesgos medioambientales:

- **Peligro:** característica de un sistema, proceso o material que representa el potencial de un evento de riesgo (incendio, explosión o liberación tóxica).
- **Evento de riesgo:** la correlación entre el peligro de las sustancias inflamables, tóxicas o explosivas manipuladas o procesadas durante las actividades de extracción, tratamiento, almacenamiento o transporte de petróleo y gas y la exposición de las personas y del público (directa o indirectamente involucrados en las actividades), del medio ambiente, de la integridad de las instalaciones y de la producción asociada, con la posibilidad de causar efectos adversos a su integridad física, salud o vida, o daños al lugar de trabajo.
- **Amenaza:** es el acto que por sí mismo o encadenado a otros puede generar daño o afectar el bienestar o salvaguarda del personal, población, medio ambiente, activos, producción, otros.
- **Consecuencias:** son los efectos sobre los diferentes destinatarios (personas, bienes, comunidades y medio ambiente).
  - **A las personas:** se refiere a los impactos sobre la salud y la seguridad de los empleados, contratistas, subcontratistas y la seguridad de la comunidad, es decir, las colisiones de tráfico que involucren a terceros o las muertes o lesiones a terceros como resultado de incidentes operativos.
  - **A los activos:** los daños causados a TotalEnergies y a sus alianzas estratégicas, considerando el efecto sobre los tiempos de operación y los recursos necesarios para retomarlos.
  - **A las comunidades:** se refiere a las personas, recursos y activos impactados fuera del sitio; se da importancia a la percepción mediática del incidente.
  - **Al ambiente:** se refiere a los impactos sobre el aire, el agua y la tierra, tanto internos como externos a las instalaciones en cuestión por el tipo de consecuencias producidas (duración/valor) a la dinámica ecológica.
- **Medidas preventivas y recomendaciones:** conjunto de acciones para prevenir, el deterioro que pudiera ocasionar un evento no deseado en la realización de un proyecto en cualquiera de sus etapas.

### 1.5.1 Historia de accidentes e incidentes

Como primer paso para realizar el análisis de riesgo del Proyecto, se llevó a cabo una revisión exhaustiva de incidentes ocurridos costa afuera en plataformas tipo Jack-up, que involucraron la liberación de sustancias peligrosas, en este caso, la liberación de hidrocarburos. A partir de dicha investigación, se identificaron las principales causas que dieron origen a los eventos no deseados y las principales consecuencias, imprescindible para la definición de los eventos de riesgo de mayor probabilidad en este tipo de instalaciones. Con ello, también fue posible establecer medidas de prevención y mitigación de los efectos que podrían producirse.

En 2011, el *Bureau of Ocean Energy Management* (BOEM) de los Estados Unidos de América hizo una recopilación de los accidentes "mayores" de vertidos de hidrocarburo registrados en el Golfo de México. Este organismo 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 hayan podido tener sobre el medio ambiente.

La **Tabla 1-25** presenta el listado publicado por el BOEM, en el que se muestran los derrames históricos de hidrocarburos registrados desde el año 1964 hasta el año 2011. El listado incluye fechas y características del accidente, cantidad de hidrocarburo derramado, así como las causas que originaron el derrame. Según el informe, las estadísticas revelan que las principales causas que han originado estos accidentes han sido: condiciones meteorológicas extremas (temporada de huracanes, principalmente), fuerzas externas, fallos en los equipos y/o errores humanos.

**Tabla 1-25. Principales vertidos históricos (> 2.380 bbl) en el Golfo de México de 1964 a 2010.**

Fecha (año/mes/día)	Compañía	Profundidad (ft)	Distancia de la costa (mi)	Instalación	Derramado (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: AECOM, 2022.

En mayo de 2021, el Sistema Nacional de Información Ambiental y de Recursos Naturales (SNIARN) publicó un listado de derrames de hidrocarburos de PEMEX. La **Tabla 1-26** presenta un extracto del listado, que incluye información relativa a cuándo ocurrió el derrame, el medio afectado, si fue en tierra o en el mar (desde 2005 se dejó de distinguir entre derrames ocurridos en medios marinos y terrestres), la dependencia de PEMEX involucrada en el derrame (considerando sólo los relacionados con actividades de exploración), el número de derrames registrados por esta dependencia y el volumen total de estos.

**Tabla 1-26. Incidentes de derrames de hidrocarburos de PEMEX.**

Año	Concepto	Organismo subsidiario	Número de derrames	Volumen derramado (bbi)
1997	Ambientes marinos	PEMEX Exploración y Producción (PEP)	59	2,601
		PEMEX refinería (PR)	15	1,032
1998	Ambientes marinos	PEP	55	25,997
		PR	7	175
1999	Ambientes marinos	PEP	90	395
		PR	10	196
2000	Ambientes marinos	PEP	52	522
		PR	2	13
2001	Ambientes marinos	PEP	52	368
		PR	4	13
2002	Ambientes marinos	PEP	51	219
		PR	1	2
2003	Ambientes marinos	PEP	70	412
		PR	2	610
2004	Ambientes marinos	PEP	110	374
2005	-	PEP	328	3,979
		PR	30	14,198
2006	-	PEP	219	3,407
		PR	58	22,297
2007	-	PEP	168	2,862
		PR	38	9,318
2008	-	PEP	133	1,521
		PR	38	15,915
2009	-	PEP	78	10,935
		PR	44	480,510
2010	-	PEP	38	2,914
		PR	32	69,706
2011	-	PEP	40	3,595
		PR	66	53,056
2012	-	PEP	56	319
		PR	126	337,485
2013	-	PEP	44	1,658
		PR	161	305,865
2014	-	PEP	17	5,465
		PR	415	1,035,137
2015	-	PEP	29	109
		PR	746	3,513,637
2016	-	PEP	41	178
2017	-	PEP	20	196
2018	-	PEP	436	722
		PEMEX Perforación y Servicios	3	2
2019	-	PEP	582	1,391
		PEMEX Perforación y Servicios	3	4
2020	-	PEP	536	1,681

Nota: Un barril equivale a 159 L.

Fuente: SNIARN, 2021, Adaptado por AECOM, 2022.

## 1.5.2 Metodología para la identificación y evaluación de riesgos

Para la identificación de riesgos (todos los posibles peligros) en un lugar de trabajo, es necesario recopilar información sobre los posibles peligros que podrían surgir, luego investigar sobre incidentes o accidentes para determinar sus causas, consecuencias más probables, y la probabilidad de ocurrencia.

Existe una gran variedad de metodologías para la identificación de peligros y riesgos, sin embargo, para este estudio se utilizó la metodología de HAZID, frecuentemente utilizada en instalaciones offshore. La metodología HAZID es un proceso sistemático y estructurado que identifica y documenta los peligros asociados a una operación con el fin de evaluar los riesgos potenciales para las personas, los bienes, las comunidades y/o el medio ambiente. Esta metodología es una técnica cualitativa llevada a cabo por un equipo multidisciplinario y se realiza desglosando las operaciones en actividades o áreas y revisando cada una de ellas para identificar los peligros y evaluar los riesgos potenciales asociados.

Como primer paso en el desarrollo de la metodología de identificación de riesgos, un grupo de expertos de TotalEnergies se reunió el 16 de diciembre de 2022 (**Tabla 1-27**) para realizar un análisis preliminar de riesgos a través de una matriz HAZID, a partir de la cual se generó el documento *B15 Exploration Well - Well risk analysis*, que contiene la identificación y evaluación de todos los posibles peligros relacionados con las actividades de exploración. La matriz HAZID, la lista de asistentes y el acta de la reunión se pueden consultar en el **Capítulo 5 Anexo 5.6**.

**Tabla 1-27. Lista de participantes del taller HAZID.**

Personal	Puesto
Andrew Enwemadu	Director de Operaciones
Juan José Ferro	Gerente de Perforación
Alejandro de Almeida	Líder de Ingeniería de Perforación
Mercedes Solís	Líder de Proyecto en Calidad, Seguridad y Medio Ambiente

*Fuente: TotalEnergies, 2022.*

La identificación de peligros se realizó para todas las actividades que componen el Proyecto, y se revisó con base en el *HSE Case* del Jack-up *Maersk Resilient*.

Posteriormente, para corroborar los factores que desencadenan la elaboración del presente ERA con base en la normativa vigente, se seleccionaron los peligros identificados en el HAZID que implicaban la liberación de sustancias listadas en el Primer o Segundo Listado AAR (Hidrocarburos) y que a su vez podían superar las cantidades de reporte indicadas. Para calcular las cantidades de liberación y poder compararlas con la cantidad de reporte de los listados, se consideró el flujo asociado de 50,000 bbl de crudo y 1,880,000 Sm<sup>3</sup>/d de gas, el cual, corresponde a un escenario al probabilístico basado en los datos de reventones en alta mar tomando como base la información de SINTEF y la experiencia operativa de TotalEnergies para los cálculos de las cantidades de liberación de los componentes de hidrocarburos que se relacionan con los Listados (metano, etano, propano, butano, pentano, hexano, benceno, heptano y octano) y posible presencia de sulfuro de hidrógeno en sitio.

En la Tabla 1-28, se muestran las cantidades teóricas liberadas de cada sustancia. Según los cálculos, en un caso de reventón de pozo, el sulfuro de hidrógeno, metano, pentano, hexano y heptano superarían en 24 horas los límites establecidos en los Listados. Es importante mencionar que todas estas sustancias se liberarían simultáneamente y, aunque algunas sustancias no superaran las cantidades indicadas en un día, es probable que debido a la duración para el control de un reventón del pozo se superen estos límites para todas las sustancias.

**Tabla 1-28. Límites de liberación para sustancias AAR.**

Parámetro	Sulfuro de hidrógeno*	Metano***	Pentano**	Hexano**	Heptano**	Octano**	Benceno**
Densidad @ 20°C /1 atm (kg/m <sup>3</sup> )	1.36	0.66	-	-	-	-	-
Densidad at 25°C (kg/m <sup>3</sup> )	-	-	630	654	684	703	876
Cantidad de reporte indicada en Listados AAR (kg)	10	500	3,000	20,000	20,000	200,000	20,000
Cantidad de reporte indicada en Listados AAR (m <sup>3</sup> )	6.97	748.50	4.83	30.54	29.24	284.50	22.83
% gas	0.3	1.84	-	-	-	-	-
% hidrocarburos	-	-	3.62	0.94	1.52	1.77	0.16
Cantidad de sustancia liberada (m <sup>3</sup> /d)**	5,640	34,592	285.98	74.26	120.08	139.83	12.64
Cantidad de sustancia liberada (kg/d) <sup>x</sup>	<b>7,670.40</b>	<b>22,726.94</b>	<b>180,167.40</b>	<b>48,566.04</b>	<b>82,134.72</b>	98,300.49	11,072.64

Nota: \* El porcentaje de H<sub>2</sub>S corresponde a la concentración de la mezcla gaseosa en superficie. \*\*Estimaciones del hidrocarburo en el yacimiento. \*Se tomó al metano como compuesto representativo de C<sub>1</sub>-C<sub>4</sub> (metano, etano, propano y butano) ya que éste presenta la menor densidad y por lo tanto el resultado será el más conservador, dado que el etano, propano y butano tienen la misma cantidad de reporte. <sup>x</sup>En rojo los volúmenes que rebasan las cantidades de reporte establecidas en los Listados de AAR en un día considerando una liberación de 50,000 bbl (7,900 m<sup>3</sup>/d) y 1,880,000 Sm<sup>3</sup>/d de gas.

Fuente: AECOM, 2022.

Posteriormente, se seleccionaron los peligros relacionados con las actividades de perforación del Pozo Exploratorio Ochkan, cuyas sustancias implicadas se encontraron y superaron las cantidades notificadas en los Listados de la HRA, y se integraron en una nueva Matriz de Evaluación de Riesgos (MER), que debe considerarse como la matriz principal para la evaluación de la trazabilidad de los escenarios (adjunta como hojas de trabajo HAZID en el **Capítulo 5, Anexo 5.6.3**). A partir de esta Matriz, se definieron los eventos de riesgo, las amenazas, las consecuencias y las medidas preventivas, y cada consecuencia se clasificó en función de su gravedad y probabilidad de ocurrencia para cuatro receptores diferentes (medio ambiente, personal, comunidad y activos).

En la MER, los eventos de riesgo identificados para cada receptor fueron calificados con la Matriz Universal de Riesgos de 6x6 utilizada por TotalEnergies, que se basa en el concepto de aplicar la experiencia pasada de eventos o incidentes ocurridos en operaciones similares para proporcionar una perspectiva de cómo se pueden gestionar esos riesgos en el futuro (**Tabla 1-29**). La matriz universal de 6x6 se divide en regiones que representan niveles de riesgo definidos como sigue:

- Nivel de riesgo 3 (verde): Nivel de riesgo ampliamente ACEPTABLE en el que la reducción adicional del riesgo debe lograrse a través de la mejora continua del sistema de gestión de HSE en lugar de medidas específicas.
- Nivel de riesgo 2 (amarillo): Riesgos residuales que se consideran TOLERABLES mediante ALARP (tan bajo como sea razonablemente posible).
- Nivel de riesgo 1 (rojo): Riesgo de PRIMERA PRIORIDAD, este nivel debe reducirse al nivel 2 ó 3 mediante la aplicación de medidas de reducción de riesgos.

**Tabla 1-29. Matriz de riesgo universal 6x6.**

		Severidad de la consecuencia					
		1 Menor	2 Moderada	3 Seria	4 Muy Seria	5 Catastrófica	6 Desastrosa
Probabilidad de ocurrencia	6 Muy probable >10 <sup>1</sup>	Nivel 2	Nivel 2	Nivel 2	Nivel 1	Nivel 1	Nivel 1
	5 Probable 10 <sup>1</sup> -10 <sup>2</sup>	- Nivel 3	Nivel 2	Nivel 2	Nivel 1	Nivel 1	Nivel 1
	4 Improbable 10 <sup>2</sup> -10 <sup>3</sup>	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 2	Nivel 2	Nivel 1	Nivel 1
	3 Muy improbable 10 <sup>3</sup> -10 <sup>4</sup>	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 2	Nivel 2	Nivel 1
	2 Extremadamente Improbable 10 <sup>4</sup> -10 <sup>5</sup>	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 2	Nivel 2
	1 Remoto < 10 <sup>5</sup>	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 3	Nivel 2

Fuente: TotalEnergies, 2022.

La Matriz de Riesgo Universal 6x6 tiene dos ejes, el eje horizontal representa la probabilidad de ocurrencia y el eje vertical representa la severidad de las consecuencias del riesgo. Las categorías de probabilidad (a partir de sucesos pasados) y gravedad (que no consideran las medidas de control) se presentan en la Figura 1-25.

Clasificaciones y definiciones de riesgo de: <b>DIR-GR-SEC-002 y DIR-GR-SEC-008</b>			Disminución de la Producción (MAP)		< 2K bep	> 2K, < 20K bep	> 20K, < 200 K bep	> 200 K, < 1 M bep	> 1 M, < 10 M bep	> 10 M bep	
			Medios de Comunicación (Comunidad)		Rumor local sin conocimiento de los medios	Rumor local/prensa regional	Prensa regional + TV regional, rumor nacional	Prensa nacional + TV nacional	Prensa internacional + TV internacional	Prensa internacional + TV prolongado	
			Activos		< 20K € < 1 hr tiempo de plataforma	> 20K, < 200K € 1-5 hr tiempo de plataforma	> 200K, < 2M € 5 hrs- 2 días tiempo de plataforma	> 2M, < 10M € 2-10 días tiempo de plataforma	> 10M, < 100M € 10-100 días tiempo de plataforma	> 100 € > 100 días tiempo de plataforma	
			Ambiental <sup>1</sup>		Derrame menor con ningún impacto ambiental	Derrame menor con poco impacto ambiental	Derrame moderado con impacto ambiental limitado	Derrame con impacto ambiental significativo	Derrame a gran escala consecuencias reconocidas por su valor ecológico	Derrame masivo con consecuencias duraderas reconocidas por su alto valor ecológico	
Personal		Primeros auxilios o tratamiento médico o días restringidos de trabajo	Lesión única por tiempo perdido, sin discapacidad	Lesión única por tiempo perdido, con discapacidad o múltiples lesiones por tiempo perdido	Interno: 1 muerte y/o varias discapacidades Público: discapacidades	Interno: 2-5 muertes Público: 1 muerte	Interno: > 5 muertes Público: > 1 muerte				
Reducción (o beneficio) de la Producción			Personal, Ambiente, Activos y Medios de Comunicación			Severidad de la Consecuencia					
						Menor	Moderado	Serio	Muy Serio	Catastrófico	Desastroso
						1	2	3	4	5	6
El incidente es casi inevitable bajo las condiciones actuales (o para beneficio). Resultado de la modificación, totalmente exitoso.	Se espera que ocurra varias veces durante el tiempo de vida de la planta.	Muy probable > 10 <sup>-1</sup>	Probabilidad de Ocurrencia	6	6	12	18	24	30	36	
El incidente es probable con factores adicionales (o para beneficio). Alta probabilidad de que el resultado de la modificación sea exitoso.	Podría ocurrir varias veces durante el tiempo de vida de la planta.	Probable 10 <sup>-1</sup> -10 <sup>-2</sup>		5	5	10	15	20	25	30	
El incidente es posible con factores adicionales (o para beneficio). Cierta incertidumbre ante el éxito de los resultados tras la modificación.	Podría ocurrir una vez en 10 a 20 plantas similares en un rango de tiempo de 20 a 30 años de vida de la planta.	Improbable 10 <sup>-2</sup> -10 <sup>-3</sup>		4	4	8	12	16	20	24	
Una combinación de factores excepcionales son requeridos para causar un incidente (o beneficio). Alta incertidumbre del éxito de los resultados tras la modificación.	Podría ocurrir una vez al año en 1000 plantas. Una vez por cada 100 a 200 plantas similares en el mundo en un rango de tiempo de 20 a 30 años de vida de la planta. Ya ha ocurrido en la historia de la compañía pero acciones correctivas fueron implementadas.	Poco probable 10 <sup>-3</sup> -10 <sup>-4</sup>		3	3	6	9	12	15	18	
Extraordinaria combinación de factores requeridos para causar un incidente.	Ya ha ocurrido en la industria pero acciones correctivas fueron implementadas.	Extremadamente improbable 10 <sup>-4</sup> -10 <sup>-5</sup>		2	2	4	6	8	10	12	
No existe un incidente similar en la industria.	Evento físicamente posible pero nunca o muy rara vez ha ocurrido en un periodo de 20 a 30 años para una gran cantidad de sitios (> varios miles, por ejemplo: remolques, contenedores del proceso etc.)	Remoto < 10 <sup>-5</sup>		1	1	2	3	4	5	6	

<sup>1</sup> Para más detalles en definiciones ambientales, referir a la Guía de Clasificación Ambiental (CR EP HSE 102)

Consecuencias Mayores

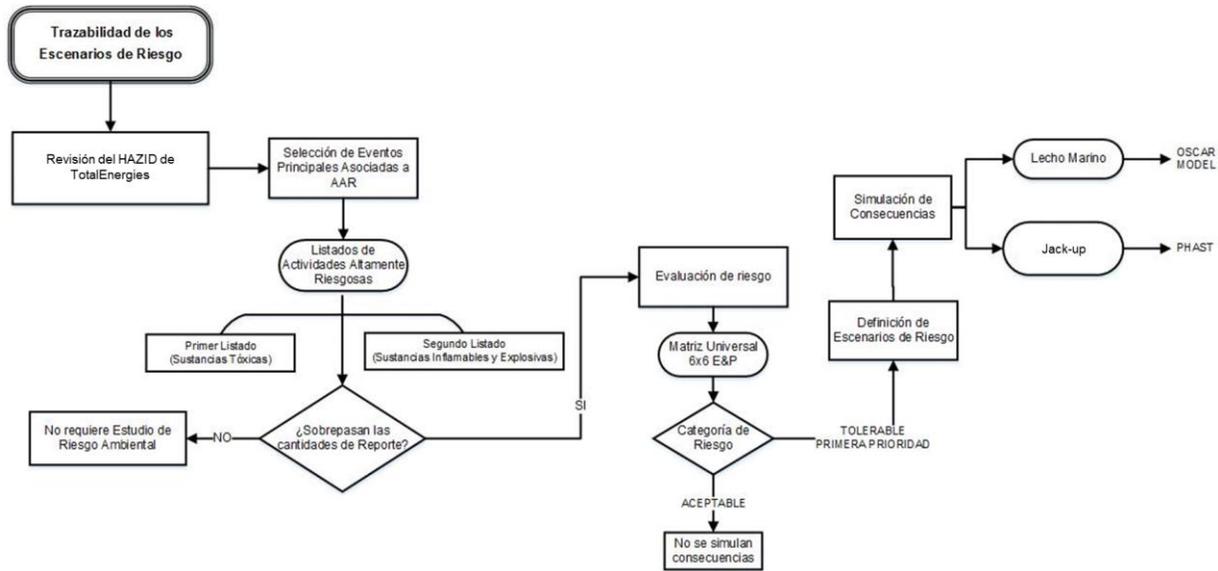
Nivel de Riesgo 3. En general es un nivel aceptable de riesgo  
 Nivel de Riesgo 2. Nivel tolerable de riesgo si se demuestra ALARP  
 Nivel de Riesgo 1. Primera prioridad, el nivel de riesgo está obligado a reducirse a un Nivel 2 o 3

Figura 1-25. Matriz universal de riesgo 6x6.

Fuente: TotalEnergies, 2022

Las probabilidades de ocurrencia y los niveles de severidad de las consecuencias para eventos no planificados se combinaron para proporcionar una significancia de los eventos de riesgo. Los riesgos identificados y ubicados dentro de un Nivel de Riesgo: “Nivel 1” y “Nivel 2”, fueron considerados para el análisis detallado de consecuencias (simulación de escenarios de riesgo a través de modelos numéricos).

Cabe mencionar que el Proyecto cuenta con amplias medidas de control para reducir la probabilidad de que un evento no planificado ocurra, así como medidas de mitigación para disminuir la severidad de una consecuencia de un evento tope (ver **Capítulo 3**), sin embargo, la presente evaluación asume que no pueden descartarse todas las posibilidades de que un evento ocurra. No obstante, en el Capítulo 3, se describen las medidas de control que pudiesen aplicarse para obtener un riesgo residual. El resumen de la metodología aplicada se muestra en la **Figura 1-26**.



**Figura 1-26. Metodología de identificación y evaluación de los escenarios de riesgo**

*Fuente: AECOM, 2022.*

A partir de la aplicación de esta metodología, se identificaron cuatro riesgos asociados a la liberación de sustancias de alto riesgo. Los riesgos identificados y ubicados dentro del "Nivel 1" y "Nivel 2", que serán considerados para el análisis detallado de consecuencias (simulación de escenarios de riesgo a través de modelos numéricos). La **Tabla 1-30** presenta el resumen obtenido a partir de la identificación de los Eventos de Riesgo, así como sus causas (amenazas) y consecuencias.

Cada Evento de Riesgo mostrado en la **Tabla 1-30** fue colocado en la Matriz Universal de Riesgo 6x6 (**Tabla 1-31 a Tabla 1-34**) para presentar el resumen de la distribución de la evaluación de riesgo para cada receptor. Al menos uno de los receptores de los riesgos identificados se ubicó en el Nivel de Riesgo 1 o 2 (Primera Prioridad y Tolerable hasta ALARP, respectivamente), por lo que serán considerados para la definición de escenarios y la simulación de sus consecuencias (radiación térmica, sobrepresión, toxicidad y/o liberación de hidrocarburos al mar) en el **Capítulo 2** de este ERA.

Tabla 1-30. Resumen de los riesgos, amenazas y consecuencias identificadas.

ID. ER A	ID HAZID *	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias	Nivel de Riesgo por componente			
					A	P	Ac	C
<b>PERFORACIÓN DE POZO</b>								
R1	202	Daño a infraestructura preexistente durante movilización / desmovilización	Presencia de gasoductos / tuberías en el Área Contractual	Liberación de hidrocarburos al mar	8	2	8	2
R2	210	Liberación de gas somero durante perforación de 36" e instalación de TC.	No se detectaron anomalías de gas somero Posicionamiento incorrecto del pozo	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Desestabilización del suelo con hundimiento de la plataforma Daño severo a la plataforma	9	15	15	3
R3	305	Liberación de gas somero durante la perforación de 26" y cementación de TR de 20"	No se detectaron anomalías de gas somero Posicionamiento incorrecto del pozo	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Daño severo a la plataforma	9	15	15	3
R4	603	Pérdida de control de pozo por brote no controlado durante la perforación	Pérdida de barrera primaria (columna hidrostática): Presión de formación mayor a la esperada / Peso de fluido insuficiente / Pérdida de circulación (empaquetamiento) / Fallas en formación (fracturas) / Suaveo / Llenado inadecuado del agujero / Detección tardía de brote / Baja calidad de cementación durante las operaciones de abandono / Pérdida de barrera primaria dentro del espacio anular / Daños a la cementación primaria / Falla del preventor de reventones (BOP).	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Liberación de hidrocarburos al mar	18	18	18	18
R5	604	Liberación de H <sub>2</sub> S en la superficie durante la perforación	Posible presencia de H <sub>2</sub> S en la formación Cretácica Presencia regional de H <sub>2</sub> S en Breccia / Cretácica *solo aplicable a secciones con potencial presencia de H <sub>2</sub> S	Daño al personal (heridas y muertes) Daños a los equipos (	10	20	20	10
R6	703	Pérdida de control de pozo durante bajada de TR.	Peso de fluido insuficiente de fluido de perforación / Migración de gas / Pérdidas de circulación / Llenado inadecuado del pozo.	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Liberación de hidrocarburos al mar	18	18	18	18

Nota: A: Ambiente. P: Personal, Ac: Activos. C: Comunidad. \*El código de identificación HAZID total se refiere al número de identificación del evento de riesgo en el archivo PDF digital B15 Exploration Well - Well risk analysis (Capítulo 5, Anexo 5.6.2)

Fuente: AECOM, 2022.

**Tabla 1-31. Matriz de riesgo para el ambiente.**

		Severidad de las consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Probabilidad de ocurrencia	6						
	5		R5				
	4						
	3			R2, R3			R4
	2				R1	R6	
	1						

Fuente: TotalEnergies, 2022.

**Tabla 1-32. Matriz de riesgo para el personal.**

		Severidad de las consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Probabilidad de ocurrencia	6						
	5				R5		
	4						
	3					R2, R3	R4
	2	R1				R6	
	1						

Fuente: TotalEnergies, 2022.

**Tabla 1-33. Matriz de riesgo para los activos.**

		Severidad de las consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Probabilidad de ocurrencia	6						
	5				R5		
	4						
	3					R2, R3	R4
	2				R1	R6	
	1						

Fuente: TotalEnergies, 2022.

**Tabla 1-34. Matriz de riesgo para la comunidad.**

		Severidad de las consecuencias					
		1	2	3	4	5	6
Probabilidad de ocurrencia	6						
	5		R5				
	4						
	3	R2, R3					R4
	2	R1				R6	
	1						

Fuente: TotalEnergies, 2022.

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

En este capítulo se describen los resultados de la modelación numérica de las consecuencias de los eventos de riesgo evaluados a través del HAZID *B15 Exploration Well - Well risk analysis* (Capítulo 1, Sección 1.5) que obtuvieron un nivel de riesgo “Nivel 1” o “Nivel 2”. La modelación numérica consiste en la simulación de las consecuencias previamente definidas para cada Evento de Riesgo para determinar las potenciales zonas de afectación relacionadas con las actividades del Proyecto. En la **Tabla 2-1** se enlistan los escenarios de simulación definidos, así como los Eventos de Riesgo asociados a cada uno. Cabe señalar que un escenario de simulación de consecuencia puede englobar más de un evento de riesgo.

A partir de la evaluación de riesgos en el **Capítulo 1**, se definieron cuatro escenarios de simulación, los cuales incluyen eventos de radiación térmica, sobrepresión o explosión, toxicidad y liberación no controlada de hidrocarburos en el mar. Es importante señalar que a pesar de que en la MER se evaluó el evento de riesgo Liberación de gas somero durante perforación de 36” e instalación de TC” y “Liberación de gas somero durante la perforación de 26” y cementación de TR de 20” con un Nivel de Riesgo 2 en al menos uno de sus receptores; este evento no fue considerado dentro de los escenarios de simulación debido a que no es posible estimar un volumen de gas somero en el yacimiento. Sin embargo, se espera que las consecuencias no sean mayores a las simuladas para un descontrol de pozo, así mismo, el Proyecto contará con las medidas preventivas necesarias para evitar que se genere una explosión o incendio por liberación de gas somero y la materialización de sus consecuencias. Estas medidas se presentan en el **Capítulo 3** del presente estudio, así como en la MER.

**Tabla 2-1. Escenarios de simulación definidos.**

ID Escenario de simulación	Consecuencia (Escenario de simulación)	ID HAZID* / ID ERA / Evento de Riesgo
E1	Incendio tipo dardo de fuego por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 ½” (9 ⅝” nominal)	210 / R2: Liberación de gas somero durante perforación de 36” e instalación de TC 305 / R3: Liberación de gas somero durante la perforación de 26” y cementación de TR de 20”
E2	Explosión por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 ½” (9 ⅝” nominal).	603 / R4: Pérdida de control de pozo por brote no controlado durante la perforación
E3	Dispersión tóxica de H2S por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 ½” (9 ⅝” nominal).	604 / R5: Liberación de H2S en superficie durante la perforación
E4	Liberación no controlada de hidrocarburos al mar a través de TP de 8 ½” (9 ⅝” nominal).	703 / R6: Pérdida de control de pozo durante bajada de TR

Nota: El código de identificación HAZID total se refiere al número de identificación del evento de riesgo en el archivo PDF digital *B15 Exploration Well - Well risk analysis* (Capítulo 5, Anexo 5.7.2).

Fuente: AECOM, 2022.

La representación de los resultados de las simulaciones de los escenarios se dividió en dos partes, la primera corresponde a la **Sección 2.1**, donde se muestran los radios de afectación de incendio, sobrepresión y dispersión de H<sub>2</sub>S de los escenarios de simulación E1, E2 y E3, de acuerdo con los criterios determinados en la Guía de SEMARNAT y la Guía de ASEA. Como primer resultado de esta sección, se muestran las tablas con los radios de afectación para cada criterio establecido seguido de los diagramas de pétalos en donde se muestran las zonas de afectación en la plataforma.

La segunda parte, corresponde a las zonas de afectación por liberación no controlada de hidrocarburos al mar (**Sección 2.1.4.3**), del escenario de simulación E; donde se evaluó la probabilidad de la presencia de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas del Golfo de México.

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 de los pozos evaluados.

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

### 2.1.1 Software PHAST de simulación de escenarios

Para simular y estimar los radios de afectación debido a una ruptura en el tubo de producción, se utilizó la herramienta de modelación de consecuencias PHAST (*Process Hazard Analysis Software*) versión 8.11, 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 estabilidades atmosféricas posibles
- La explosión es generada por medio de una fuente de ignición presente dentro de los primeros 60 segundos (tiempo típico para ignición de atmósfera explosiva) a partir de una liberación del gas inflamable
- El Método Multi-Energía es utilizado para obtener valores de sobrepresión en explosiones de alto nivel
- Los valores para los radios de sobrepresión en explosiones son independientes de las condiciones climáticas

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

### 2.1.2 Criterios para la definición de las zonas de protección

De acuerdo con la Guía de la SEMARNAT y 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, los cuales 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	Alto riesgo	Amortiguamiento
Inflamabilidad (radiación térmica)	12.5 – 37.5 kW/m <sup>2</sup>	5 kW/m <sup>2</sup>	1.4 kW/m <sup>2</sup>
Explosividad (sobrepresión)	0.210 – 0.70 bar	0.070 bar	0.035 bar
	3 lb/pulg <sup>2</sup> – 10 lb/pulg <sup>2</sup>	1 lb/pulg <sup>2</sup>	0.5 lb/pulg <sup>2</sup>
Toxicidad (Concentración)	-	IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) o TLV (15 min, STEL) (ppm)

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

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

**Tabla 2-3. Umbrales para radiación térmica.**

Radiación Térmica (kW/m <sup>2</sup> )	Descripción
1.4 (zona de amortiguamiento)	Umbral en el cual el personal puede encontrarse normalmente trabajando. 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 medio día.
5 (zona de alto riesgo)	Intensidad máxima de radiación calorífica en áreas donde las acciones de emergencia deberán ser aplicadas en menos de 30 s para personal con ropa de trabajo adecuada, pero sin protección adicional. El umbral de dolor se alcanza después de 20 s de exposición; después de 40 s de exposición son probables las quemaduras de segundo grado.
12.5 (alto riesgo para el equipo – límite inferior)	Minima energía requerida para la ignición de madera por contacto con fuego y fusión de tubos de plástico.
37.5 (alto riesgo para el equipo – límite superior)	Suficiente para causar daños al equipo del proceso.

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

**Tabla 2-4. Umbrales para sobrepresión.**

Sobrepresión (lb/pulg <sup>2</sup> )	Descripción
0.5 (zona de amortiguamiento)	En esta zona, se espera la ruptura de ventanas, así como daño ocasional a marcos de las ventanas. Los daños a estructuras bajo este valor de presión son menores.
1 (zona de alto riesgo)	Umbral de presión en el cual las láminas de asbesto corrugado se hacen añicos, los paneles de aluminio o acero corrugado, así como accesorios de sujeción presentan pandeo; daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. En personas, se espera el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de 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. 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. Maquinaria con peso de 5,000 kg o superior tienen probabilidad de no verse afectadas.

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

En lo que respecta a los umbrales de toxicidad para la definición de los radios de afectación, se utilizarán los valores de IDLH (inmediatamente peligroso para la vida o la salud, por sus siglas en inglés), TWA (promedio ponderado en el tiempo, por sus siglas en inglés) y STEL (límite de exposición a corto plazo, por sus siglas en inglés) del H<sub>2</sub>S, debido a que es probable encontrar este compuesto durante las

actividades de perforación, y el personal presente durante las actividades podría estar expuesto a concentraciones variables del gas, teniendo afectaciones principalmente al sistema respiratorio y nervioso (ATSDR, 2016).

Los umbrales de toxicidad corresponden a las condiciones que se muestran en la **Tabla 2-5**.

**Tabla 2-5. Umbrales para toxicidad.**

Toxicidad (ppm)	Descripción
IDLH 100 ppm (zona de alto riesgo)	La Administración de Seguridad y Salud Ocupacional 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. De acuerdo con el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (2018), ante una atmósfera de 100 ppm de H <sub>2</sub> 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 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 <sub>8h</sub> : TWA 10 ppm (zona de amortiguamiento)	Se refiere a la concentración 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 <sub>15 min</sub> : STEL 15 ppm (zona de amortiguamiento)	Concentración media ponderada en un tiempo de 15 min para una jornada laboral normal de ocho horas y una semana laboral de 40 h.

Fuente: PEMEX, 2012.

### 2.1.3 Condiciones de simulación

Para llevar a cabo la simulación de los escenarios definidos, el software de modelación PHAST 8.11 fue alimentado con las diferentes condiciones del sitio, tales como: condiciones atmosféricas, tiempos de fuga, condiciones de operación, características de los equipos y composición de la mezcla.

#### 2.1.3.1 Condiciones atmosféricas

Los valores de temperatura del aire y humedad relativa se obtuvieron del Estudio de LBA de esta Área Contractual. Adicionalmente, 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. El resumen de las condiciones utilizadas para las simulaciones se muestra en la **Tabla 2-6**.

**Tabla 2-6. Condiciones atmosféricas.**

Parámetro	Valor
Temperatura ambiente	28 °C
Humedad relativa	76 %
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

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

#### 2.1.3.2 Tiempos de liberación

Uno de los parámetros más importantes involucrados en la simulación de los escenarios es el tiempo de liberación. Para el escenario de sobrepresión, el tiempo de liberación se seleccionó considerando el tiempo en el cual la explosión de la nube tiene lugar. De acuerdo con Lannoy (1984) 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 (sobrepresión). Bajo esta afirmación, la cantidad liberada de masa inflamable de la mezcla se calculó a partir de la tasa de liberación de esta y el tiempo considerado (60 s) antes de que ocurra la explosión (asumiendo no dispersión), por lo que todo el gas liberado se acumularía en el Jack-up (peor escenario posible).

En el caso del escenario de radiación térmica, se consideró un tiempo de liberación de 3,600 s; tiempo límite considerado para una cantidad infinita de inventario.

### 2.1.3.3 Condiciones de liberación

Debido a que el Proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, aún no se conocen las propiedades exactas del yacimiento ni tampoco las condiciones precisas de operación de los equipos que serán utilizadas para las actividades de perforación. Sin embargo, para poder realizar la simulación de los radios de afectación por incendio, explosión y dispersión tóxica de acuerdo con la información proporcionada por especialistas de TotalEnergies, se utilizó un flujo de gas de 1,880,000 Sm<sup>3</sup>/d. La simulación se realizó considerando una liberación con dirección vertical a través de un tubo de producción de 8 ½". Se asume que la fase gaseosa de la mezcla se libera con una temperatura de 90 °C y densidad de 0.8575 kg/Sm<sup>3</sup>, obtenidos con base en análogos cercanos, mas no a la composición exacta del hidrocarburo.

Dado el flujo de gas y los tiempos de liberación establecidos para explosión (60 s) e incendio (3,600 s), se obtuvo una masa explosiva e inflamable de aproximadamente 1,120 kg y 67,173 kg, respectivamente.

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).

### 2.1.3.4 Composición hipotética de la mezcla de hidrocarburos

Debido a que no es posible conocer la composición y características del hidrocarburo hasta una vez realizada la perforación, y con la finalidad de tener una composición única para la simulación de los diferentes escenarios de consecuencias (E1, E2 y E3), se seleccionó el perfil de crudo *Arabian Heavy*, incluido en el simulador numérico de derrames de hidrocarburos OSCAR descrito en la **Sección 2.2.1**. De acuerdo con especialistas de TotalEnergies, el perfil del crudo *Arabian Heavy* posee propiedades similares al crudo análogo esperado en el yacimiento. Debido a la complejidad de la composición, se agruparon los compuestos de la mezcla similares en aquellos disponibles en la base de datos de PHAST como se puede apreciar en la **Tabla 2-7** y se asignaron sus respectivos porcentajes de acuerdo con la **Figura 2-1**.

**Tabla 2-7. Composición de *Arabian Heavy* considerada para la modelación con PHAST.**

Compuesto	% en <i>Arabian Heavy</i>	Componente asociado a PHAST
H <sub>2</sub> S	0.3	Sulfuro de hidrógeno
C <sub>1</sub> -C <sub>4</sub> gases (disueltos en hidrocarburo)*	1.833	Metano
		Etano
		Propano
		N-butano
C <sub>5</sub> -saturados (n-/iso-/ciclo)	3.627	N-pentano
C <sub>6</sub> -saturados (n-/iso-/ciclo)	0.943	N-hexano
C <sub>6</sub> H <sub>6</sub>	0.157	Benceno
C <sub>7</sub> -saturados (n-/iso-/ciclo)	1.521	N-heptano
C <sub>1</sub> -Benceno	0.450	Tolueno
C <sub>8</sub> -saturados (n-/iso-/ciclo)	1.773	N-octano
C <sub>2</sub> -Benceno	0.761	Xileno
C <sub>9</sub> -saturados (n-/iso-/ciclo)	3.102	N-decano
C <sub>3</sub> -Benceno C <sub>9</sub> H <sub>12</sub>	1.414	

Compuesto	% en Arabian Heavy	Componente asociado a PHAST	
C <sub>10</sub> -saturados (n-fiso-/ciclo)	3.688	N-tetradecano	
C <sub>4</sub> y C <sub>4</sub> -Bencenos	0.127		
C <sub>11</sub> -C <sub>12</sub> (total saturados + aromáticos)	5.955		
C <sub>13</sub> -C <sub>14</sub> (total saturados + aromáticos)	4.395		
Fenoles (C <sub>0</sub> -C <sub>4</sub> alquilados)	0.009		
Naftalenos 1 (C <sub>0</sub> -C <sub>1</sub> -alquilados)	0.321		
Naftalenos 2 (C <sub>2</sub> -C <sub>3</sub> - alquilados)	2.679		
C <sub>15</sub> -C <sub>16</sub> (total saturados + aromáticos)	4.095		
HAP 1 (Hidrocarburos poliaromáticos de solubilidad media (3 anillos-no-alquilados < 4 anillos)	0.177		N-eicosano
C <sub>17</sub> -C <sub>18</sub> (total saturados + aromáticos)	2.669		
C <sub>19</sub> -C <sub>20</sub> (total saturados + aromáticos)	2.050		
Hidrocarburos no resultados	4.888	N-hexacosano	
C <sub>21</sub> -C <sub>25</sub> (total saturados + aromáticos)	4.338		
HAP 2 (Hidrocarburos poliaromáticos de baja solubilidad (3 anillos-alquilados; 4-5+ anillos)	0.097		
C <sub>25</sub> + (total)	48.925		

Nota: El porcentaje se dividió para metano, etano y propano, considerando una mayor cantidad de liberación de metano.

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

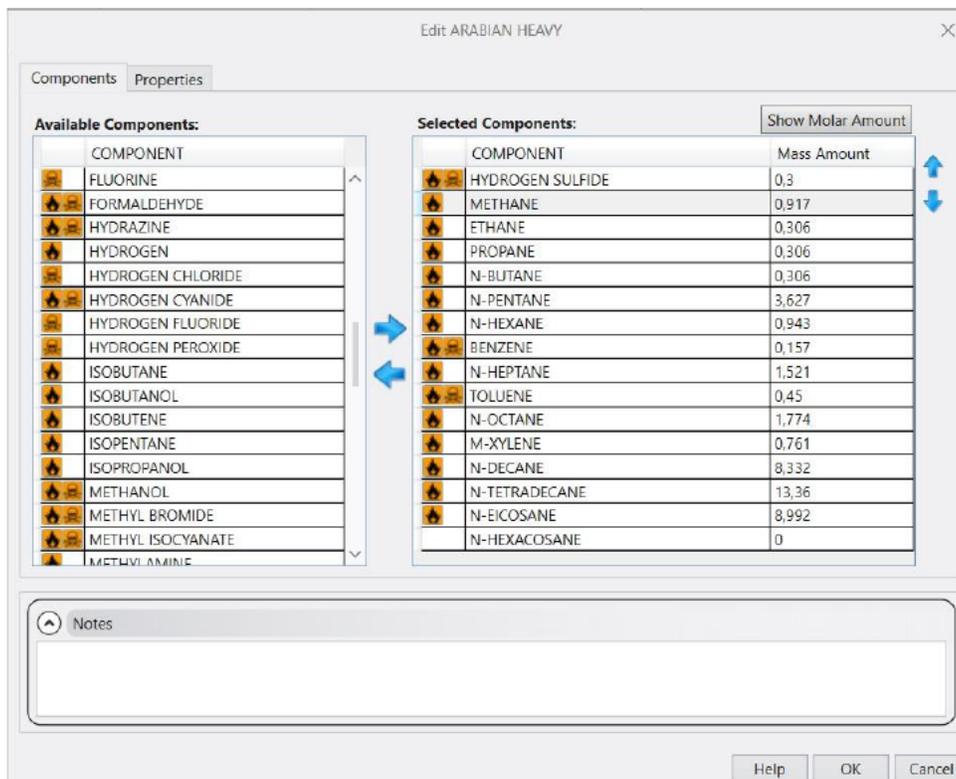


Figura 2-1. Composición introducida a PHAST.

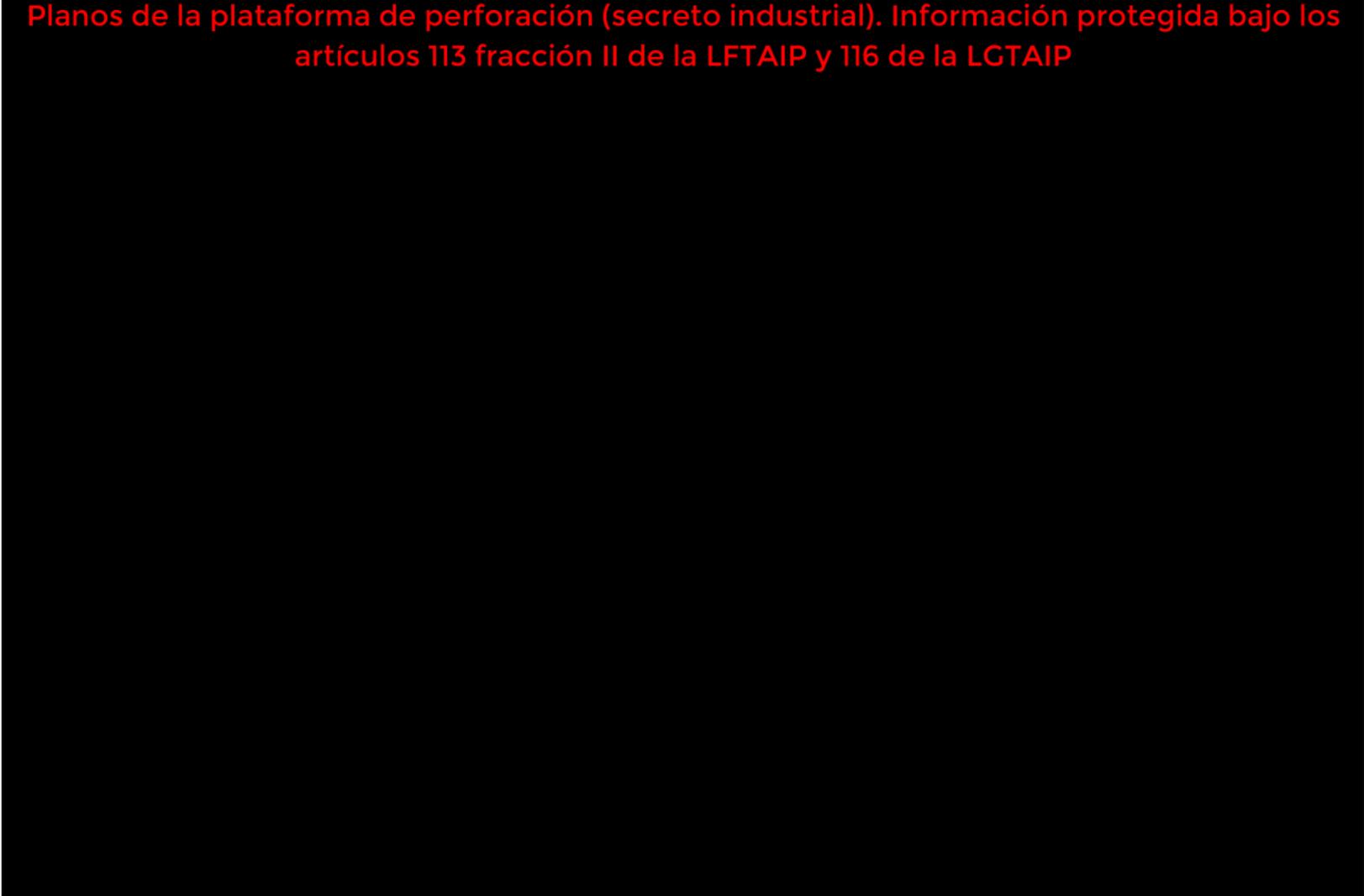
Fuente: TotalEnergies, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

#### 2.1.4 Resultados de la simulación con PHAST

En esta sección se presentan los resultados de las zonas de protección para los escenarios E1, E2 y E3 los cuales tienen como consecuencia incendio, explosión y dispersión tóxica a nivel del Jack-up. Estos resultados se muestran en términos de radios de afectación (diagramas de pétalos).

Con la finalidad de contemplar el peor escenario posible en la determinación de las zonas de afectación, el Jack-up fue orientado en contra del viento. Sin embargo, en la práctica, los operadores tomarán en cuenta la dirección del viento para posicionar el Jack-up en la posición más adecuada con respecto a este. La representación de dichos radios y la descripción de las zonas y equipos de afectación, se realizó en el piso de perforación del Jack-Up, que se muestra en la **Figura 2-2** a **Figura 2-5**.

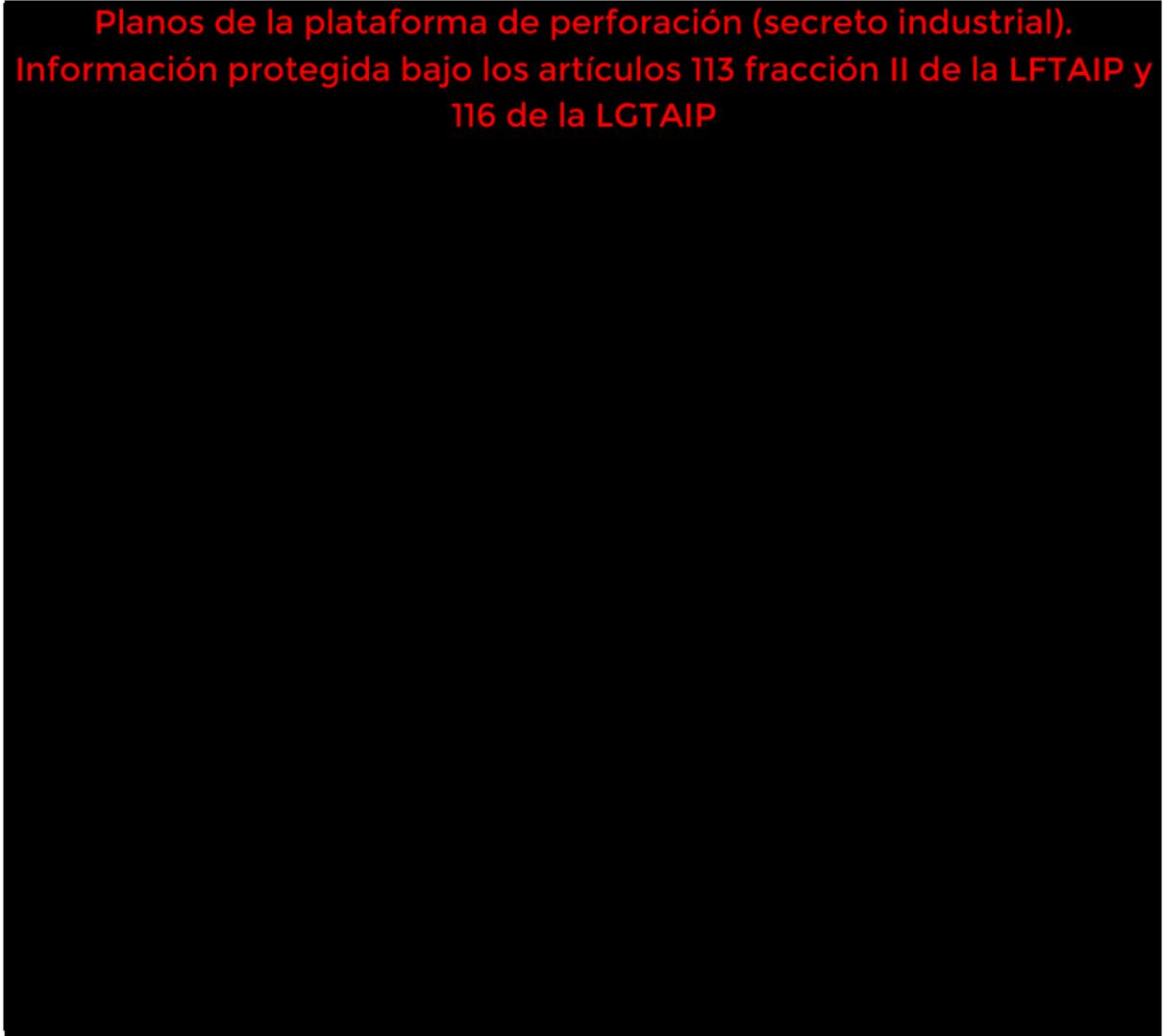
Planos de la plataforma de perforación (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP



**Figura 2-2. Diseño general del Jack-up (vista en planta del piso de perforación).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

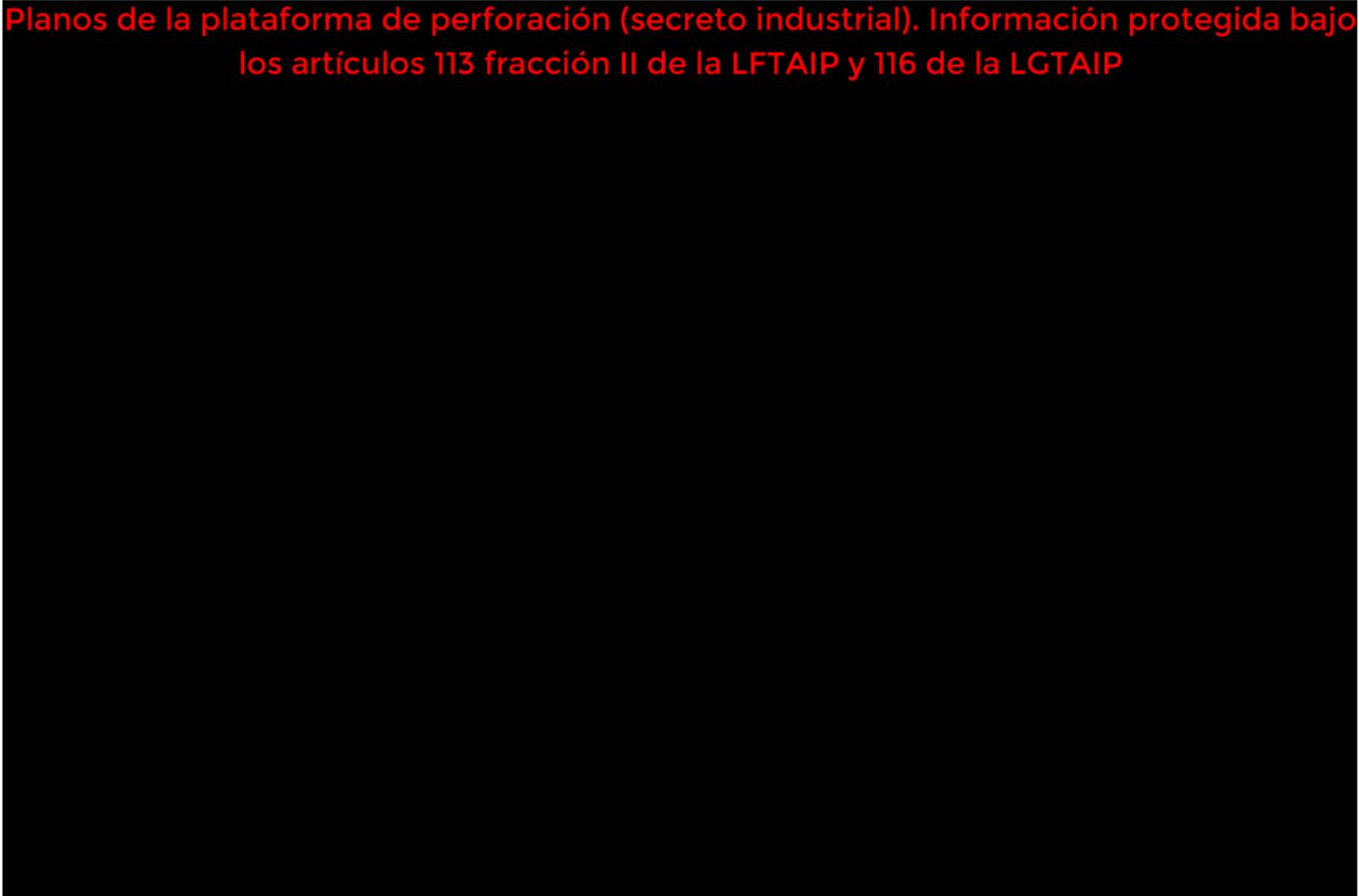
**Planos de la plataforma de perforación (secreto industrial).  
Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y  
116 de la LGTAIP**



**Figura 2-3. Diseño general del Jack-up (vista superior de los equipos).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

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

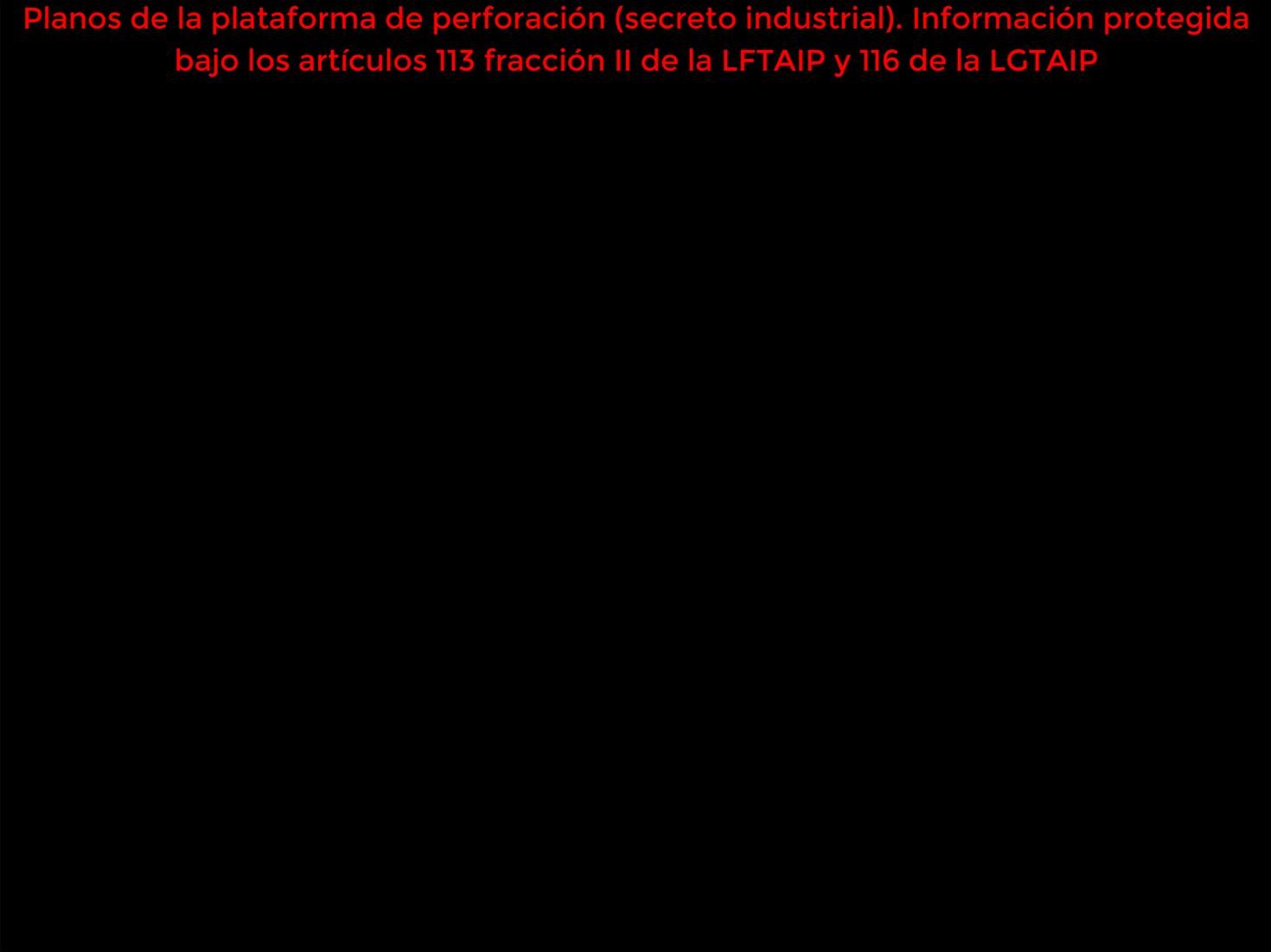


TOP VIEW

**Figura 2-4. Diseño del Jack-up (vista en planta del piso de perforación).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

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



**Figura 2-5. Diseño general del Jack-up (vista lateral).**

*Fuente: Maersk Drilling, 2019.*

### 2.1.4.1 E1: Incendio tipo dardo de fuego por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de DI de 8 ½" (9 ⅝" NPS)

La Tabla 2-8 presenta los radios de afectación considerando un flujo de gas de 1,880,000 Sm<sup>3</sup>/d y una masa explosiva aproximada de 67,173 kg liberada durante 3,600 s.

**Tabla 2-8. Radios de afectación por dardo de fuego para E1.**

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 37.5 kW/m <sup>2</sup>	Alto riesgo al equipo (L.I.) 12.5 kW/m <sup>2</sup>	Alto riesgo 5.0 kW/m <sup>2</sup>	Amortiguamiento 1.4 kW/m <sup>2</sup>
2F	< 1 m	8 m	36 m	81 m
5D	< 1 m	25 m	46 m	83 m
10D	13 m	33 m	50 m	88 m

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

Fuente: AECOM, 2023.

En la Figura 2-17 se muestran los diagramas de pétalos de los radios de afectación por incendio tipo dardo de fuego (E1).

#### Estabilidad atmosférica 2F:

A partir del diagrama de pétalos para incendio mostrado en la Figura 2-17, el radio de la zona de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m<sup>2</sup>) fue menor a un metro y no fue posible representarlo en el plano, este radio únicamente afectaría el tubo de producción y su sistema tensionador, a estos niveles de radiación, la energía es suficiente para causar daños al equipo de proceso.

El radio de la zona de alto riesgo a equipos (12 kW/m<sup>2</sup>) se extendió a 8 m sobre la zona perforación donde se encuentra el tubo de producción, y su sistema tensionador en la zona del cantiléver. 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.

La zona del alto riesgo (5 kW/m<sup>2</sup>) afectó casi toda la superficie del cantiléver pero sin alcanzar las piernas de babor y estribor del Jack-up. El personal ubicado en esta zona durante el incendio podría alcanzar el umbral de dolor después de 20 s de exposición, y, una vez transcurridos 40 s, podría experimentar quemaduras de segundo grado.

La zona de amortiguamiento (1.4 kW/m<sup>2</sup>) se extendió casi sobre la totalidad del Jack-up sin alcanzar el helipuerto. Bajo este umbral no se esperarían daños o molestias al personal.

#### Estabilidad atmosférica 5D:

El radio de la zona de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m<sup>2</sup>) fue menor a un metro y no fue posible representarlo en el plano, este radio únicamente afectaría el tubo de producción y su sistema tensionador.

El límite inferior de la zona de alto riesgo por daño a equipos (12.5 kW/m<sup>2</sup>), se extendió por la superficie del cantiléver, específicamente sobre los equipos involucrados directamente en la perforación, tales como la torre de perforación, top drive, sarta de perforación, niple campana, tubo de producción y su sistema tensionador.

La zona de alto riesgo (5 kW/m<sup>2</sup>) se extendió sobre la superficie del cantiléver alcanzando las piernas de babor y estribor del Jack-up por encima del piso de perforación y los equipos ubicados en popa.

La zona de amortiguamiento (1.4 kW/m<sup>2</sup>) se extendió casi sobre la totalidad del Jack-up sin afectar el helipuerto.

### Estabilidad de 10D:

El límite superior de radiación térmica ( $37.5 \text{ kW/m}^2$ ) se extendió a 13 m sobre la torre de perforación, el niple campana, el tubo de producción de perforación y su sistema tensionador, que son los equipos más cercanos a la zona de liberación. A estos niveles de radiación, la energía es suficiente para causar daños al equipo de proceso, así como la muerte del personal que se ubique dentro de este radio.

El límite inferior de la zona de alto riesgo por daño a equipos ( $12.5 \text{ kW/m}^2$ ) se extendió por la superficie del cantiláver y los equipos que lo componen, así como parte del riel a través del cual el cantiláver se extiende o se retrae.

La zona de alto riesgo ( $5 \text{ kW/m}^2$ ) se extendió sobre la superficie del cantiláver, las piernas de babor y estribor del Jack-up por encima del casco y los equipos ubicados en popa.

La zona de amortiguamiento ( $1.4 \text{ kW/m}^2$ ) se extendió sobre la totalidad del Jack-up sin afectar el helipuerto.

De acuerdo con el diagrama de pétalos, ninguno de los radios de afectación fue capaz de alcanzar la zona del helipuerto. Las diferencias entre los radios de afectación para las zonas de amortiguamiento fueron mínimas entre los tres distintos valores de estabilidad atmosférica; sin embargo, las zonas delimitadas por el límite inferior de alto riesgo a equipos fueron mayores en presencia de elevadas velocidades del viento ( $10 \text{ m/s}$ ) en comparación con velocidades del viento inferiores ( $5 \text{ m/s}$ ).

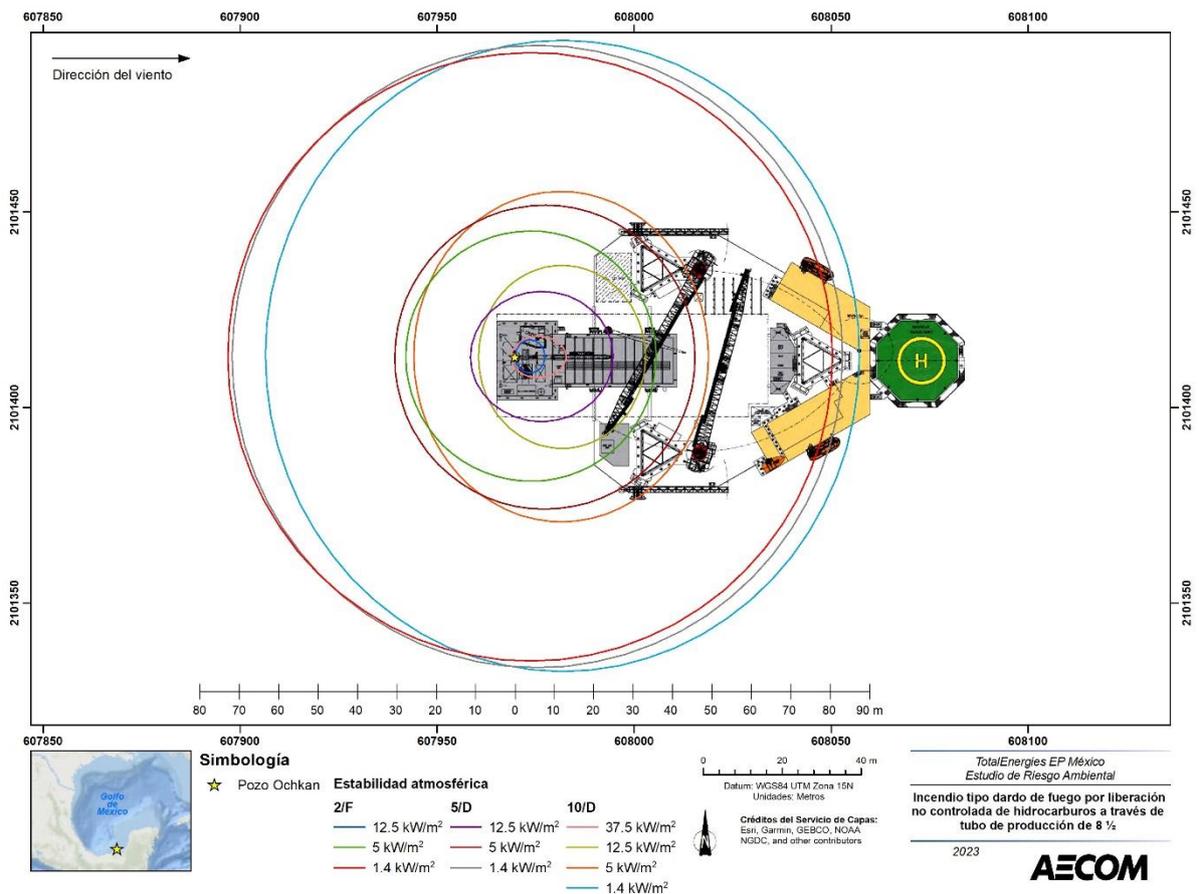


Figura 2-6. Diagrama de pétalos para dardo de fuego (E1).

Fuente: AECOM, 2023.

#### 2.1.4.2 E2: Explosión por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 1/2" (9 5/8" NPS)

Para el escenario de explosión, debido a que los valores de la velocidad del viento no tuvieron influencia significativa sobre las zonas de afectación por explosión, solo se presenta una serie de valores para los radios de afectación en la **Tabla 2-9**. Durante la modelación, se consideró un flujo de gas de 1,880,000 Sm<sup>3</sup> y una masa de nube explosiva hipotética liberada durante 60 s de 1,120 kg.

**Tabla 2-9. Radios de afectación por explosión para E2.**

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 10 lb/pulg <sup>2</sup>	Alto riesgo al equipo (L.I.) 3 lb/pulg <sup>2</sup>	Alto riesgo 1 lb/pulg <sup>2</sup>	Amortiguamiento 0.5 lb/pulg <sup>2</sup>
2F, 5D y 10D	58 m	135 m	304 m	562 m

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

Fuente: AECOM, 2023.

De acuerdo con la **Figura 2-7**, ante un escenario de explosión, el límite superior de alto riesgo a equipos por sobrepresión (10 lb/pulg<sup>2</sup>) se extendió 58 m sobre la popa del Jack-up, donde se ubica el cantiléver, que contiene los equipos de perforación, tales como el tubo de producción y su sistema tensionador, la torre de perforación, top drive, sarta de perforación, niple campana. La sobrepresión también se extendió sobre las grúas de babor y estribor, y las piernas del Jack-up de babor y estribor por encima del piso de perforación. La zona de talleres, cuarto de máquinas, cuarto de bombas de lodo y almacén, también podrían ser afectadas por la explosión (**Figura 2-2 a Figura 2-4**). En este límite de presión, se esperaría que las máquinas con un peso superior a 3,500 kg sean desplazadas y queden dañadas o inutilizables y la maquinaria con peso superior a 5,500 kg pudieran no sufrir daños significativos a un evento de esta magnitud. Dentro de esta zona se podría esperar la muerte del personal.

A un nivel de sobrepresión de 3 lb/pulg<sup>2</sup>, el radio de afectación se extendió por toda la superficie del Jack-up, inclusive la zona del helipuerto. Bajo este umbral de presión se esperaría la ruptura de tanques de almacenamiento, y daños menores en maquinaria pesada con un peso menor o igual a 1,500 kg. Las estructuras de acero de construcciones podrían distorsionarse y ser arrancadas de su base. En este caso, los tanques donde se almacenan los fluidos de perforación podrían verse afectados por este escenario, así como la zona de talleres y los cimientos de los cuartos de bombas, máquinas, almacenes y piernas del Jack-up. Es importante señalar que dentro de las zonas de alto riesgo a equipos se podría esperar la muerte del personal más cercano al punto de liberación.

Finalmente, las zonas de alto riesgo (1 lb/pulg<sup>2</sup>) y amortiguamiento (0.5 lb/pulg<sup>2</sup>), se extendieron por fuera del Jack-up, pudiendo interactuar con otras embarcaciones de operadores o subcontratistas del Proyecto, Bajo estos umbrales, se podrían esperar daños menores a instalaciones, posible ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles al personal expuesto. La evaluación de interacciones de riesgo se describe en la **Sección 2.4**.

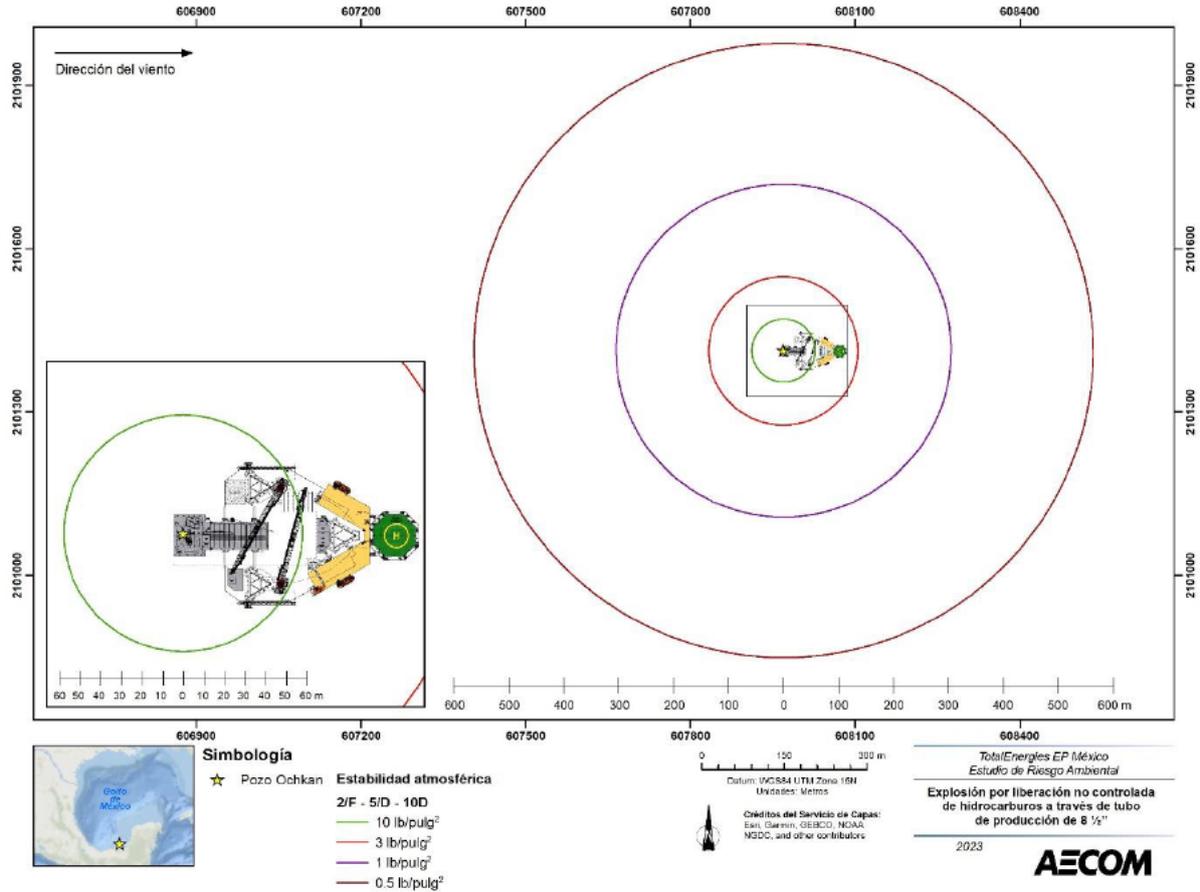


Figura 2-7. Diagrama de pétalos para explosión (E2).

Fuente: AECOM, 2023.

### 2.1.4.3 E3: Dispersión tóxica de H<sub>2</sub>S por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de DI de 8 1/2" (9 5/8" NPS)

En el tercer escenario, se obtuvieron las zonas de afectación bajo una liberación hipotética de la mezcla de hidrocarburo, la cual contiene 0.3% de H<sub>2</sub>S (en la fase gaseosa a temperatura de liberación y presión atmosférica). Los valores de los radios de afectación para cada estabilidad atmosférica tomaron como referencia los valores de IDLH, STEL y TWA del sulfuro de hidrógeno se presentan en la **Tabla 2-10**.

Tabla 2-10. Radios de afectación por dispersión tóxica para E3.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo (IDLH H <sub>2</sub> S) 100 ppm	Amortiguamiento (TLV H <sub>2</sub> S) STEL: 15 ppm TWA: 10 ppm
2F	2 m	STEL: 25 m TWA: 46 m
5D	3 m	STEL: 30 m TWA: 51 m
10D	3 m	STEL: 36 m TWA: 59 m

Fuente: AECOM, 2023.

De acuerdo con la **Figura 2-8**, los radios de afectación para la zona de alto riesgo (100 ppm) podrían alcanzar una altura máxima aproximada de 25 m a velocidades de viento bajas (2F), y menores a 20 m a velocidades de viento altas (5D y 10D), sin alcanzar el piso de perforación ni la cubierta principal o el helipuerto. Los trabajadores del Jack-up que pudieran estar expuestos a esta concentración entre 2 min y 15 min, podrían presentar tos, irritación ocular y fatiga olfativa. Posterior a los 15 min y hasta

30 min de exposición, podrían presentar respiración alterada y somnolencia. Después de una hora de exposición, estos síntomas podrían agravarse hasta producir la muerte después de 48 h de exposición.

Las zonas de amortiguamiento STEL (15 ppm) a estabilidades de 2F y 5D, se extendieron sobre la torre y el piso de perforación y se elevaron hasta una altura aproximada de entre 50 m y 40 m, respectivamente. A una estabilidad atmosférica de 10D, la nube tóxica se extendió por debajo de la torre de perforación a una altura aproximada de 25 m con dirección hacia la proa del Jack-up hasta llegar a las piernas de babor/estribor por encima del casco. En el caso de la zona de amortiguamiento TWA (10 ppm), a estabilidades de 2F y 5D, los radios se extendieron sobre la torre y el piso de perforación y se elevaron hasta una altura aproximada de 60 m y 45 m, respectivamente. A una estabilidad atmosférica de 10D, la nube tóxica se extendió por debajo de la torre de perforación hacia la proa del Jack-up hasta llegar a las piernas y las grúas de babor/estribor y próxima a la zona de camarotes, sin afectar el helipuerto. A estas concentraciones, (15 ppm y 10 ppm) no se esperarían daños a la vida o a la salud mientras no se supere la exposición de los trabajadores a una jornada de trabajo de 8 h diarias (40 h a la semana).

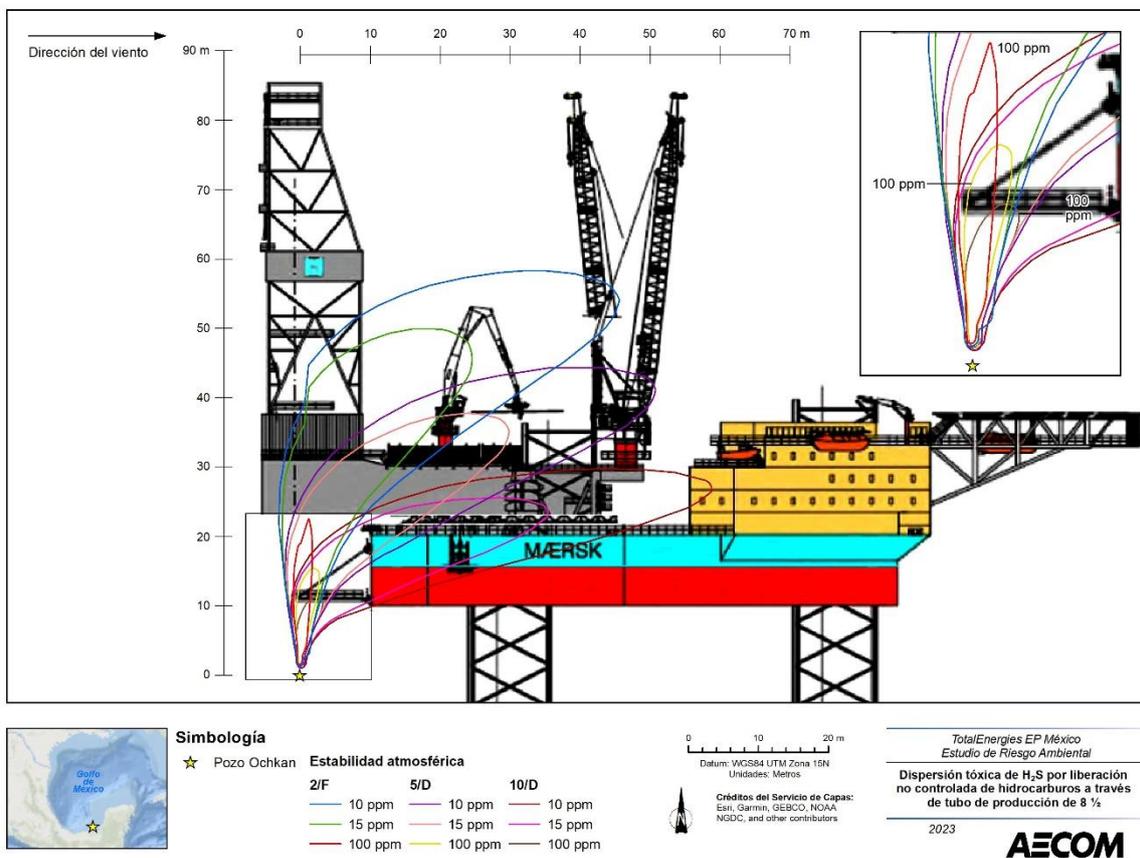


Figura 2-8. Diagrama de pétalos para dispersión tóxica de H<sub>2</sub>S (E3).

Fuente: AECOM, 2023.

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

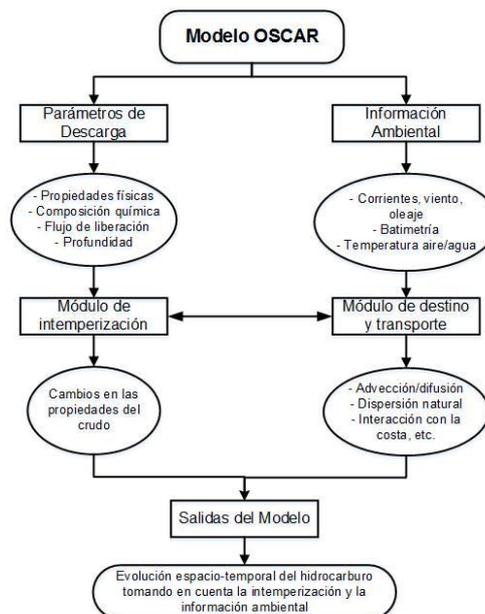
En esta sección se presenta el análisis de los resultados de la modelación del escenario E4 correspondiente a la liberación no controlada de hidrocarburos. La modelación, fue elaborada por Total a través del software de modelación OSCAR (*Oil Spill Contingency And Response*).

A partir del modelo, se evaluaron múltiples trayectorias potenciales del hidrocarburo liberado, para determinar la probabilidad acumulativa de la presencia potencial de hidrocarburos y los tiempos mínimos de arribo en la superficie marina y en la zona costera del Golfo de México. En específico, se evaluaron estos resultados en Áreas Sensibles, tales como Área Naturales Protegidas, sitios Ramsar y Áreas Marinas Prioritarias, entre otras. Asimismo, se realizó una descripción de los tipos de efectos que provoca el hidrocarburo liberado en los ecosistemas marinos y costeros, así como en las actividades de pesca comercial dentro del SAP (**Sección 2.3**).

### 2.2.1 Software de simulación OSCAR

El modelo OSCAR es una herramienta de simulación numérica, desarrollado por la SINTEF, utilizada para planear y responder ante eventos de derrames de hidrocarburos en el mar, ya sea por una descarga submarina o en superficie. El modelo toma en cuenta la intemperización del hidrocarburo, y es capaz de proporcionar resultados para un análisis determinístico y estocástico. El análisis determinístico es aquél en donde se estudia la evolución de trayectorias individuales bajo condiciones metoceánicas específicas. El análisis estocástico estudia la evolución de un conjunto de trayectorias individuales simuladas bajo diferentes condiciones metoceánicas para considerar la variabilidad climática estacional o de temporadas durante varios años. A partir de este análisis, es posible determinar estadísticamente, la probabilidad de la presencia de hidrocarburos tanto en la superficie marina como en la costa del Golfo de México y los tiempos de arribo correspondientes.

De manera general, el modelo OSCAR utiliza como datos de entrada, las propiedades del crudo esperadas para el yacimiento y la información ambiental o metoceánica (i.e. corrientes marinas y viento), las cuales son consideradas para evaluar el destino y transporte del hidrocarburo tomando en cuenta su intemperización. La **Figura 2-9** muestra un diagrama donde se especifican los datos de entrada pertinentes para la modelación en OSCAR.



**Figura 2-9. Datos de entrada, módulos y salidas del modelo OSCAR aplicables al Proyecto.**

Fuente: Zhong, 2018; adaptado por AECOM, 2020.

## 2.2.2 Condiciones de simulación

Las suposiciones utilizadas en esta modelación son de carácter conservador, ya que consideran: 1) el peor escenario posible (de muy baja probabilidad de ocurrencia, sobre todo, con la aplicación de las medidas de prevención adecuadas); y 2) no se consideran medidas de respuesta a emergencias durante el periodo de simulación de los escenarios.

### 2.2.2.1 Ubicación y características del sitio

La ubicación y profundidad del punto de la liberación de hidrocarburos, correspondió a la ubicación y profundidad estimada del Pozo Tipo (Tabla 2-11).

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

Nombre del Sitio	Latitud	Longitud	Tirante de agua	Profundidad objetivo del pozo	Díámetro de descarga
Pozo Tipo	18°53'13.32"	92°4'10.97"	11 m	7,500 m	8 ½"

*Fuente: TotalEnergies, 2023.*

### 2.2.2.2 Tiempo de liberación y deriva del hidrocarburo en el mar

La modelación de la trayectoria del derrame de hidrocarburos presentada en este ERA, comprende un total de 60 días de liberación continua y 30 días adicionales de deriva del hidrocarburo una vez que la liberación se haya detenido.

- Liberación de 60 d: considerando una liberación continua que permite la identificación de las zonas impactadas (en términos probabilísticos) y los tiempos de arribo para precisar y mejorar los planes de respuesta ante derrames
- Deriva de 30 días adicionales: Esta modelación busca determinar las posibles desviaciones de las trayectorias del hidrocarburo a la deriva los 30 días posteriores a la detención de la liberación. El tiempo adicional simulado (30 d) no cambiará el volumen de hidrocarburo liberado, los tiempos mínimos de arribo ni inducirá a un cambio significativo en las probabilidades más altas de presencia del hidrocarburo

Se considera que esta estrategia 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 con mayor probabilidad de ser afectadas en el Golfo de México.

Es importante mencionar que los resultados presentados en esta sección corresponden a una aproximación probabilística de la presencia de hidrocarburos en el Golfo de México, más no es una predicción de una consecuencia de un potencial incidente futuro.

Para incidentes reales, 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) tomando en cuenta los datos reales recopilados durante el incidente, tales como el flujo de liberación, composición, y forzar las condiciones metoceanicas con datos en tiempo real y pronósticos inmediatos de corta duración. Inclusive, las trayectorias del modelo deben de ser regularmente corregidas por medio de la observación visual del destino y la trayectoria de la huella de hidrocarburos. De esta manera, el equipo de respuesta trabajará de manera integral para obtener datos y predicciones precisas del derrame y actualizar el plan de respuesta. En el **Capítulo 3, Sección 3.3**, se presenta el Plan de Contingencia ante Derrames (OSCP, por sus siglas en inglés), en donde se discuten las estrategias de acciones y decisiones a tomar en caso de un incidente real.

Dicho lo anterior, se considera que el tiempo de simulación considerado en este ERA, cumple con los propósitos de la aplicación de esta herramienta de simulación. Las siguientes secciones presentan las especificaciones de la modelación, tales como descripción y configuración del modelo utilizado, los datos metoceanicas utilizados, el umbral de espesor de la capa de crudo, y los escenarios de simulación, seguidos por los resultados del modelo y la descripción de los tipos de efectos sobre el sistema ambiental.

Los parámetros de liberación en el lecho marino correspondientes a la simulación se presentan en la **Tabla 2-12**.

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

Identificación del Escenario	Sitio del Reventón de Pozo	Tipo de Crudo	Evento	Descarga (bbl/día)	Duración (días)	Volumen Total Liberado (bbl)
1	Pozo Tipo	<i>Arabian Heavy</i>	Reventón de Pozo	50,000	60	3,000,000
2	Pozo Tipo	<i>Arabian Heavy</i>			30*	

Nota: \*30 d adicionales a los 60 d de liberación considerando que la liberación de hidrocarburos ha sido contenida.

Fuente: TotalEnergies, 2023.

### 2.2.2.3 Temporadas y bases de datos meteoceánicas

Para llevar a cabo la simulación estocástica, se utilizó información meteoceánica de un periodo de siete años para simular 56 trayectorias individuales del hidrocarburo liberado para cada una de las tres temporadas. El tiempo total de la simulación tiene una duración de 90 días, de los cuales, 60 días corresponden a una descarga continua del hidrocarburo y 30 días restantes corresponden a la deriva del hidrocarburo en el mar una vez que la fuga ha sido contenida. El programa estima la interacción del hidrocarburo con el ambiente marino (ver **Sección 2.3.2**) para así simular su trayectoria considerando su evolución fisicoquímica y posible extensión en la superficie marina y en las costas.

Los meses seleccionados para la simulación de la liberación de hidrocarburos fue la siguiente:

- Temporada de secas no correspondiente a Nortes: 1ro marzo a 31 mayo
- Temporada de lluvias: 1ro junio a 31 de octubre
- Temporada de Nortes: 1ro noviembre a 28 de febrero

Se utilizaron dos bases de datos para definir las condiciones meteoceánicas de la zona de estudio y del Golfo de México: FUGRO, la cual tiene una resolución espacial fina de 1/36° que se ajusta a simulaciones en aguas someras y cercanas a la costa y COPERNICUS, la cual tuvo que utilizarse para complementar el estudio debido a que el dominio computacional de FUGRO no cubre completamente el SAP. La **Tabla 2-13** muestra las bases de datos meteoceánicas utilizadas para la simulación de la liberación no controlada de hidrocarburos y la **Tabla 2-14** muestra las condiciones ambientales consideradas para la simulación en cada temporada.

**Tabla 2-13. Bases de datos meteoceánicas utilizados para la simulación de liberación de hidrocarburos en el mar.**

Base de Datos Meteoceánicas	FUGRO	COPERNICUS
Área	17°58'N a 30°05'N y 91°12'O a 98°00'O	16°57'31"N a 29°57'31"N y 86°02'29"O a 98°02'29"O
Resolución espacial	1/36°	1/12°
Resolución temporal	3 horas	Horaria
Capas verticales	30	50
Contribución de mareas	Con una resolución de 1/45° en fronteras abiertas de TPXO	N/D

Base de Datos Metoceanicos	FUGRO	COPERNICUS
Rango de datos	2007/03/01 a 2013/05/31 Temporada de secas 2007/06/01 a 2013/10/31 Temporada de lluvias 2007/11/01 a 2014/02/28 Temporada de Nortes	2007/03/01 a 2013/05/31 Temporada de secas 2007/06/01 a 2013/10/31 Temporada de lluvias 2007/11/01 a 2014/02/28 Temporada de Nortes
Asimilación de datos	No	Si
Datos de Corrientes marinas	Condiciones de fronteras laterales tomadas del Global HYCOM-NCODA	Modelo oceánico NEMO
Datos de vientos	NCEP CFSR/CFS	ECMWF

Fuente: TotalEnergies, 2023.

**Tabla 2-14. Condiciones ambientales de las diferentes temporadas para la simulación.**

Parámetro Ambiental	Temporada de secas	Temporada de lluvias	Temporada de Nortes
Temperatura de la columna de agua - superior (°C)	26.5	30	26
Temperatura de la columna de agua – inferior (°C)	26	29	25
Temperatura del aire (°C)	28	28	24
Salinidad (ppt)	36.5	35	36.5
Contenido de oxígeno (mg/l)	6	6	6
Sedimento suspendido (mg/l)	13	20	17

Fuente: TotalEnergies, 2023.

#### 2.2.2.4 Propiedades del hidrocarburo liberado

A partir de la base de datos del modelo OSCAR, se identificó el crudo *Arabian Heavy*, que cuenta con propiedades similares al as del hidrocarburo presente en el yacimiento **Tabla 2-15**. El Proyecto se encuentra 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.

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

Fuente	Nombre del crudo	Gravedad API	GOR (scf/bbl)	Temperatura de liberación (°C)	Viscosidad (cP, condiciones atmosféricas)	Punto de escurrimiento (°C)
Análogo OSCAR	<i>Arabian Heavy</i>	28°	1,500	90	35	-28

Fuente: TotalEnergies, 2023.

### 2.2.2.5 Umbral de espesor de la capa de crudo

De acuerdo con el Código de Apariencia del Hidrocarburo de Bonn, para determinar cuándo la probabilidad de presencia de hidrocarburo se vuelve “significativa” se utilizó un umbral de espesor de la capa de crudo de 5 µm y de 10 µm para la presencia de hidrocarburos en la superficie marina y en la costa, respectivamente.

El umbral generalmente considerado para tener impactos potenciales en la flora y fauna costera es de 100 µm, por lo que el umbral establecido en este ERA de 10 µm, es aún más conservador. (French-McCay, 2009; French-McCay et al., 1996; citado en Schmit, French-McCay, Joeckel, y Wolford, 2018).

### 2.2.3 Resultados de la simulación con OSCAR

Los resultados de las simulaciones estocásticas que se presentan a continuación incorporan la variabilidad temporal y espacial de los parámetros meteoceánicos de la región, proporcionando un entendimiento general de las posibles trayectorias de los hidrocarburos liberados y su potencial distribución en el Golfo de México. Como se describió anteriormente, las simulaciones consideran una tasa de descarga continua de 50,000 bbl/d de crudo tipo *Arabian Heavy*, durante 60 días sin respuesta.

Los resultados de la modelación de liberación no controlada de hidrocarburos han sido utilizados para identificar la probabilidad y tiempos de arribo a las áreas prioritarias de protección incluyendo las siguientes:

- Regiones Marinas Prioritarias
- Sitios Prioritarios Marinos
- Regiones Terrestres Prioritarias (RTP)
- Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)
- Áreas Naturales Protegidas (ANP)
- Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICA)
- Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar)
- UNESCO (MAB) – Reservas de la biósfera

Según la LGEEPA, las áreas sensibles enlistadas previamente son protegidas y administradas por la soberanía y jurisdicción de la nación, es decir, el establecimiento, manejo y vigilancia de dichas áreas son de competencia federal. Este instrumento de zonificación permite ordenar el territorio en función del grado de conservación y representatividad de sus ecosistemas para así preservar los más frágiles y asegurar su equilibrio ecológico.

Los Sitios Ramsar y las Reservas de la Biósfera de la UNESCO-MAB, forman parte de los tratados internacionales en los cuales México se comprometió a cumplir y mantener las características excepcionales que les permitieron su designación correspondiente. La Convención sobre los Humedales (Convención de Ramsar) es un tratado internacional que ofrece el marco para la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos (Convención de Ramsar, 2014).

En México la Convención de Ramsar entró en vigor en 1986, y al día de hoy cuenta con 142 sitios bajo su denominación con un equivalente de 8,657,057 ha (Convención de Ramsar, 2014). Por otra parte, el Programa sobre el Hombre y la Biosfera de la Organización de las Naciones Unidas para la Educación, la Ciencia y la Cultura (UNESCO, por sus siglas en inglés), reconoce zonas compuestas por ecosistemas terrestres, marinos y costeros donde se busca fomentar soluciones para conciliar la conservación de la biodiversidad con su uso sostenible. Actualmente, México cuenta con 42 reservas de la biósfera, las cuales comenzaron a ser establecidas desde 1977 (UNESCO, 2017).

#### 2.2.3.1 E3: Liberación no controlada de hidrocarburos al mar a través de TP de 8 ½”

Para propósitos de este proyecto, se establecieron 24 zonas geográficas en las cuales se englobaron distintas áreas sensibles debido a que las áreas sensibles pueden tener más de una designación. Por ejemplo, si se observa la **Tabla 2-16**, la Zona 3 incluye tanto una RMP como una SPM.

A partir de las condiciones geográficas de las áreas sensibles, se definieron cuáles podrían presentar presencia de hidrocarburos en superficie marina, costa, o en ambas. En la **Tabla 2-16**, se muestra que la zona 1 (Giro Tamaulipeco), no tendrá presencia de hidrocarburo en su costa, al igual que la zona 3 (Fosa Sigsbee), 7 (Cayos Campeche), 15 (Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano), 16 (Escarpe de Campeche), 17 (Cañón Submarino de Campeche), 19 (Arrecife Profundo de Cabo Rojo) y la zona 20 (Volcán Submarino Chapopote) porque son zonas exclusivamente marinas. Por el contrario, la zona 10A (Pantanos de Centla) no presenta hidrocarburos en superficie marina debido a que es exclusivamente terrestre. Las áreas restantes podrían tener presencia de hidrocarburo tanto en las costas como en su superficie.

**Tabla 2-16. Impacto potencial a costas y superficie marina por liberación no controlada de hidrocarburos por área geográfica.**

ID	Zona	Áreas Sensibles Incluidas	Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina	Presencia de Hidrocarburo en la Costa
1	Giro Tamaulipeco	RMP Giro Tamaulipeco	X	
2	Laguna Madre	AICA Laguna Madre / AICA Desembocadura del Río Soto Marina / ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre / UNESCO-MAB-Laguna Madre / RMP Laguna Madre / RTP Laguna Madre / RHP Río San Fernando / SPM Laguna Madre	X	X
3	Fosa Sigsbee	RMP Fosa Sigsbee / SPM Montes Submarinos de Sigsbee	X	
4	La Pesca-Rancho Nuevo	ANP Playa de Rancho Nuevo / RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo / RMP La Pesca-Rancho Nuevo / RTP Rancho Nuevo	X	X
5	Laguna San Andrés	RMP Laguna San Andrés / RTP Laguna de San Andrés	X	X
6	Pueblo Viejo – Tamiahua	AICA Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz / ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Laguna de Tamiahua / RMP Pueblo Viejo-Tamiahua / RTP Laguna de Tamiahua / SPM Lagunas Pueblo Viejo – Tamiahua	X	X
7	Cayos Campeche	RMP Cayos Campeche / UNESCO-MAB, Arrecife Alacranes	X	
8	Sonda de Campeche	RMP Sonda de Campeche / SPM Laguna de Términos	X	X
9	Tecolutla	RMP Tecolutla / RHP Río Tecolutla / SPM Humedales Costeros del Río Tecolutla – Bajos del Negro	X	X
10A	Pantanos de Centla	AICA Pantanos de Centla / ANP Pantanos de Centla / RAMSAR Pantanos de Centla / UNESCO-MAB – Pantanos de Centla / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco / SPM Laguna de Términos		X
10B	Laguna de Términos	AICA Laguna de Términos / ANP Laguna de Términos / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos –Pantanos de Centla / SPM Laguna de Términos	X	X
10C	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	X	X
11	Laguna Verde-Antón Lizardo	AICA Centro de Veracruz / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR La Mancha y el Llano / RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RHP Río La Antigua / SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	X	X
12	Sistema Lagunar de Alvarado	AICA Humedales de Alvarado / RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado / RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz / RMP Sistema Lagunar de Alvarado / RTP Humedales de Papaloapan / RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan / SPM Sistema Lagunar de Alvarado	X	X

ID	Zona	Áreas Sensibles Incluidas	Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina	Presencia de Hidrocarburo en la Costa
13	Los Tuxtlas	AICA Los Tuxtlas / ANP Los Tuxtlas / RAMSAR Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan / UNESCO-MAB – Los Tuxtlas / RMP Los Tuxtlas / RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión / RHP Los Tuxtlas / SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	X	X
14	Delta del Río Coatzacoalcos	RMP Delta del Río Coatzacoalcos / RHP Los Tuxtlas / SPM Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	X	X
15	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	ANP Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / UNESCO-MAB – Sistema Arrecifal Veracruzano / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	X	
16	Escarpe de Campeche	SPM Escarpe de Campeche	X	
17	Cañón Submarino de Campeche	SPM Cañón Submarino de Campeche	X	
18	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan / SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	X	X
19	Arrecife Profundo de Cabo Rojo	SPM Arrecife Profundo de Cabo Rojo	X	
20	Volcán Submarino Chapopote	SPM Volcán Submarino Chapopote	X	
21A	Champotón -El Palmar	AICA Río Celestún / AICA Los Petenes / ANP Río Celestún / ANP Los Petenes / RAMSAR Reserva Estatal El Palmar / RAMSAR y UNESCO-MAB - Reserva de la Biosfera Río Celestún / RAMSAR Reserva de la Biosfera Los Petenes / RHP Anillo de Cenotes / RTP Petenes-Río Celestún / SPM Los Petenes – Río Celestún – El Palmar / RMP Champotón-El Palmar	X	X
21B	Champotón -El Palmar	RMP Champotón-El Palmar	X	X

Nota: Las celdas grises no presentan datos de presencia de hidrocarburo debido a la condición geográfica de cada zona.

Fuente: TotalEnergies, 2023.

En las siguientes secciones se describen detalladamente los resultados obtenidos para la temporada de secas (**Sección 2.2.3.1.1**), la temporada de lluvias (**Sección 2.2.3.1.2**) y la temporada de Nortes (**Sección 2.2.3.1.3**), tomando en cuenta, la probabilidad de la presencia de hidrocarburos, los tiempos de arribo y las distancias máximas para los contornos correspondientes.

#### 2.2.3.1.1 Temporada de secas

En la **Tabla 2-17** se presenta el resumen de la distancia máxima de los contornos de tiempo mínimo de arribo y de la probabilidad de presencia del hidrocarburo en superficie para la temporada de secas. De esta manera se puede tener una idea del alcance que pudiera tener alguna trayectoria de hidrocarburo liberado asociado a un nivel de probabilidad y un tiempo de arribo determinado; es decir, las zonas más cercanas al punto de liberación tienen mayor probabilidad de tener presencia de hidrocarburos en un menor tiempo.

**Tabla 2-17. Resumen de las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina para la temporada de secas.**

Tiempo mínimo de arribo		Probabilidad de presencia de hidrocarburo	
Contorno (días)	km	Contorno (%)	km
1	25	100	75
3	80	90	190
5	100	80	230
7	135	70	300
10	190	60	500

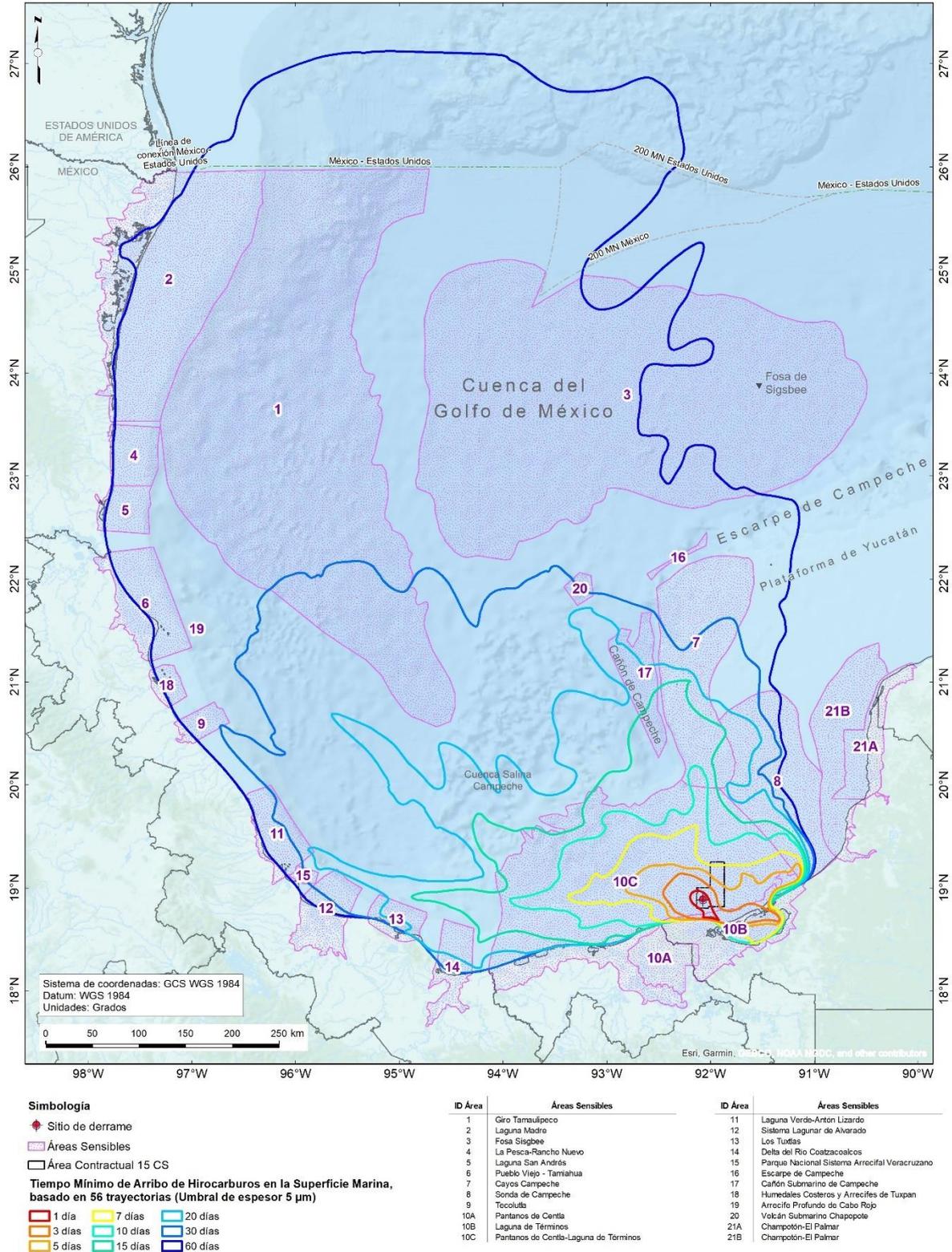
Tiempo mínimo de arribo		Probabilidad de presencia de hidrocarburo	
15	300	50	625
20	400	40	750
30	550	30	820
60	980	20	900
-	-	10	1000

*Fuente: TotalEnergies, 2023.*

En la **Figura 2-10** y **Figura 2-11** se presenta el mapa de probabilidades de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburos para la temporada de secas. Los contornos de probabilidad tuvieron una dirección predominante hacia el oeste-noroeste. El hidrocarburo recorre una distancia máxima de 980 km del Pozo Tipo hacia el noroeste después de 60 días de simulación. En un día, el hidrocarburo podría recorrer hasta 25 km hacia el sureste; con una probabilidad de presencia entre 90% y 100%. Para 15 días transcurridos, el recorrido podría alcanzar una distancia máxima de 300 km hacia el oeste con una probabilidad de presencia del 70%. Para 30 días de liberación, el hidrocarburo podría alcanzar una distancia máxima de 550 km hacia el noroeste con una probabilidad de presencia entre 40% y 50%.

Debido a la combinación de trayectorias de la simulación estocástica, existe entre un 10% y 20% de probabilidad de que el hidrocarburo liberado abandone aguas mexicanas si no se implementan medidas de contención en un plazo menor al de simulación (90 días).

**SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA EN TEMPORADA DE SECAS:  
 TIEMPO MÍNIMO DE ARRIBO DE HIROCARBUROS EN LA SUPERFICIE MARINA**

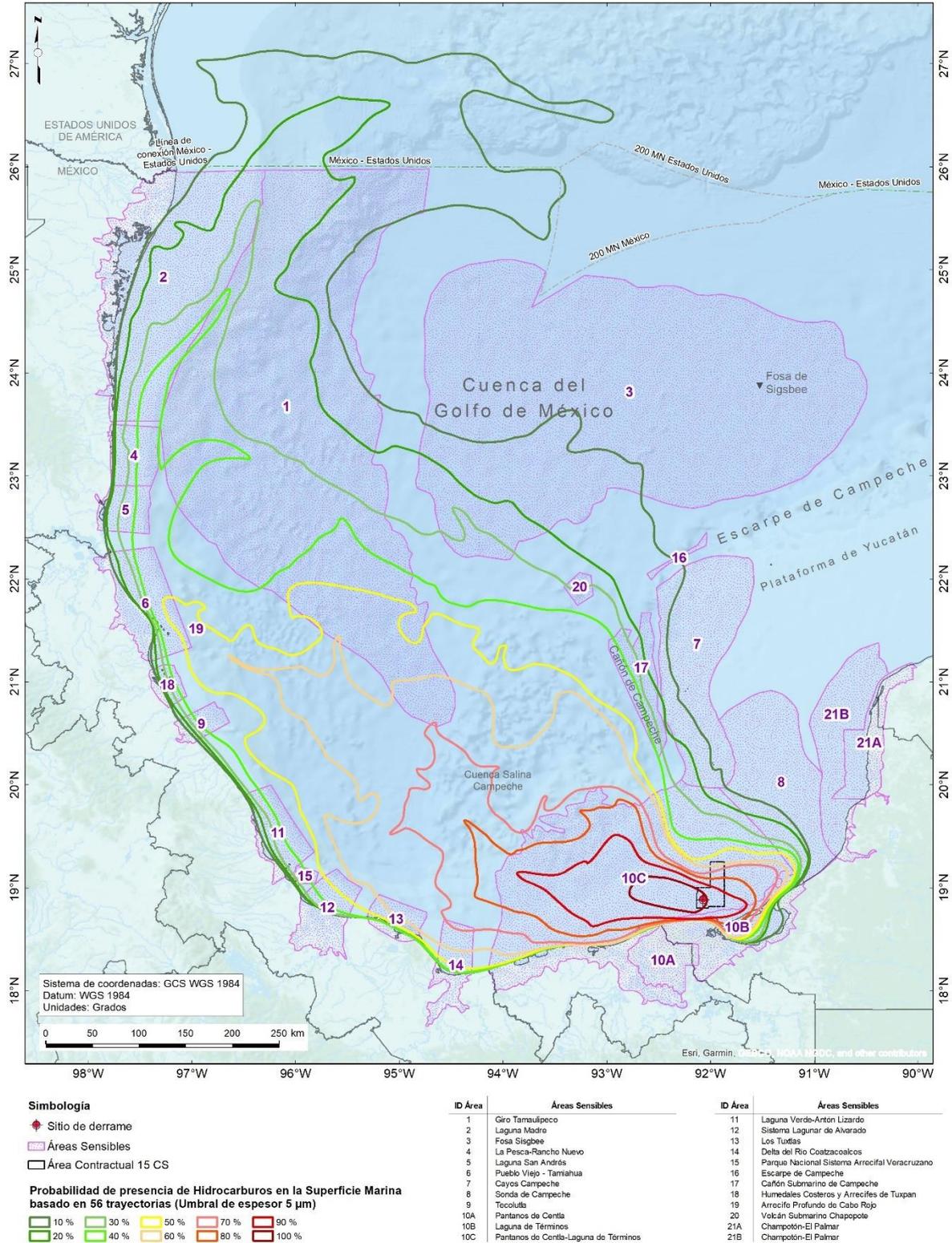


*El presente documento no es representativo de los resultados de la simulación estocástica en el litoral.*

**Figura 2-10. Simulación estocástica en temporada de secas (marzo a mayo): Tiempo mínimo de arribo.**

*Fuente: TotalEnergies, 2023.*

**SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA EN TEMPORADA DE SECAS:  
 PROBABILIDAD DE PRESENCIA DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERFICIE MARINA**



*El presente documento no es representativo de los resultados de la simulación estocástica en el litoral.*

**Figura 2-11. Simulación estocástica en temporada de secas (marzo a mayo): Probabilidad de presencia.**

*Fuente: TotalEnergies, 2023.*

En la **Tabla 2-18** se presentan las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas de áreas sensibles.

### Presencia de hidrocarburo en la superficie marina

El hidrocarburo con alta probabilidad de presencia en la superficie (90-100%), podría encontrarse dentro de los 75 km hasta los 190 km al oeste del Pozo Exploratorio. La zona 10C, definida como la RMP de Pantanos de Centla-Laguna de Términos, tiene un 100% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en parte de su superficie un día posterior al derrame. Le sigue la zona 10B, la cual cuenta con un AICA, una ANP, un RMP, una RTP, una RHP, un SPM y un sitio Ramsar con una probabilidad máxima del 90% de presencia de hidrocarburos en parte de su superficie con un tiempo mínimo de arribo de tres días. Las zonas 1, 13 y 14 tienen entre un 80% y un 70% de probabilidad de encontrar hidrocarburos en su superficie en un tiempo menor a los 20 días. La zona 8 la cual abarca la RMP de la Sonda de Campeche y el SPM de Laguna Términos tiene un 60% de probabilidad de presentar hidrocarburos en su superficie en un tiempo de aproximadamente cinco días. Las zonas de menor probabilidad de impacto en la temporada de secas es la 16 (Escarpe de Campeche) con un 20% de probabilidad de presencia, la zona 21A (con áreas identificadas como AICAs, ANPs, sitios Ramsar, UNESCO-MAB, RHP, RTP y RMP) y la zona 21B (RMP Champotón – El Palmar) con una probabilidad menores al 10% de presencia de hidrocarburos en la superficie marina. Los menores tiempos de arribo corresponden a las siguientes zonas: 8 (5 días), 10B (3 días) y 10C (1 día).

### Presencia de hidrocarburo en la costa

La mayor probabilidad de llegada a las costas (100%) corresponde a la zona 10C, donde se espera que un día posterior al derrame, el hidrocarburo llegue a la RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos. Las zonas con probabilidades entre 70% y 80% de arribo son las zonas 10A, 10B, 11, 12 y 13 con tiempos de llegada variables entre uno a 10 días. Las zonas 2, 4 y 9 tienen una probabilidad de arribo a las costas  $\leq$  30%. Por otra parte, las zonas 21A y 21B presentan valores superiores a los 60 días de llegada de hidrocarburos a las costas con una probabilidad menor al 10%.

Los menores tiempos de arribo en la costa de las áreas sensibles corresponden a las siguientes zonas: 10B + 10C (1 día), 8 (5 días), 9, 11, 12, 13 y 14 (7 días).

**Tabla 2-18. Probabilidades de la presencia y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas para la temporada de secas en Áreas Sensibles.**

ID	Áreas Sensibles	Temporada de secas (marzo a mayo)			
		Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina		Presencia de Hidrocarburo en la Costa	
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)
1	RMP Giro Tamaulipeco	70	20		
2	AICA Laguna Madre / AICA Desembocadura del Río Soto Marina / ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre / UNESCO-MAB-Laguna Madre y Delta Río Bravo / RMP Laguna Madre / RTP Laguna Madre / RHP Río San Fernando / SPM Laguna Madre	40	60	30	20
3	RMP Fosa Sigsbee / SPM Montes Submarinos de Sigsbee	30	30		
4	ANP Playa de Rancho Nuevo / RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo / RMP La Pesca-Rancho Nuevo / RTP Rancho Nuevo	40	60	30	30
5	RMP Laguna San Andrés / RTP Laguna de San Andrés	40	60	40	30
6	AICA Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz / ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Laguna de Tamiahua / RMP Pueblo Viejo-Tamiahua / RTP Laguna de Tamiahua / SPM Lagunas Pueblo Viejo – Tamiahua	50	30	60	30
7	RMP Cayos Campeche / UNESCO-MAB, Arrecife Alacranes	30	10		
8	RMP Sonda de Campeche / SPM Laguna de Términos	60	5	60	5
9	RMP Tecolutla / RHP Río Tecolutla / SPM Humedales Costeros del Río Tecolutla – Bajos del Negro	50	30	20	7
10A	AICA Pantanos de Centla / ANP Pantanos de Centla / RAMSAR Pantanos de Centla / UNESCO-MAB Pantanos de Centla / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco / SPM Laguna de Términos			80	10

ID	Áreas Sensibles	Temporada de secas (marzo a mayo)			
		Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina		Presencia de Hidrocarburo en la Costa	
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)
10B	AICA Laguna de Términos / ANP Laguna de Términos / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Laguna de Términos	90	3	80	1
10C	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	100	1	100	1
11	AICA Centro de Veracruz / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR La Mancha y el Llano / RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RHP Río La Antigua / SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	50	20	70	7
12	AICA Humedales de Alvarado / RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado / RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz / RMP Sistema Lagunar de Alvarado / RTP Humedales de Papaloapan / RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan / SPM Sistema Lagunar de Alvarado	60	20	70	7
13	AICA Los Tuxtlas / ANP Los Tuxtlas / RAMSAR Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan / UNESCO-MAB – Los Tuxtlas / RMP Los Tuxtlas / RTP Sierra de los Tuxtlas –Laguna deOstión / RHP Los Tuxtlas / SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	70	15	70	7
14	RMP Delta del Río Coatzacoalcos / RHP Los Tuxtlas / SPM Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	80	15	60	7
15	ANP Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / UNESCO-MAB – Sistema Arrecifal Veracruzano / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	50	20		
16	SPM Escarpe de Campeche	20	30		
17	SPM Cañón Submarino de Campeche	50	10		
18	ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan / SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	50	60	50	20
19	SPM Arrecife Profundo de Cabo Rojo	50	30		
20	SPM Volcán Submarino Chapopote	40	20		
21A	AICA Río Celestún / AICA Los Petenes / ANP Río Celestún / ANP Los Petenes / RAMSAR Reserva Estatal El Palmar / RAMSAR y UNESCO-MAB - Río Celestún / RAMSAR Reserva de la Biosfera Los Petenes / RHP Anillo de Cenotes / RTP Petenes-Río Celestún / SPM Los Petenes – Río Celestún – El Palmar / RMP Champotón-EI Palmar	<10	>60	<10	>60
21B	RMP Champotón-EI Palmar	<10	>60	<10	>60

Nota: Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para un derrame de 3, 000,000 bbl utilizando un umbral de espesor de 0.005 mm (5 µm) para presencia de hidrocarburo en la superficie marina y de 0.01 mm (10 µm) para su presencia en costas. Las celdas grises no presentan datos de impacto debido a la condición geográfica de cada zona.

Fuente: TotalEnergies, 2023.

### 2.2.3.1.2 Temporada de lluvias

En la Tabla 2-17 se presenta el resumen de la distancia máxima de los contornos de tiempo mínimo de arribo y de la probabilidad de presencia del hidrocarburo en superficie para la temporada de lluvias.

**Tabla 2-19. Resumen de las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina para la temporada de lluvias.**

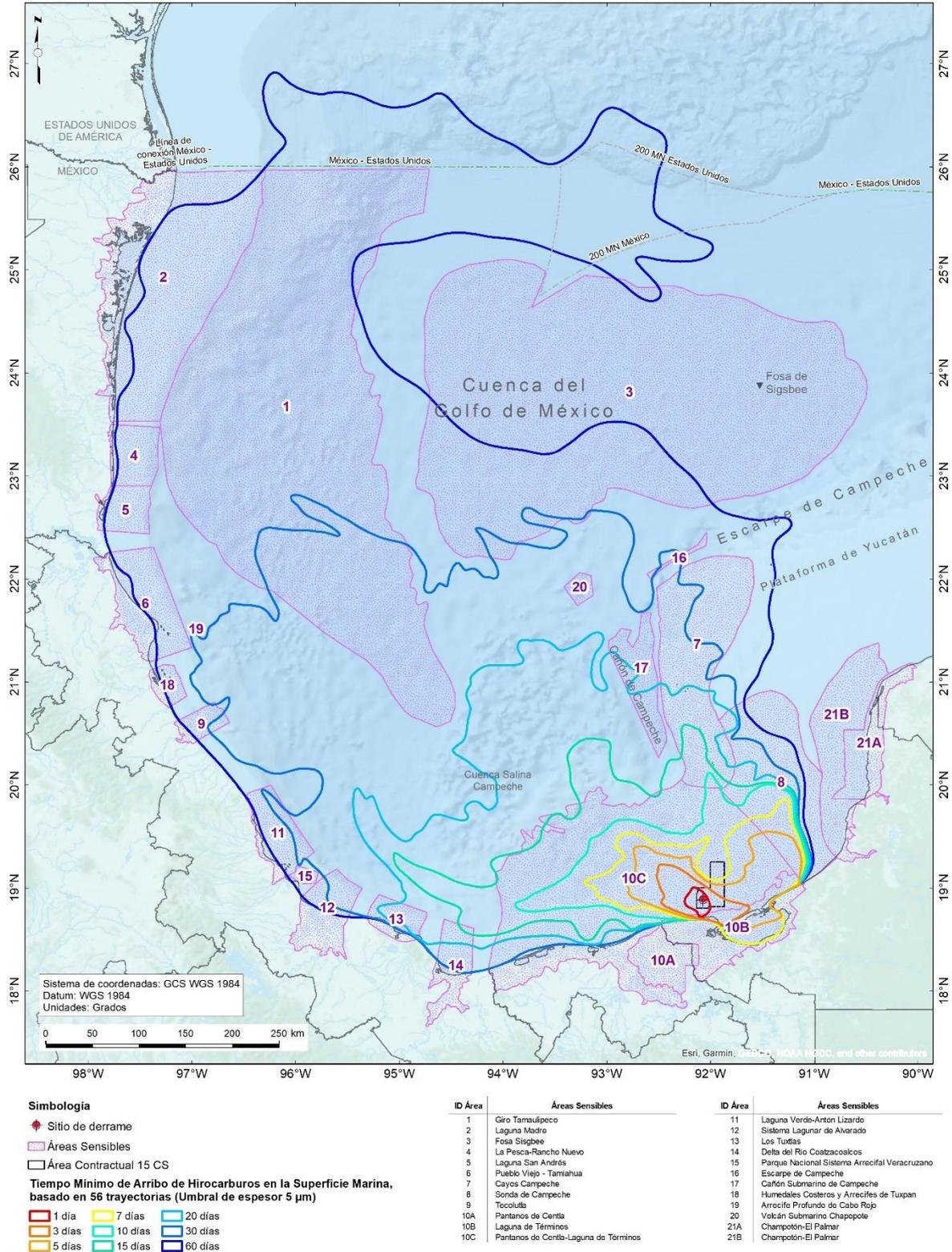
Tiempo mínimo de arribo		Probabilidad de presencia de hidrocarburo	
Contorno (días)	km	Contorno (%)	km
1	20	100	90
3	60	90	195
5	100	80	265
7	135	70	360
10	190	60	450
15	305	50	580
20	370	40	635
30	600	30	775
60	985	20	875

Tiempo mínimo de arribo		Probabilidad de presencia de hidrocarburo	
-	-	10	985

*Fuente: TotalEnergies, 2023.*

En la **Figura 2-12** y **Figura 2-13** se presenta el mapa de probabilidades de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburos para la temporada de lluvias. Los contornos de probabilidad tuvieron una dirección oeste-noroeste. Como se puede observar en el mapa de probabilidades, los contornos de tuvieron una dirección oeste-noroeste. Como se observa en la **Tabla 2-20** durante esta temporada se tiene una distancia recorrida máxima de 985 km del Pozo Tipo con dirección noroeste después de 60 días de simulación. Debido a la combinación de trayectorias que producen la simulación estocástica, existe un 10% de probabilidad que el hidrocarburo liberado abandone aguas mexicanas si no se implementan medidas de contención en un plazo menor a los 90 días de simulación. En un día, el hidrocarburo podría recorrer 20 km hacia el sur y hacia el oeste con una probabilidad de presencia entre 90% y 100%. Para 15 días de liberación, el hidrocarburo podría alcanzar una distancia máxima de 305 km hacia el oeste, con una probabilidad de presencia entre el 60% y 70%. Para 30 días de liberación, el hidrocarburo podría alcanzar una distancia máxima de 600 km hacia el noroeste con una probabilidad entre el 30% y el 40%.

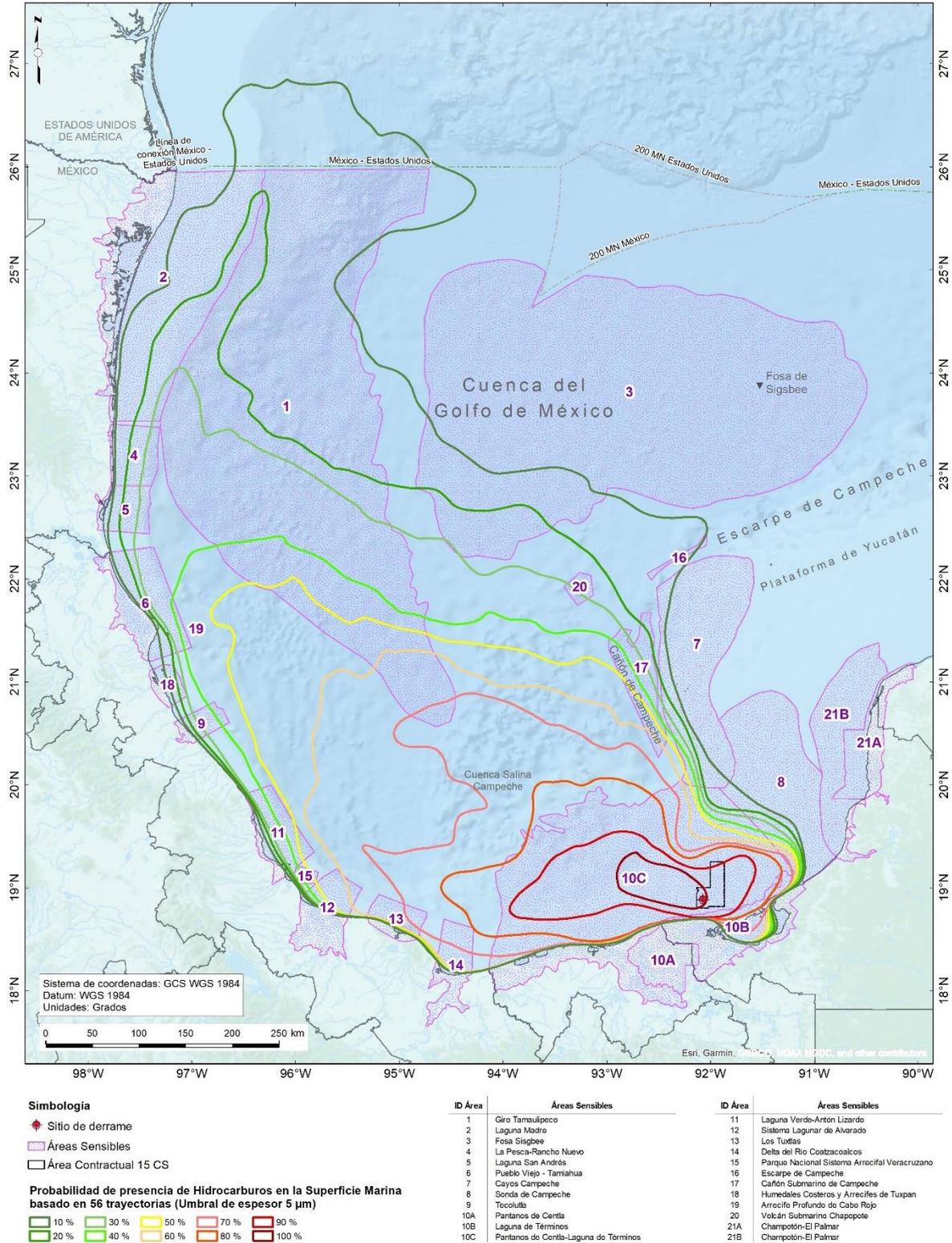
**SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA EN TEMPORADA DE LLUVIAS:  
 TIEMPO MÍNIMO DE ARRIBO DE HIROCARBUROS EN LA SUPERFICIE MARINA**



**Figura 2-12. Simulación estocástica en temporada de lluvias (junio a octubre): Tiempo mínimo de arribo.**

Fuente: TotalEnergies, 2023.

**SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA EN TEMPORADA DE LLUVIAS:  
 PROBABILIDAD DE PRESENCIA DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERFICIE MARINA**



**Figura 2-13. Simulación estocástica en temporada de lluvias (junio a octubre): Probabilidad de presencia.**

Fuente: TotalEnergies, 2023.

En la **Tabla 2-20** se presentan las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas de áreas sensibles.

### Presencia de hidrocarburo en la superficie marina

Los valores más altos de probabilidad (90% -100%), se encuentran en una distancia de entre 90 km a 195 km del Pozo Exploratorio. Por ejemplo, la zona 10C, en la cual se impactarían la RMP de Pantanos de Centla-Laguna Términos, tiene un 100% probabilidad de encontrarse con hidrocarburos en parte de su superficie, un día posterior al derrame. Le sigue la zona 14 del Delta del Río Coatzacoalcos la cual cuenta con una RMP, una RHP y un SPM con una probabilidad máxima del 80% de presencia de hidrocarburos en parte de su superficie en un tiempo mínimo de arribo de 15 días. La zona 1, 8, 10B y 13 tienen un 70% máximo de probabilidad de encontrar hidrocarburos en parte de su superficie en un tiempo menor a los 20 días. Las zonas de menor probabilidad de impacto en la temporada de lluvias es la 16 (Escarpe de Campeche), con un 20% de probabilidad y las zonas 21A (con áreas identificadas como AICAs, ANPs, sitios Ramsar, UNESCO-MAB, RHP, RTP y RMP) y 21B (RMP Champotón – El Palmar) con probabilidades menores al 10% de presencia de hidrocarburos en la superficie marina.

Los menores tiempos de presencia de hidrocarburos en la superficie marina de las áreas sensibles corresponden a las siguientes zonas: 10C (1 día), 10B (3 días), 8 (5 días) y 7 (10 días).

### Presencia de hidrocarburo en la costa

La mayor probabilidad de llegada a las costas (90%) corresponde a la zona 10C, donde se espera que un día posterior al derrame el hidrocarburo llegue a la RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos. Las zonas con probabilidades entre 70% y 80% de arribo, son las zonas 8, 10A, 10B, 11, 13 y 14 con tiempos de llegada variables entre uno a 30 días. Las zonas 2, 4, 5, 9 y 18 tienen una probabilidad de arribo a las costas  $\leq$  20%. Específicamente las zonas 21A y 21B presentan valores superiores a los 60 días de llegada de hidrocarburos a las costas con una probabilidad menor al 10%.

Los menores tiempos de arribo en la costa de las áreas sensibles corresponden a las siguientes zonas: 10B y 10C (1 día), 8 (5 días), 10A (7 días) y 13 (10 días).

**Tabla 2-20. Probabilidades de la presencia y tiempos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas para la temporada de lluvias en Áreas Sensibles.**

ID	Áreas Sensibles	Temporada de Lluvias (junio a octubre)			
		Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina		Presencia de Hidrocarburo en la Costa	
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)
1	RMP Giro Tamaulipeco	70	20		
2	AICA Laguna Madre / AICA Desembocadura del Río Soto Marina / ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre / UNESCO-MAB- Laguna Madre y Delta Río Bravo / RMP Laguna Madre / RTP Laguna Madre / RHP Río San Fernando / SPM Laguna Madre	30	60	20	30
3	RMP Fosa Sigsbee / SPM Montes Submarinos de Sigsbee	30	30		
4	ANP Playa de Rancho Nuevo / RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo / RMP La Pesca-Rancho Nuevo / RTP Rancho Nuevo	30	60	20	60
5	RMP Laguna San Andrés / RTP Laguna de San Andrés	30	60	20	30
6	AICA Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz / ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Laguna de Tamiahua / RMP Pueblo Viejo-Tamiahua / RTP Laguna de Tamiahua / SPM Lagunas Pueblo Viejo – Tamiahua	40	30	40	30
7	RMP Cayos Campeche / UNESCO-MAB- Arrecife Alacranes	50	10		
8	RMP Sonda de Campeche / SPM Laguna de Términos	70	5	70	5
9	RMP Tecolutla / RHP Río Tecolutla / SPM Humedales Costeros del Río Tecolutla – Bajos del Negro	40	30	20	30
10A	AICA Pantanos de Centla / ANP Pantanos de Centla / RAMSAR Pantanos de Centla / UNESCO-MAB - Pantanos de Centla / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco / SPM Laguna de Términos			70	7
10B	AICA Laguna de Términos / ANP Laguna de Términos / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP	70	3	80	1

ID	Áreas Sensibles	Temporada de Lluvias (junio a octubre)			
		Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina		Presencia de Hidrocarburo en la Costa	
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)
	Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Laguna de Términos				
10C	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	100	1	90	1
11	AICA Centro de Veracruz / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR La Mancha y el Llano / RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RHP Río La Antigua / SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	60	30	70	30
12	AICA Humedales de Alvarado / RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado / RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz / RMP Sistema Lagunar de Alvarado / RTP Humedales de Papaloapan / RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan / SPM Sistema Lagunar de Alvarado	60	30	60	30
13	AICA Los Tuxtlas / ANP Los Tuxtlas / RAMSAR Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan / UNESCO-MAB – Los Tuxtlas / RMP Los Tuxtlas / RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión / RHP Los Tuxtlas / SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	70	15	80	10
14	RMP Delta del Río Coatzacoalcos / RHP Los Tuxtlas / SPM Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	80	15	70	20
15	ANP Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / UNESCO-MAB – Sistema Arrecifal Veracruzano / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	50	30		
16	SPM Escarpe de Campeche	20	30		
17	SPM Cañón Submarino de Campeche	60	15		
18	ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan / SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	30	30	20	30
19	SPM Arrecife Profundo de Cabo Rojo	50	30		
20	SPM Volcán Submarino Chapopote	30	20		
21A	AICA Río Celestún / AICA Los Petenes / ANP Río Celestún / ANP Los Petenes / RAMSAR Reserva Estatal El Palmar / RAMSAR y UNESCO-MAB - Río Celestún / RAMSAR Reserva de la Biosfera Los Petenes / RHP Anillo de Cenotes / RTP Petenes-Río Celestún / SPM Los Petenes – Río Celestún – El Palmar / RMP Champotón-EI Palmar	<10	>60	<10	>60
21B	RMP Champotón-EI Palmar	<10	>60	<10	>60

Nota: Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para un derrame de 3, 000,000 bbl utilizando un umbral de espesor de 0.005 mm (5 µm) para presencia de hidrocarburo en la superficie marina y de 0.01 mm (10 µm) para su presencia en costas. Las celdas grises no presentan datos de impacto debido a la condición geográfica de cada zona.

Fuente: TotalEnergies, 2023.

### 2.2.3.1.3 Temporada de nortes

En la **Tabla 2-21** se presenta el resumen de la distancia máxima de los contornos de tiempo mínimo de arribo y de la probabilidad de presencia del hidrocarburo en superficie para la temporada de nortes.

**Tabla 2-21. Resumen de las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina para la temporada de nortes.**

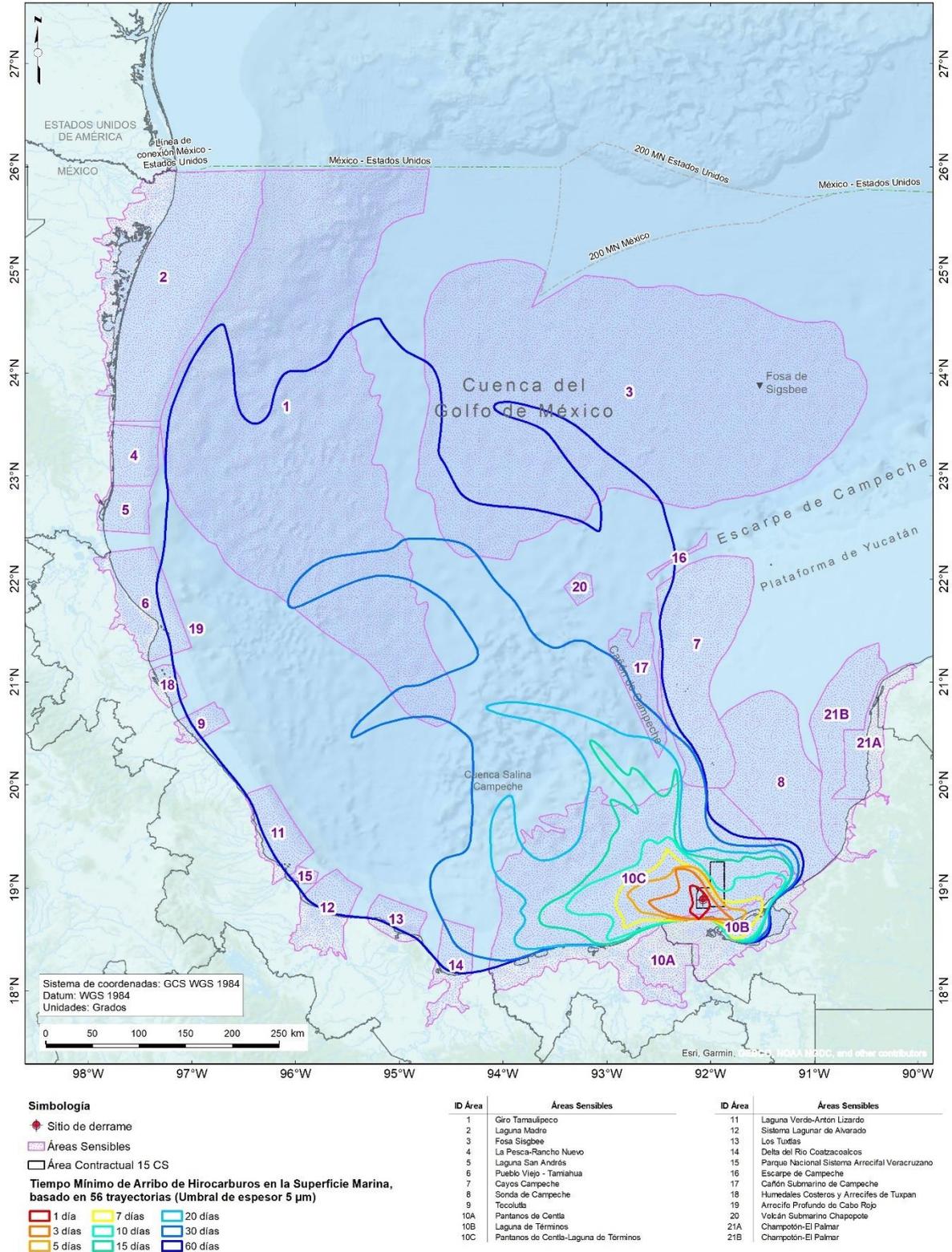
Tiempo mínimo de arribo		Probabilidad de presencia de hidrocarburo	
Contorno (días)	km	Contorno (%)	km
1	21	100	140
3	55	90	155
5	75	80	210
7	90	70	280
10	140	60	350
15	205	50	440
20	300	40	510
30	530	30	590
60	780	20	730
-	-	10	800

*Fuente: TotalEnergies, 2023.*

En la **Figura 2-14** y **Figura 2-15** se presenta el mapa de probabilidades de presencia y tiempo mínimo de arribo de hidrocarburos para la temporada de nortes. Los contornos de probabilidad tuvieron una dirección oeste-noroeste. De acuerdo con la **Tabla 2-21** durante la temporada de Nortes, en conjunto con la dirección del hidrocarburo, se puede observar que este podría recorrer el hidrocarburo podría recorrer una distancia máxima de 780 km del Pozo Exploratorio hacia el noroeste después de 60 días de simulación. En la temporada de Nortes, las condiciones no favorecerían la salida del crudo de aguas nacionales. Sin embargo, el contorno de probabilidad del 100% es más extenso que en la temporada de lluvias y secas, con una posible afectación de la zona costera hacia el sur y el sureste de la ubicación del pozo, en los estados de Campeche y Tabasco. En un día, el hidrocarburo podría recorrer hasta 21 km hacia el sur con una probabilidad de presencia del 100%. Para 15 días de liberación, el hidrocarburo podría alcanzar una distancia máxima de 205 km hacia el noroeste, con una probabilidad de presencia entre 60% y 70%. Para 30 días de liberación, el hidrocarburo podría alcanzar una distancia máxima de 530 km hacia el noroeste con una probabilidad de presencia entre el 20% y 30%.

En la temporada de Nortes, las condiciones no favorecerían la salida del crudo de aguas nacionales. Sin embargo, el contorno de probabilidad del 100% es más extenso que en la temporada de lluvias y secas, con una posible afectación de la zona costera hacia el sur y el sureste de la ubicación del pozo, en los estados de Campeche y Tabasco

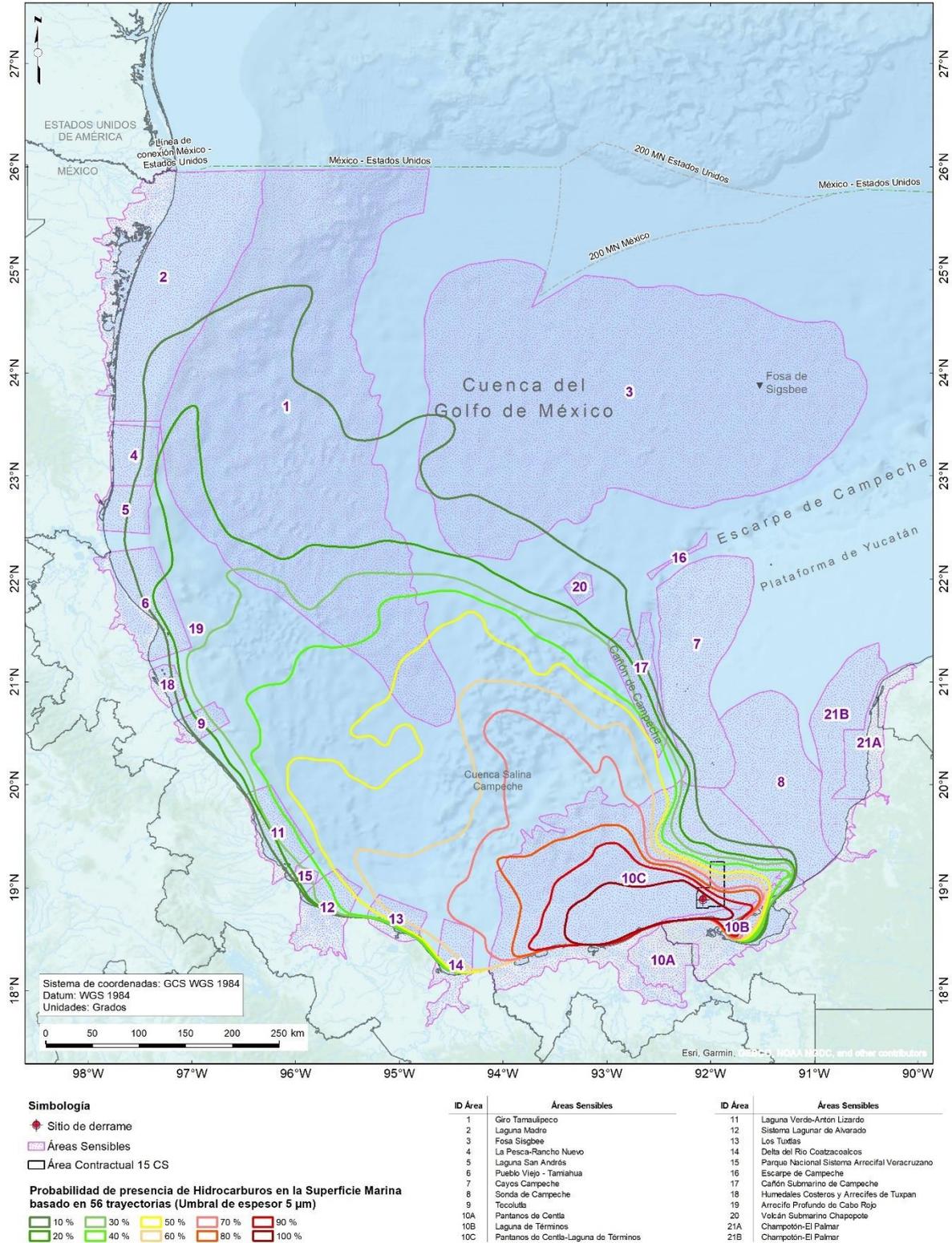
**SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA EN TEMPORADA DE NORTES:  
 TIEMPO MÍNIMO DE ARRIBO DE HIROCARBUROS EN LA SUPERFICIE MARINA**



**Figura 2-14. Simulación estocástica en temporada de Nortes (noviembre a febrero): Tiempo mínimo de arribo.**

Fuente: TotalEnergies, 2023.

**SIMULACIÓN ESTOCÁSTICA EN TEMPORADA DE NORTES:  
 PROBABILIDAD DE PRESENCIA DE HIDROCARBUROS EN LA SUPERFICIE MARINA**



*El presente documento no es representativo de los resultados de la simulación estocástica en el litoral.*

**Figura 2-15. Simulación estocástica en temporada de Nortes (noviembre a febrero):  
 Probabilidad de presencia.**

*Fuente: TotalEnergies, 2023.*

En la **Tabla 2-22** se presentan las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas de áreas sensibles.

### Presencia de hidrocarburo en la superficie marina

Los valores más altos de probabilidad (90% -100%) se encuentran a una distancia aproximada de 140 km a 155 km al oeste del Pozo Exploratorio. La zona 10C, en la cual se impactaría la RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos, tiene un 100% de probabilidad de encontrarse con hidrocarburos en una parte de su superficie un día posterior al derrame. Le sigue la zona 10B la cual cuenta con un AICA, una ANP, un RMP, una RTP, una RHP, un SPM, una Reserva de la Biosfera UNESCO y un sitio Ramsar, con una probabilidad máxima del 90% de presencia de hidrocarburos en una parte de su superficie en un tiempo mínimo de arribo de cinco días. Las zonas 13 y 14 tienen un 80% máximo de probabilidad de encontrar hidrocarburos en una parte de su superficie en un tiempo entre los 20 días y 30 días. Las zonas de menor probabilidad de impacto en la temporada de Nortes son la 2, 3, 4, 5, 16, 18 y la 20 con  $\leq 20\%$  de probabilidad de presencia. Las zonas 21A (con áreas identificadas como AICAs, ANPs, sitios Ramsar, UNESCO-MAB, RHP, RTP y RMP) y 21B (RMP Champotón – El Palmar) tienen probabilidades menores al 10% de presencia de hidrocarburos en su superficie marina.

Los menores tiempos de presencia de hidrocarburos en la superficie marina de las áreas sensibles arribo corresponden a las siguientes zonas: 10C (1 día), 10B (5 días) y 8 (15 días).

### Presencia de hidrocarburo en la costa

La mayor probabilidad de llegada a las costas (100%) corresponde a las zonas 10A, 10B y 10C, donde se espera que en  $\leq 7$  días después del derrame, el hidrocarburo llegue a impactar parte o toda la costa de las diversas AICAs, ANPs, sitios Ramsar, RMPs, RTPs, RHPs y SPMs, presentes en estas zonas. La zona 14 del Delta del Río Coatzacoalcos tiene una probabilidad máxima del 70% de arribo con un tiempo mínimo de llegada de 30 días. La zona 13 la cual cuenta con un AICA, un ANP, un sitio Ramsar, una Reserva de la Biósfera UNESCO-MAB, una RMP, una RTP, una RHP y un SPM tiene un 60% probabilidad de ser impactados en sus costas en un periodo de aproximadamente 20 días.

Los menores tiempos de arribo en la costa de las áreas sensibles corresponden a las siguientes zonas: 10C (1 día) ,10B (3 días) y 10A (7 días).

**Tabla 2-22. Probabilidades de la presencia y tiempos de arribo de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas para la temporada de Nortes en Áreas Sensibles.**

ID	Áreas Sensibles	Temporada de Nortes (noviembre a febrero)			
		Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina		Presencia de Hidrocarburo en la Costa	
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)
1	RMP Giro Tamaulipeco	60	20		
2	AICA Laguna Madre / AICA Desembocadura del Río Soto Marina / ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre / UNESCO-MAB-Laguna Madre y Delta Río Bravo / RMP Laguna Madre / RTP Laguna Madre / RHP Río San Fernando / SPM Laguna Madre	20	60	30	30
3	RMP Fosa Sigsbee / SPM Montes Submarinos de Sigsbee	20	30		
4	ANP Playa de Rancho Nuevo / RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo / RMP La Pesca-Rancho Nuevo / RTP Rancho Nuevo	20	60	30	30
5	RMP Laguna San Andrés / RTP Laguna de San Andrés	20	60	30	30
6	AICA Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz / ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Laguna de Tamiahua / RMP Pueblo Viejo-Tamiahua / RTP Laguna de Tamiahua / SPM Lagunas Pueblo Viejo – Tamiahua	30	60	30	30
7	RMP Cayos Campeche / UNESCO-MAB, Arrecife Alacranes	30	20		
8	RMP Sonda de Campeche / SPM Laguna de Términos	30	15	30	15
9	RMP Tecolutla / RHP Río Tecolutla / SPM Humedales Costeros del Río Tecolutla – Bajos del Negro	40	60	30	60

ID	Áreas Sensibles	Temporada de Nortes (noviembre a febrero)			
		Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina		Presencia de Hidrocarburo en la Costa	
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo Arribo (días)
10A	AICA Pantanos de Centla / ANP Pantanos de Centla / RAMSAR Pantanos de Centla / UNESCO-MAB Pantanos de Centla / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco / SPM Laguna de Términos			100	7
10B	AICA Laguna de Términos / ANP Laguna de Términos / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Laguna de Términos	90	5	100	3
10C	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	100	1	100	1
11	AICA Centro de Veracruz / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR La Mancha y el Llano / RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RHP Río La Antigua / SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	50	60	40	30
12	AICA Humedales de Alvarado / RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado / RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz / RMP Sistema Lagunar de Alvarado / RTP Humedales de Papaloapan / RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan / SPM Sistema Lagunar de Alvarado	60	60	50	30
13	AICA Los Tuxtlas / ANP Los Tuxtlas / RAMSAR Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan / UNESCO - MAB – Los Tuxtlas / RMP Los Tuxtlas / RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión / RHP Los Tuxtlas / SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	80	30	60	20
14	RMP Delta del Río Coatzacoalcos / RHP Los Tuxtlas / SPM Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	80	20	70	30
15	ANP Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / UNESCO-MAB – Sistema Arrecifal Veracruzano / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	40	60		
16	SPM Escarpe de Campeche	10	60		
17	SPM Cañón Submarino de Campeche	50	20		
18	ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan / SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	20	60	30	30
19	SPM Arrecife Profundo de Cabo Rojo	30	60		
20	SPM Volcán Submarino Chapopote	20	20		
21A	AICA Río Celestún / AICA Los Petenes / ANP Río Celestún / ANP Los Petenes / RAMSAR Reserva Estatal El Palmar / RAMSAR y UNESCO-MAB - Río Celestún / RAMSAR Reserva de la Biosfera Los Petenes / RHP Anillo de Cenotes / RTP Petenes-Río Celestún / SPM Los Petenes – Río Celestún – El Palmar / RMP Champotón-El Palmar	<10	>60	<10	>60
21B	RMP Champotón-El Palmar	<10	>60	<10	>60

Nota: Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para un derrame de 3,000,000 bbl utilizando un umbral de espesor de 0.005 mm (5 µm) para presencia de hidrocarburo en la superficie marina y de 0.01 mm (10 µm) para su presencia en costas. Las celdas grises no presentan datos de impacto debido a la condición geográfica de cada zona.

Fuente: TotalEnergies, 2023.

#### 2.2.3.1.4 Análisis de costas

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

Las clasificaciones mencionadas se identificaron dentro de las áreas sensibles de la **Tabla 2-17** y se distribuyeron en los siguientes tipos de costas:

- Desarrollo antropogénico
- Playas de arena de grano fino
- Playas de arena de grano grueso
- Roca

- Manglar

A partir de estas clasificaciones, en la **Tabla 2-23** se presenta el resumen de las extensiones costeras de dichas áreas con su respectiva clasificación en función de la interpretación de cartas geológico-mineras del Servicio Geológico Mexicano y fotointerpretación (SGM, 2002, 2004a, 2004c, 2004b, 2008).

Las probabilidades de presencia de hidrocarburo asociadas a las extensiones de costa presentadas en la **Tabla 2-23** corresponden a los valores mostrados en las **Tabla 2-18**, **Tabla 2-20** y **Tabla 2-22** para secas, lluvias y nortes, respectivamente.

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, costas rocosas y manglar.

De acuerdo con el análisis, áreas sensibles evaluadas presentaron las mayores extensiones para las costas con arena de grano grueso y costas de arena de grano fino, las menores extensiones corresponden a las costas de manglar y desarrollo antropogénico.

**Tabla 2-23. Extensiones de las zonas costeras con probabilidades de presencia de hidrocarburo en sus costas.**

ID	Áreas sensibles	Clasificación de costa				
		Desarrollo antropogénico (km)	Playas de arena de grano fino (km)	Playas de arena de grano grueso (km)	Roca (km)	Manglar (km)
1	RMP Giro Tamaulipeco					
2	AICA Laguna Madre / AICA Desembocadura del Río Soto Marina / ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre / UNESCO-MAB- Laguna Madre y Delta Río Bravo / RMP Laguna Madre / RTP Laguna Madre / RHP Río San Fernando / SPM Laguna Madre			282.51		
3	RMP Fosa Sigsbee / SPM Montes Submarinos de Sigsbee					
4	ANP Playa de Rancho Nuevo / RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo / RMP La Pesca-Rancho Nuevo / RTP Rancho Nuevo			66.49		
5	RMP Laguna San Andrés / RTP Laguna de San Andrés			54.55		
6	AICA Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz / ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Laguna de Tamiahua / RMP Pueblo Viejo-Tamiahua / RTP Laguna de Tamiahua / SPM Lagunas Pueblo Viejo – Tamiahua		87.62	52.90	1.10	
7	RMP Cayos Campeche / UNESCO-MAB, Arrecife Alacranes					
8	RMP Sonda de Campeche / SPM Laguna de Términos			43.48		
9	RMP Tecolutla / RHP Río Tecolutla / SPM Humedales Costeros del Río Tecolutla – Bajos del Negro			29.81		
10A	AICA Pantanos de Centla / ANP Pantanos de Centla / RAMSAR Pantanos de Centla / UNESCO-MAB Pantanos de Centla / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco / SPM Laguna de Términos		2.68			
10B	AICA Laguna de Términos / ANP Laguna de Términos / RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos / RTP Pantanos de Centla / RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla / SPM Laguna de Términos	17.07	69.76	94.55		
10C	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	16.62	185.26			
11	AICA Centro de Veracruz / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR La Mancha y el Llano / RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RHP Río La Antigua / SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano	34.62	72.54	21.65	8.29	
12	AICA Humedales de Alvarado / RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado / RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz / RMP Sistema Lagunar de Alvarado / RTP Humedales de Papaloapan / RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan / SPM Sistema Lagunar de Alvarado		27.33	28.24		
13	AICA Los Tuxtlas / ANP Los Tuxtlas / RAMSAR Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan / UNESCO-MAB – Los Tuxtlas / RMP Los Tuxtlas / RTP Sierra de los Tuxtlas –Laguna del Ostión / RHP Los Tuxtlas / SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas		54.72		18.22	
14	RMP Delta del Río Coatzacoalcos / RHP Los Tuxtlas / SPM Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	4.87	43.26	1.65	0.57	
15	ANP Sistema Arrecifal Veracruzano / RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano / UNESCO-MAB – Sistema Arrecifal Veracruzano / SPM Sistema Arrecifal Veracruzano					
16	SPM Escarpe de Campeche					
17	SPM Cañón Submarino de Campeche					
18	ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan / RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan / SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan			46.18	1.27	
19	SPM Arrecife Profundo de Cabo Rojo					
20	SPM Volcán Submarino Chapopote]					

ID	Áreas sensibles	Clasificación de costa				
		Desarrollo antropogénico (km)	Playas de arena de grano fino (km)	Playas de arena de grano grueso (km)	Roca (km)	Manglar (km)
21A	AICA Río Celestún / AICA Los Petenes / ANP Río Celestún / ANP Los Petenes / RAMSAR Reserva Estatal El Palmar / RAMSAR y UNESCO-MAB - Río Celestún / RAMSAR Reserva de la Biosfera Los Petenes / RHP Anillo de Cenotes / RTP Petenes-Río Celestún / SPM Los Petenes – Río Celestún – El Palmar / RMP Champotón-El Palmar	6.49		99.46		173.55
21B	RMP Champotón-El Palmar	50.61		22.25	38.92	

Nota: Las celdas grises no presentan datos de impacto debido a la condición geográfica de cada zona.

Fuente: TotalEnergies, AECOM, 2023.

## 2.3 Efectos sobre el sistema ambiental

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

### 2.3.1 Efectos por dardo de fuego y explosión

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

Durante la quema de hidrocarburos se libera principalmente dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), 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<sub>x</sub>), dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), 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 2-24**.

**Tabla 2-24. Efectos en el sistema ambiental por los productos de la quema de hidrocarburos.**

Compuesto	Efectos en el sistema ambiental
CO <sub>2</sub>	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.  Los océanos son considerados sumideros importantes de CO <sub>2</sub> . Cuando el CO <sub>2</sub> 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 <sup>+</sup> ) 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).
Gases de efecto invernadero (CO, NO <sub>x</sub> , SO <sub>2</sub> y CH <sub>4</sub> )	El incremento en este tipo de compuestos ha provocado un desequilibrio energético, atrapando el calor y produciendo un incremento en la temperatura promedio de la Tierra (NOAA, 2019). En las zonas con altas concentraciones de NO <sub>x</sub> y SO <sub>2</sub> , 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 (HNO <sub>3</sub> ) y ácido sulfúrico (H <sub>2</sub> SO <sub>4</sub> ) 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.
COV	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)
HAP	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).

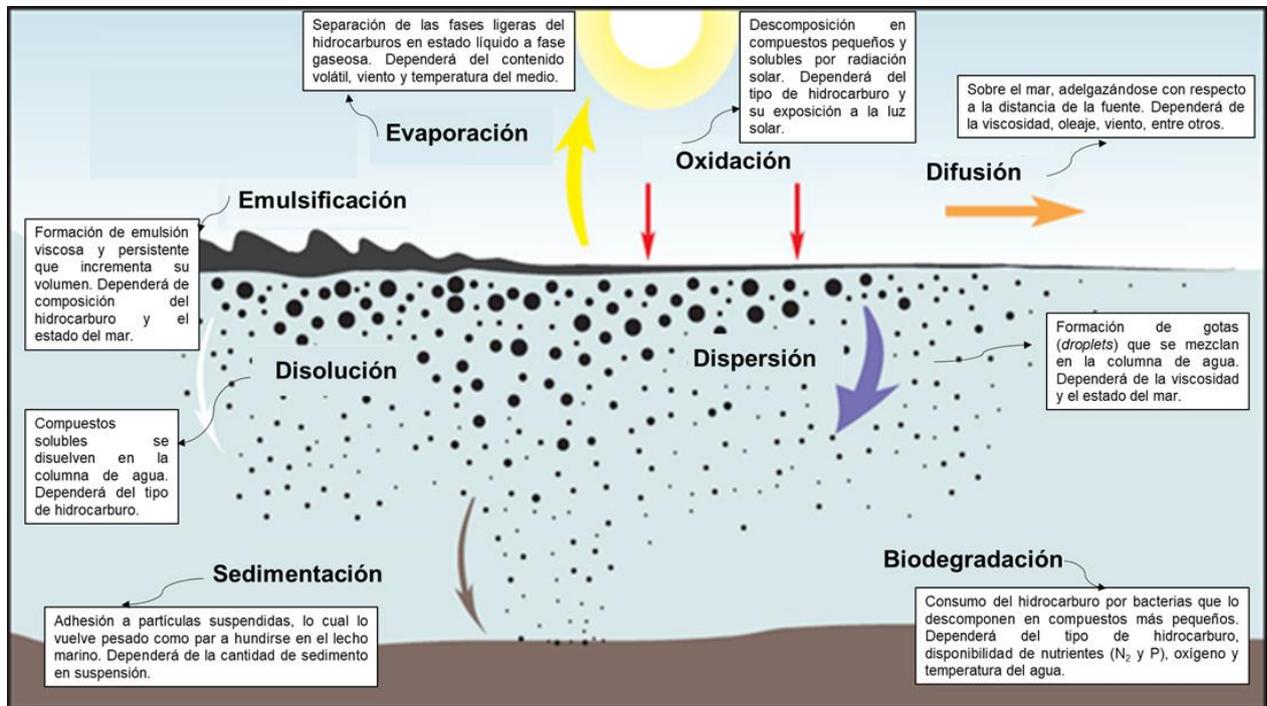
Fuente: ITOPF, 2018.

### 2.3.2 Efectos típicos por liberación 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 2-16**.

**Figura 2-16. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino.**



Fuente: ITOPF, 2018.

### 2.3.2.1 Efectos en pesquerías

Debido a la ubicación del Pozo Exploratorio y su cercanía con las costas de Campeche y de Tabasco, se brinda especial atención a los efectos de los hidrocarburos en pesquerías y granjas acuícolas de la zona.

De acuerdo con el Anuario Estadístico de Acuicultura y Pesca de 2020, en Campeche hay 10,932 pescadores, cuenta con 105 embarcaciones mayores activas y 26 plantas pesqueras, asimismo, cuenta con 3,401 embarcaciones ribereñas y 163 unidades de producción acuícola. Este estado ocupa la séptima posición a nivel nacional en volumen y la octava posición en volumen aportando el 2.93% al producto interno bruto nacional. El jurel, el pulpo, caracol y mojarra son las principales especies en la producción. Por otra parte, Tabasco cuenta con una población de 13,595, 25 embarcaciones mayores activas, cinco plantas pesqueras, 4,342 embarcaciones ribereñas y 694 unidades de producción acuícola. Este estado ocupa la treceava posición en volumen y la doceava en valor aportando el 2.54% de participación porcentual en el producto interno bruto nacional. Los ostiones, la mojarra, bandera y jurel son las especies con la mayor producción en la entidad.

Estas actividades pueden verse amenazadas por un derrame de hidrocarburo, sin embargo, de acuerdo con los resultados de la modelación de balance de masa, las especies más expuestas son las especies marinas que pasan la mayoría de su ciclo de vida en la superficie del agua y en menor medida las terrestres en las costas.

Es importante notar que el 42% de la población de bacterias heterotróficas del agua y 74% de los sedimentos al sureste del Área Contractual, pudo crecer con únicamente petróleo como fuente de energía, esto implica que las bacterias presentes tienen un gran potencial de biodegradación de hidrocarburos de fuentes tanto naturales como antropogénicas (Total E&P México, 2018). La **Tabla 2-25** describe a manera de resumen algunos efectos típicos de los derrames de hidrocarburos en zonas pesqueras.

**Tabla 2-25. Efectos típicos en derrames de hidrocarburos.**

Contaminación física de productos de pesca	Animales que utilizan la filtración para alimentarse (i.e. 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 de hidrocarburo en tejido graso.
Efectos tóxicos en la vida marina	Dependen de las concentraciones de compuestos aromáticos ligeros y de la duración de exposición a los mismos.	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 cambios en el comportamiento, alimentación, reproducción y crecimiento de algunas especies.
		Narcosis o muerte masiva de la vida marina.
Interrupción de actividades comerciales de la población costera.	Efectos económicos.	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).
	Afectación a la salud poblacional.	Pérdidas en las ganancias.
		Compuestos con alto peso molecular potencialmente cancerígenos.
		Escasez temporal de comida.

Fuente: ITOPF, 2004, adaptado por AECOM, 2022.

Si bien existe evidencia que los peces libres pueden descubrir 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, la pasan 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 destruidos ya que no pueden ser vendidos por su posible riesgo a la salud humana.

Considerando los efectos específicos de las principales especies cultivadas en las granjas acuícolas y pesquerías de la región se tienen los siguientes efectos por exposición de hidrocarburos:

#### 2.3.2.1.1 Moluscos

Estos invertebrados al tener cuerpo blando tienen una facilidad particular para absorber hidrocarburos de la columna de agua y así acumularla en sus tejidos. A pesar de ello, son resistentes a los efectos tóxicos de dichos compuestos. 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 (periodo de meses para los de metabolismo rápido) por lo general sobreviven (IOGP, 2015). Es importante mencionar que a pesar de que el efecto ecológico no es significativo para estas especies, podrían tener un efecto importante para las familias pesqueras de la zona ya que se prohibiría la venta de dichos animales contaminados (Imagen 2-1).



**Imagen 2-1. Pulpo del Golfo de México (*Octopus maya*).**

*Fuente: CONABIO, 2016.*

#### 2.3.2.1.2 Crustáceos

Las actividades de las langostas y cangrejos están guiadas por su desarrollado sentido del olfato. La exposición a petróleo y sus derivados afectan estos sentidos y se ha comprobado que afecta la orientación, la búsqueda de alimento, y el comportamiento del apareamiento (IPIECA, 1997). Uno de los efectos más importantes de acuerdo con Wells (1972), es que las emulsiones de crudo en concentraciones de 100 ppm son letales para algunas larvas de langostas, mientras que para concentraciones de 1 ppm se esperan efectos subletales (**Imagen 2-2**).



**Imagen 2-2. Jaiba azul (*Callinectes sapidus*)**

*Fuente: CONABIO, 2017.*

#### 2.3.2.1.3 Peces de escama

El riesgo de exposición en la zona de pesca se incrementa debido a la profundidad y a la tasa de dilución de las concentraciones de hidrocarburos. Pruebas de toxicidad en laboratorio han demostrado que los huevos, larvas y juveniles de los peces, son generalmente mucho más sensibles a los hidrocarburos que los adultos. Los impactos sobre poblaciones locales de peces menos móviles no han sido descritos a profundidad, sin embargo, la recuperación suele ser rápida, a menos que la repoblación sea lenta, la especie tenga una vida larga, o haya una contaminación por hidrocarburos persistente y continua (IOGP, 2015; **Imagen 2-3**).



**Imagen 2-3. Robalo blanco (*Centropomus undecimalis*).**

*Fuente: CONABIO, 2009*

### 2.3.2.2 Efectos en costas: Playas de arena fina a media y Playas de arenas gruesas

Este tipo de ambiente funciona como barrera primaria ante el arribo de un derrame de hidrocarburo a ciertos ambientes costeros como humedales de arbustos y manglares.

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

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

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

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



*Fuente: Earth Google, 2021.*

### 2.3.2.3 Efectos en el medio biótico

Los hidrocarburos tienen el potencial de causar efectos perjudiciales en la fauna marina y costera, incluyendo plancton, aves, mamíferos marinos y reptiles. La forma y ubicación en la que vive un organismo es la manera o mecanismo en el que pudiera estar expuesto a los hidrocarburos. Los organismos con mayor presencia en la superficie del mar o aquellos que habitan las costas tendrían los mayores impactos (IOGP, 2015). Además de la asfixia física, los animales que respiran oxígeno de la atmósfera podrían inhalar compuestos volátiles, absorber hidrocarburos a través de su piel y otras superficies o también a través de mucosas expuestas. En la columna de agua los hidrocarburos disueltos podrían absorberse por tejidos o branquias, y las gotas dispersadas podrían capturar y tragarse a través de la alimentación por filtración. Por otra parte, los organismos que se encuentren por debajo de los 10 m a 20 m de profundidad tienen poca o ninguna vulnerabilidad a los hidrocarburos a partir de derrames superficiales (IPIECA, 1997).

En el Capítulo 4 de la MIA, se caracterizan a detalle los elementos bióticos, abióticos y socioeconómicos dentro del Área Contractual y la vulnerabilidad de los receptores marinos y costeros ante la liberación no controlada de hidrocarburos se resume a continuación.

#### 2.3.2.3.1 Plancton

Los organismos planctónicos son relativamente sensibles a los efectos tóxicos de la exposición a los hidrocarburos, en particular a las fracciones solubles en agua y a las pequeñas gotas de hidrocarburo. Una vez que las concentraciones del hidrocarburo regresan a su estado base, la densidad y composición de las comunidades de plancton recuperan sus niveles normales en un periodo de semanas o meses (ITOPF, 2018). Esto es posible explicarlo debido a los tiempos cortos de generación, la producción de grandes cantidades de huevos y juveniles, la distribución en grandes áreas y el intercambio rápido del agua (IOGP, 2015). De acuerdo con Ozhan, Parsons y Bargu (2014), estudios en campo y laboratorio han demostrado que algunas especies de plancton expuestas a concentraciones de crudo menor a 1 ppm pueden estimular su crecimiento, mientras que para concentraciones entre 1 ppm y 100 ppm puede causar una leve o severa inhibición del crecimiento, y en concentraciones mayores a 100 ppm existe una inhibición total.

#### 2.3.2.3.2 Mamíferos marinos

La exposición al hidrocarburo en la superficie marina es el riesgo principal al que se exponen los mamíferos marinos. Por una parte, zonas sensibles de la piel como las membranas mucosas pueden afectar los ojos, el espiráculo y la nariz de los animales. Las ballenas podrían asfixiarse por presencia de hidrocarburos en las barbas de filtración por donde se alimentan. También se ha considerado la ingestión de presas contaminadas, aunque esto es poco probable que existan cantidades suficientes para considerarse tóxicas para un cetáceo y además la mayoría lo metaboliza rápidamente. Los manatíes en cambio, debido a su movimiento lento y a su presencia en aguas poco profundas son los mamíferos más expuestos y podrían tener cierta sensibilidad.

#### 2.3.2.3.3 Reptiles marinos

Las tortugas son animales marinos particularmente expuestos a los efectos de un derrame de hidrocarburos en el mar ya que están expuestos tanto en la superficie del mar cuando necesitan salir a respirar como por contacto directo al llegar a las costas (*i.e.* en el periodo de anidación). Los adultos y jóvenes podrían impregnarse de hidrocarburos e incluso podrían asfixiarse. A pesar de ser una actividad fuertemente estacional, el mayor riesgo se presenta durante la eclosión y el movimiento de las crías a través de la orilla siendo más sensibles a la toxicidad de los hidrocarburos que los adultos.

#### 2.3.2.3.4 Aves marinas

Es importante mencionar que la vulnerabilidad y sensibilidad de las poblaciones de aves a los derrames de hidrocarburos es muy variable entre las especies y sus etapas de vida. En gran medida, su vulnerabilidad se basa en la cantidad de tiempo que pasan en la superficie del agua (IOGP, 2015), no obstante, las aves marinas pueden ser afectadas generalmente de tres formas distintas:

2. Contaminación física de sus plumas
3. Ingestión de hidrocarburo
4. Transferencia del hidrocarburo a sus huevos y las crías

La presencia de hidrocarburos en las plumas puede provocar hipotermia, así como una reducción de la movilidad para alimentarse y trasladarse. También es probable la ingesta de crudo al momento de acicalarse o al ingerir alimentos contaminados. Aunque existen especies con sistemas digestivos más robustos (*i.e.* las gaviotas) existen especies que pueden ser sensibles a pequeñas cantidades de hidrocarburo. Estos impactos pueden ser desde daño a los órganos hasta ocasionar anemia (IPIECA, 1997). Además, se tiene registro que la acumulación de HAP en tejidos puede hacerlas más vulnerables a enfermedades. Por otra parte, los peligros de exposición a huevos o crías pueden reducir significativamente la supervivencia de la población. Se ha demostrado en experimentos de laboratorio que la presencia de hidrocarburos en los huevos puede reducir la supervivencia del embrión y el éxito de la eclosión.

#### 2.3.2.3.5 Flora

La biota en el fondo marino de aguas poco profundas podría ser vulnerable a las concentraciones de hidrocarburos, sin embargo, debido a que la duración de la exposición es usualmente corta, su impacto no es grande. Las macroalgas (*i.e.* algas marinas) y otras especies que dominan los sustratos duros cuentan con un recubrimiento mucilaginoso que les permite resistir la absorción de los hidrocarburos (IOGP, 2015).

#### 2.3.2.3.6 Arrecifes coralinos y pastos marinos

Al sureste del Golfo de México los arrecifes coralinos se encuentran localizados en cuatro áreas sensibles: el Sistema Arrecifal Lobos Tuxpan, el Sistema Arrecifal Veracruzano, los Arrecifes de los Tuxtles y el Sistema Arrecifal Banco de Campeche. Estas regiones son de gran importancia para la dinámica de los ecosistemas, así como los pastos marinos, que se pueden encontrar principalmente en parches arenosos en los arrecifes del fondo marino y en los ambientes planos de los arrecifes; el sistema raíces de los pastos, estabiliza los sedimentos y su alta productividad primaria es compatible con redes alimentarias basadas en *detritus* importantes para los organismos omnívoros de los arrecifes; por ello, es importante considerar que el crudo flotando en la superficie del agua producto de un derrame puede ser depositado directamente en los corales dependiendo del ciclo de marea y la agitación del mar. El hidrocarburo menos pesado puede mezclarse en la columna de agua donde puede ser arrastrado hacia los corales. Si el hidrocarburo pesado se deposita debajo de la superficie del mar, podría cubrir corales más profundos. Una vez que el hidrocarburo entra en contacto con los corales, este puede tener efectos letales o alterar su reproducción, crecimiento, comportamiento y desarrollo (NOAA, 2019).

## 2.4 Interacciones de riesgo con otras instalaciones

En la **Sección 1.2.3**, se describieron las instalaciones ubicadas dentro del Área Contractual, enlistadas en el inventario de activos del contrato CNH-R02-L01-A15.CS/2017. Debido a la presencia de estas instalaciones, se realizó un análisis de las posibles interacciones de riesgo asociadas a las actividades del Proyecto con dicha infraestructura.

Para ello, se llevó a cabo una investigación histórica sobre los principales impactos externos que podrían afectar la integridad de los ductos submarinos, su frecuencia de ocurrencia y se determinó si estos tienen relación con las actividades del Proyecto.

Con base en datos históricos y reportes técnicos que detallan incidentes de ductos costa afuera, tales como: *Pipeline and Riser Loss of Containment* (PARLOC; 2001) y la base de datos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos publicada por *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (De Stefani y Carr, 2010) concluyeron que la frecuencia de falla en ductos submarinos es del orden de  $1 \times 10^{-5}$  y  $1 \times 10^{-6}$ , lo cual se considera como remoto.

Según la base de datos PARLOC (2001), las principales causas de impactos en ductos submarinos son causados por redes de arrastre y anclas. Otras causas menos comunes corresponden a hundimiento de embarcaciones y caída de objetos. La **Tabla 2-26** muestra la frecuencia de fallo de los ductos submarinos según la base de datos de PARLOC.

**Tabla 2-26. Frecuencias de fallo en ductos submarinos debido a impactos externos.**

Causa	Frecuencia de falla promedio
Anclas	$1.75 \times 10^{-4}$

Causa	Frecuencia de falla promedio
Arrastre	$1.5 \times 10^{-4}$
Hundimiento de barcos	$1.67 \times 10^{-7}$
Todas las causas	$1.53 \times 10^{-5}$

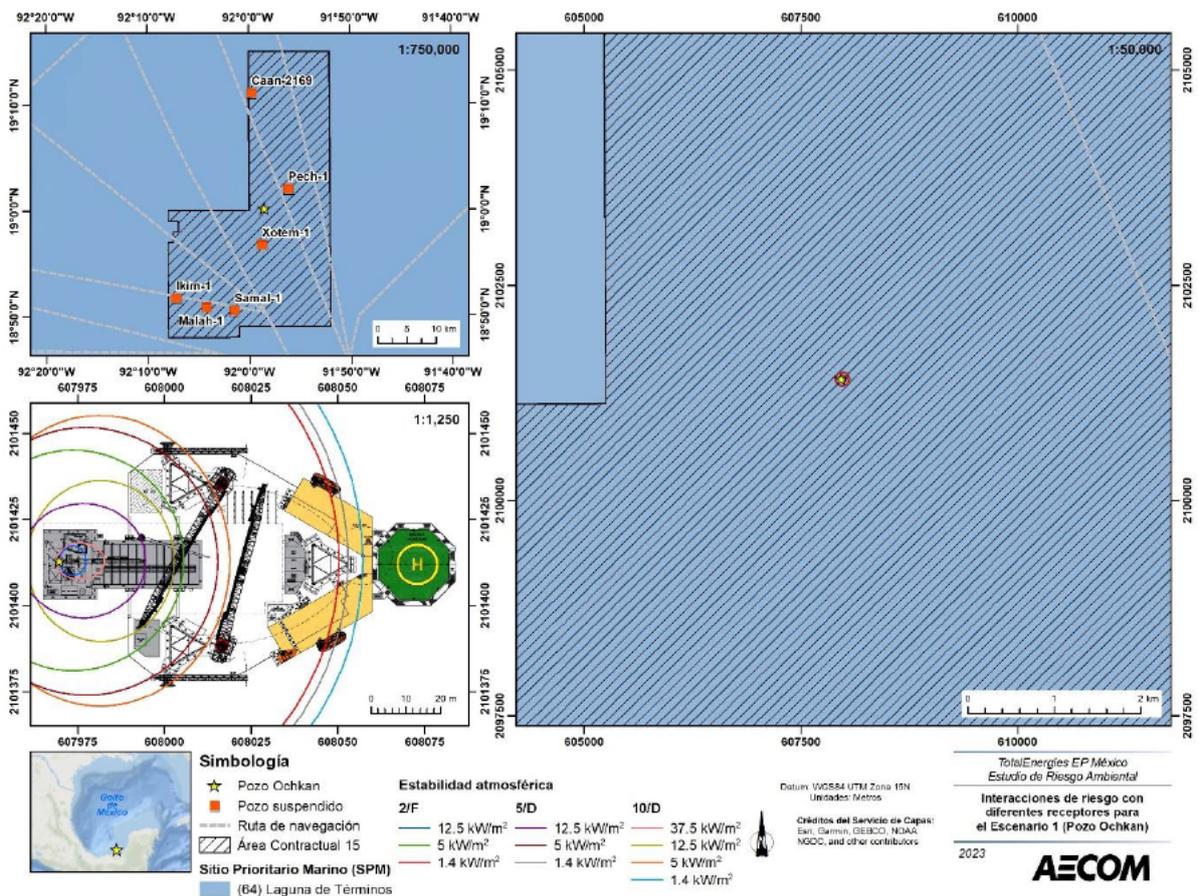
Nota: Los datos no incluyen risers ni ductos en zonas de seguridad.

Fuente: PARLOC, 2001; como se cita en De Stefani, V. y Carr, P., 2010.

Con base en la revisión de la información presentada, la frecuencia de ocurrencia de falla promedio en los ductos submarinos fue muy baja ( $1 \times 10^{-6}$ ), por lo tanto, el nivel de riesgo que pudiera tener cualquier actividad relacionada con el Proyecto es muy bajo.

Adicionalmente, se elaboraron mapas con la ubicación de los radios de afectación por los escenarios de incendio, explosión y dispersión tóxica con respecto a la ubicación de la infraestructura preexistente identificada, las áreas sensibles adyacentes al Proyecto y las rutas de navegación más cercanas a las coordenadas del Pozo.

En la **Figura 2-17** se muestran los radios de incendio por un descontrol de pozo. La radiación resultante de la explosión no tiene interacciones con ninguna ruta de navegación o infraestructura preexistente dentro del área. En la **Tabla 2-27** se describen las interacciones a los receptores.



**Figura 2-17. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E1 para el Pozo Ochkan.**

Fuente: AECOM, 2022.

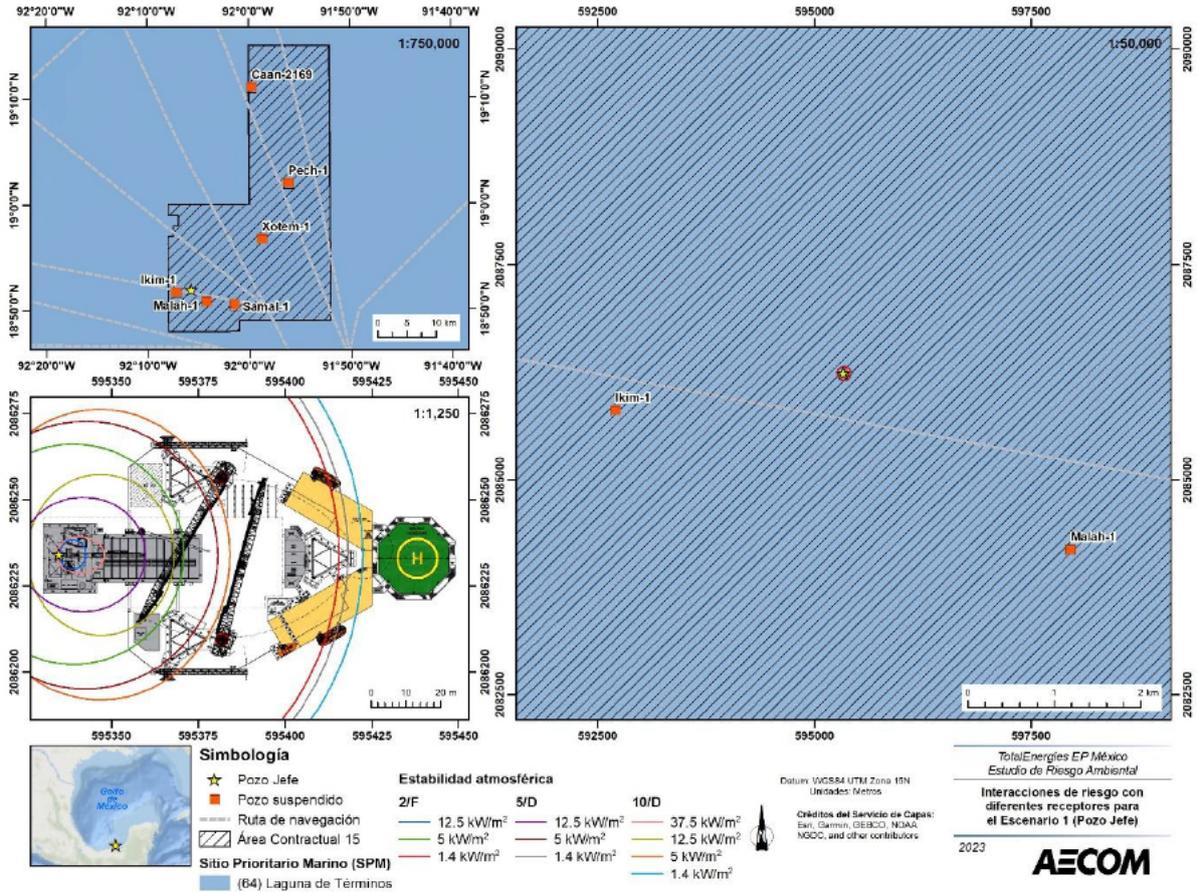


Figura 2-18. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E1 sobre el Pozo Jefe.

Fuente: AECOM, 2022.

Tabla 2-27. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E1.

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 de los pozos evaluados por un descontrol de pozo.		
	Alto riesgo Amortiguamiento			
Medio ambiente	Alto riesgo a equipos	Los pozos Ochkan y Jefe se encuentran dentro de la SPM Laguna de Términos, por lo cual podría ser afectada por incendio en caso de un reventón de pozo. Los efectos al medio ambiente estarían dominados por quema de hidrocarburos como se explica en la Sección 2.3.1.	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la Matriz de Riesgos y en los Bowtie presentados en el Capítulo 3.	Sin recomendaciones adicionales
	Alto riesgo Amortiguamiento			
Personal	Alto riesgo a equipos	El personal dentro de esta zona podría morir debido a la radiación emitida.		
	Alto riesgo Amortiguamiento	No se esperan daños al personal dentro de esta zona		
Activos	Alto riesgo a equipos	2F: fue menor a un metro y únicamente afectaría el		

Escenario:	E1	Tipo de evento:	Radiación Térmica / Incendio	
		<p>tubo de producción y su tensionador</p> <p>5D: fue menor a un metro y únicamente afectaría el tubo de producción de perforación y su tensionador</p> <p>10D: se extendió a 13 m sobre la torre de perforación, el niple campana, el tubo de producción y su sistema tensionador, que son los equipos más cercanos a la zona de liberación.</p>		
	Alto riesgo	<p>2F: se extendió por casi toda la superficie del cantiléver sin alcanzar las piemas de babor y estr bor del Jack-up</p> <p>5D: se extendió sobre la superficie del cantiléver, las piemas de babor y estribor del Jack-up por encima del piso de perforación y los equipos ubicados en popa</p> <p>10D: se extendió sobre la superficie del cantiléver alcanzando las piemas de babor y estribor del Jack-up por encima del piso de perforación y los equipos ubicados en popa</p>		
	Amortiguamiento	No se esperan daños a los activos, bajo este umbral de radiación.		

Fuente: AECOM, 2022.

En cuanto a la evaluación de la posible interacción con los resultados de explosión, en la **Figura 2-19** y **Figura 2-20** se muestran las interacciones de riesgo por los radios de explosión por un descontrol de pozo en el Pozo Ochkan y Jefe, respectivamente. Al igual que para el escenario E1, los radios de afectación no tienen interacción con las rutas de navegación o infraestructura preexistente. En la **Tabla 2-28** se describen las interacciones a los receptores.

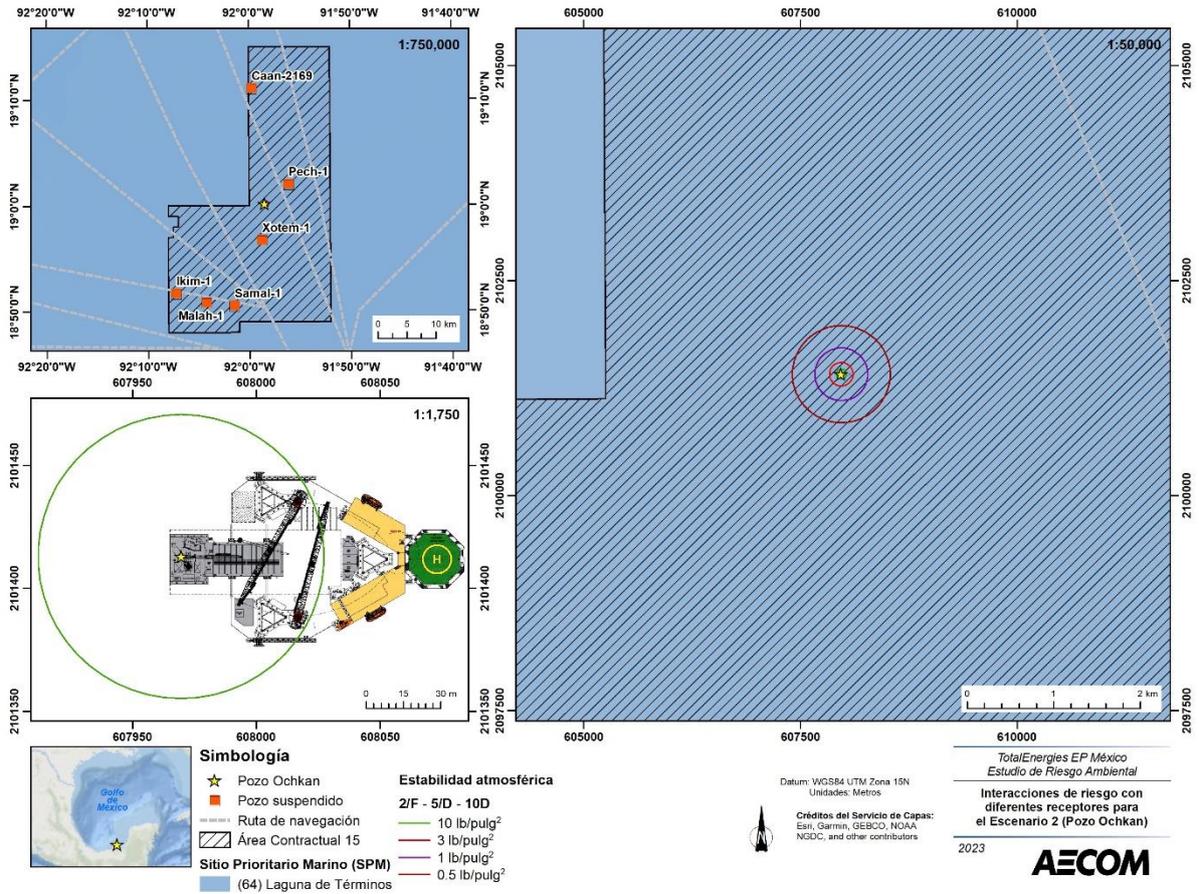


Figura 2-19. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E2 para los pozos Ochkan y Jefe.

Fuente: AECOM, 2022.

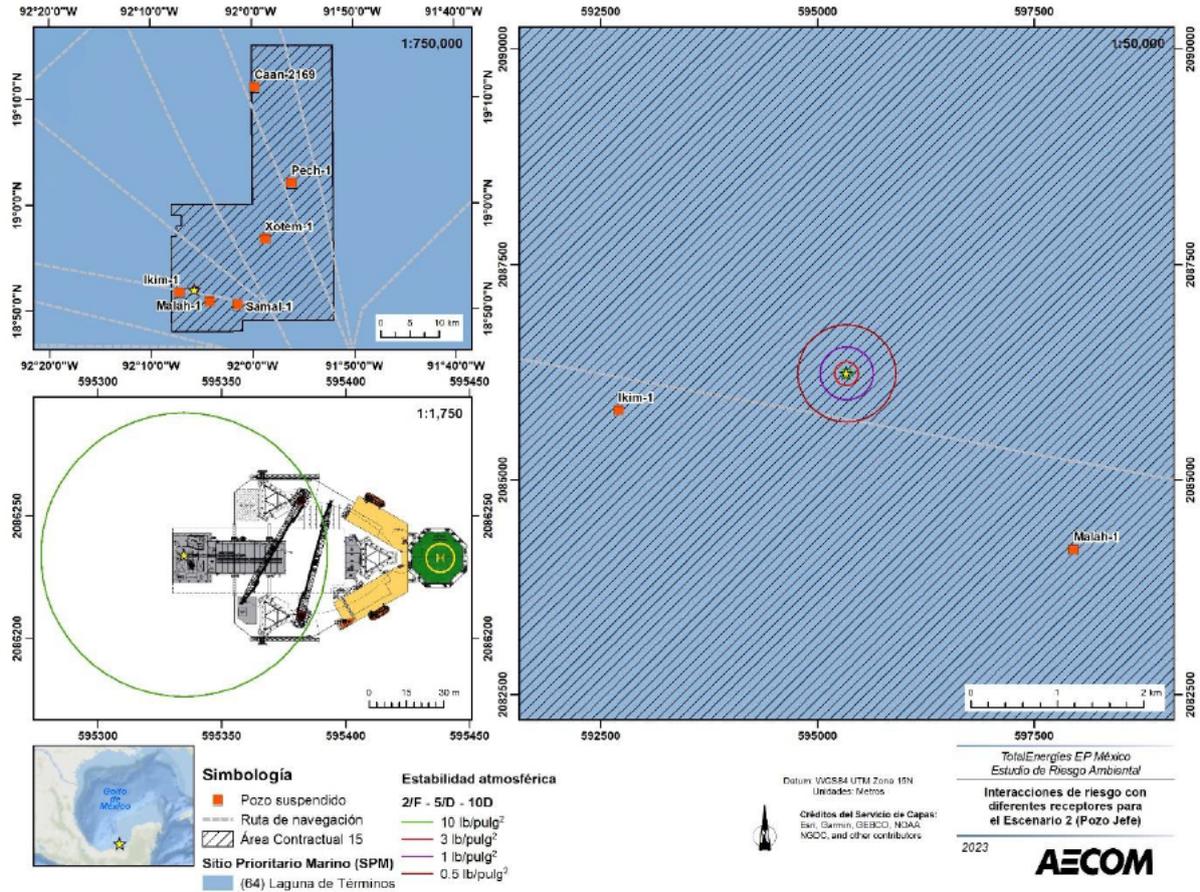


Figura 2-20. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E2 en el Pozo Jefe.

Fuente: AECOM, 2022.

Tabla 2-28. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E2.

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 incendio de los pozos evaluados por un descontrol de pozo.		
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento			
Medio ambiente	Alto riesgo a equipos	Los pozos Ochkan y Jefe se encuentran dentro de la SPM Laguna de Términos, por lo que podría ser afectada por la explosión en caso de un reventón de pozo. Los efectos al medio ambiente estarían dominados por quema de hidrocarburos como se explica en la Sección 2.3.1.	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la Matriz de Riesgos y en los Bowtie presentados en el Capítulo 3.	Sin recomendaciones adicionales.
	Alto riesgo			
	Amortiguamiento			
Personal	Alto riesgo a equipos	El personal dentro de esta zona podría morir debido a la sobrepresión emitida.		
	Alto riesgo	No se esperan daños al personal dentro de esta zona		
	Amortiguamiento			

Escenario:	E1	Tipo de evento:	Sobrepresión / Explosión	
Activos	Alto riesgo a equipos	El límite superior de alto riesgo a equipos (10 lb/pulg <sup>2</sup> ) se extendió 58 m sobre la popa del Jack-up, donde se ubica el cantiléver, que contiene los equipos de perforación, tales como el tubo conductor y su sistema tensionador, la torre de perforación, top drive, sarta de perforación, niple campana, sin alcanzar el helipuerto. El límite superior de alto riesgo a equipos (3 lb/pulg <sup>2</sup> ) se extendió por todo el piso de perforación incluyendo el helipuerto. En ambos casos, se afectan las grúas y piernas del Jack-up de babor y estribor por encima del piso de perforación. La zona de talleres, cuarto de máquinas, cuarto de bombas de lodo y almacén, también podrían ser afectadas por la explosión.		
	Alto riesgo	Esta zona, sobrepasa los límites del Jack-up, pudiendo interactuar con otras embarcaciones de operadores o subcontratistas del Proyecto, sin embargo, no afectarían las principales rutas de navegación.		
	Amortiguamiento	Esta zona, sobrepasa los límites del Jack-up, pudiendo interactuar con otras embarcaciones de operadores o subcontratistas del Proyecto. En el caso del Pozo Jefe, la zona de amortiguamiento alcanza una ruta interna de navegación que va del Puerto de Isla del Carmen a la zona de pozos del norte de Campeche y Tabasco, no obstante, no se esperan daños a los equipos y al personal bajo este umbral.		

Fuente: AECOM, 2022.

Finalmente, en la **Figura 2-21** y **Figura 2-22** se presenta el mapa de interacciones del E3 para los pozos Ochkan y Jefe, respectivamente. Al igual que para el escenario E1 y E2, los radios de afectación no tienen interacción con las rutas de navegación cercanas. En la **Tabla 2-29** se describen las interacciones a los receptores.

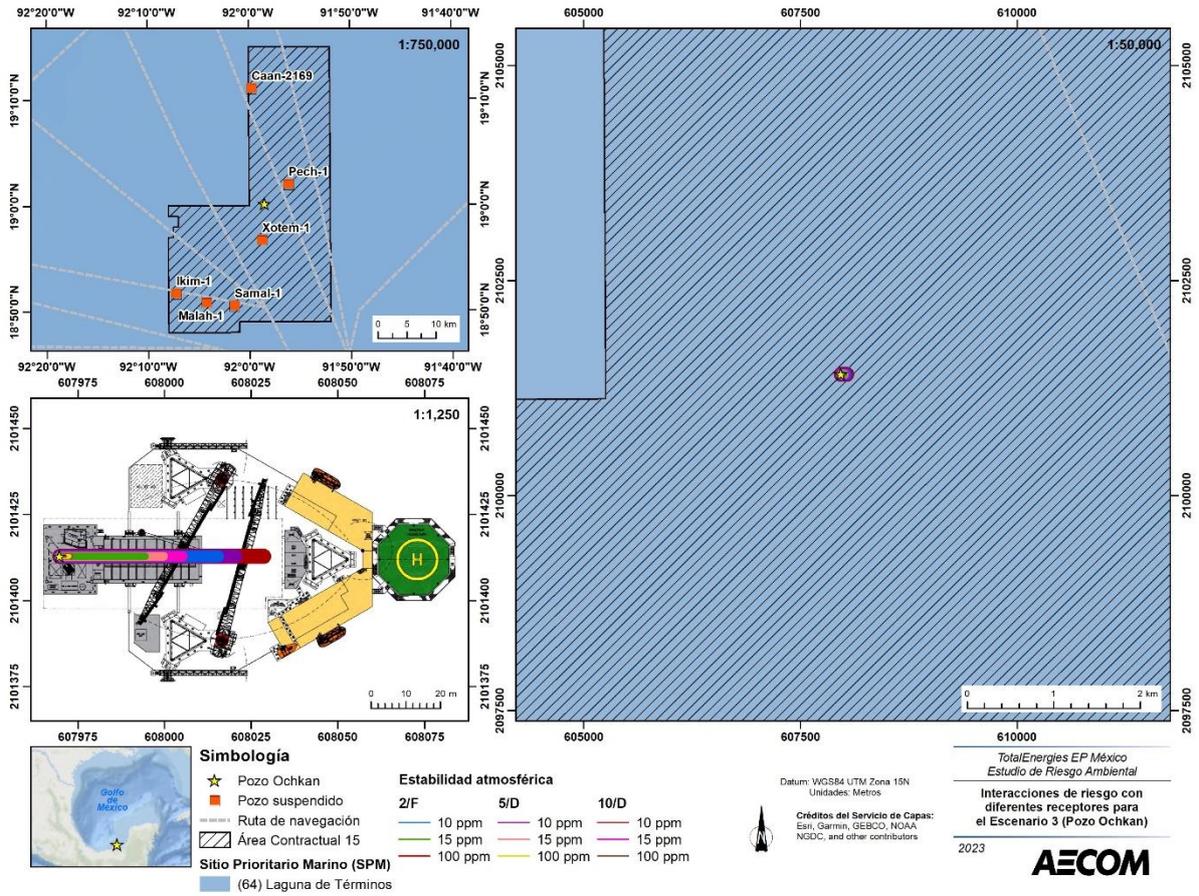


Figura 2-21. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E3 para el Pozo Ochkan.

Fuente: AECOM, 2022.

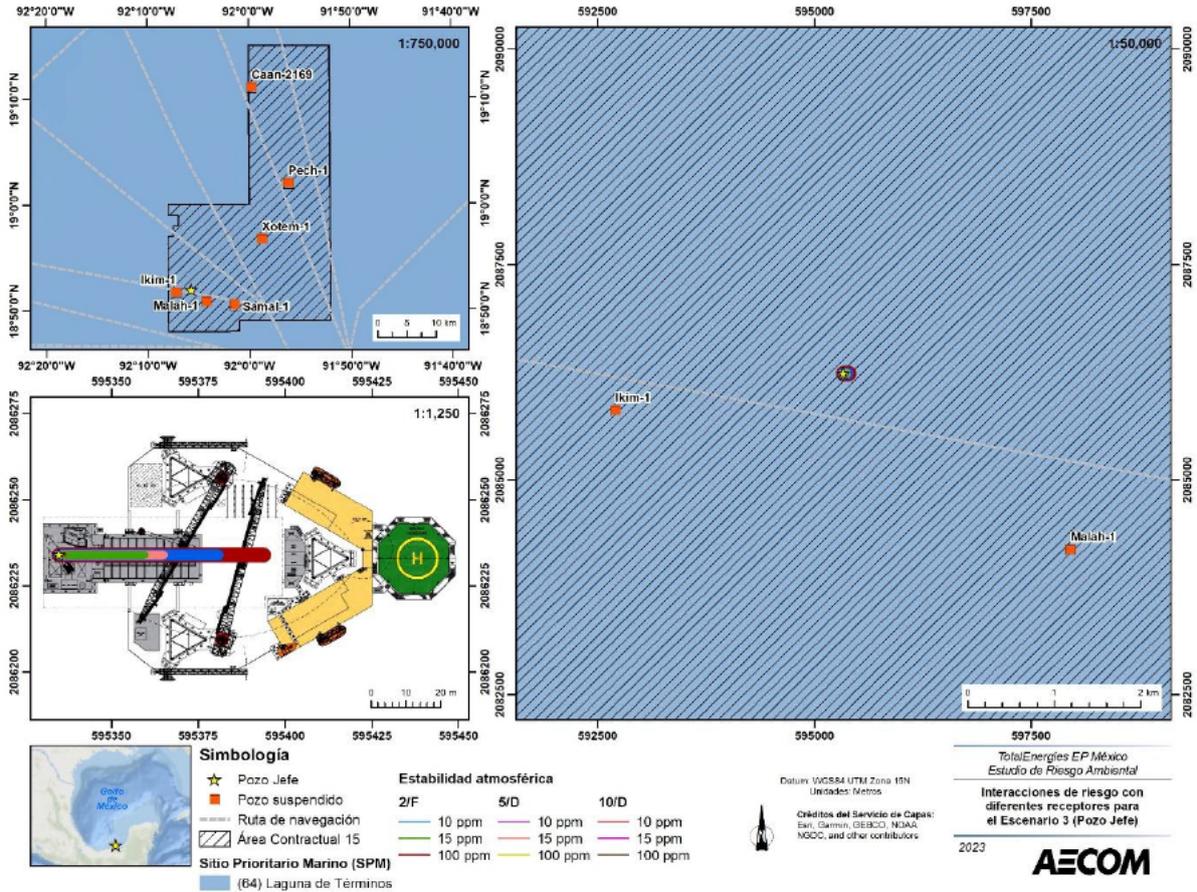


Figura 2-22. Interacciones de riesgo de los radios de afectación por E3 para el Pozo Jefe.

Fuente: AECOM, 2022.

Tabla 2-29. Descripción de los posibles receptores de riesgo para E3.

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	No existe población cercana que pudiera ser afectada por los radios de dispersión tóxica.		
	Amortiguamiento			
Medio ambiente	Alto riesgo	Los pozos Ochkan y Jefe se encuentran dentro de la SPM Laguna de Términos, por lo que podría ser afectada por la explosión en caso de un reventón de pozo. Los efectos al medio ambiente estarían dominados por quema de hidrocarburos como se explica en la Sección 2.3.1	Ver Barreras de prevención y Mitigación de la MER para R2, R3 y R4	Sin recomendaciones adicionales.
	Amortiguamiento			
Personal	Alto riesgo	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.		
	Amortiguamiento	Bajo una atmósfera de 15 ppm (STEL), es posible que los trabajadores estén expuestos continuamente		

Escenario:	E1	Tipo de evento:	Sobrepresión / Explosión	
		<p>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 puede presentar irritación ocular.</p> <p>En una atmósfera de 10 ppm (TWA) no se esperan daños significativos a la salud del personal mientras no se exceda una exposición de ocho horas diarias (40 h a la semana).</p>		
Activos	Alto riesgo	NA	-	-
	Amortiguamiento	NA		

Fuente: AECOM, 2022.

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

En esta sección se describen las medidas de seguridad, barreras preventivas y de mitigación propuestas por TotalEnergies e identificadas en la Matriz de Evaluación de Riesgos junto con el Procedimiento de Gestión de Riesgos Tecnológicos del Programa de Salud, Seguridad y Medio Ambiente de TotalEnergies (Norma de la empresa: CR-EP-HSE-041) para la prevención de los sucesos de riesgo evaluados durante el HAZID y la atenuación de sus consecuencias. 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

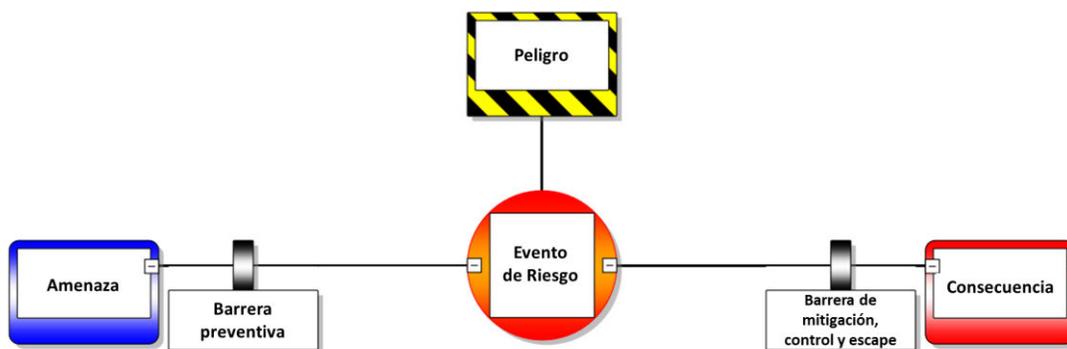
El análisis de medidas preventivas (barreras) en la administración de riesgos en materia ambiental utiliza una combinación de equipos, procesos y procedimientos llevados a cabo por personal competente, para evitar que un peligro se convierta en un evento indeseable. Si el evento indeseable llegase a suceder, la administración de riesgos debe implementar barreras para mitigar y minimizar los impactos negativos asociados con dicho evento, con el propósito de gestionar las consecuencias potenciales.

##### 3.1.1 Diagramas Bowtie

La identificación de las barreras críticas de seguridad (SCB, por sus siglas en inglés) se realizó a partir de la metodología de diagrama de Corbatín o Bowtie, la cual corresponde a una evaluación que puede ser utilizada para analizar y comunicar la severidad de los escenarios de riesgo, así como las estrategias a seguir por la organización para evitar la materialización de dichos escenarios.

Los Bowtie 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.

El desarrollo de un Bowtie inicia con la identificación de los peligros que podrían generar un escenario de riesgo, las amenazas (la fuente o causa de la materialización del riesgo), y las consecuencias (pérdidas o daños al ambiente, personal, comunidad y activos), además de las barreras de prevención y mitigación aplicables (**Figura 3-1**). A partir de 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.



**Figura 3-1. Ejemplo de diagrama Bowtie.**

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

En un Bowtie, se implementan dos tipos de barreras:

5. Preventivas: Se sitúan entre la amenaza y el evento de riesgo (lado izquierdo del diagrama). Funcionan para evitar o reducir la probabilidad de ocurrencia de un evento de riesgo
6. Mitigación, control y escape: Se sitúan entre el evento de riesgo y la consecuencia (lado derecho del diagrama). Sirven para reducir la severidad del suceso de un evento de riesgo para que de esta forma no escale a un accidente mayor

Al mismo tiempo, las SCB pueden ser una combinación de las siguientes:

- Planta (técnica): Pueden ser activas o pasivas, tales como una acción automática o la detección de una condición anormal
- Procesos (organizacional): Corresponde a un proceso que asegura que una operación o trabajo se conduce de acuerdo con las regulaciones vigentes
- Personas (humanos): Existe la intervención de un operador

Este capítulo se enfocará específicamente a las barreras preventivas, de mitigación, de control y de escape que corresponden a los riesgos evaluados en el presente ERA. Cabe señalar que solamente se presentan los diagramas Bowtie de aquellos riesgos que al ser evaluados obtuvieron un Nivel de Riesgo 1 y Nivel de Riesgo 2, debido a que requieren de mayor atención por la severidad de su impacto.

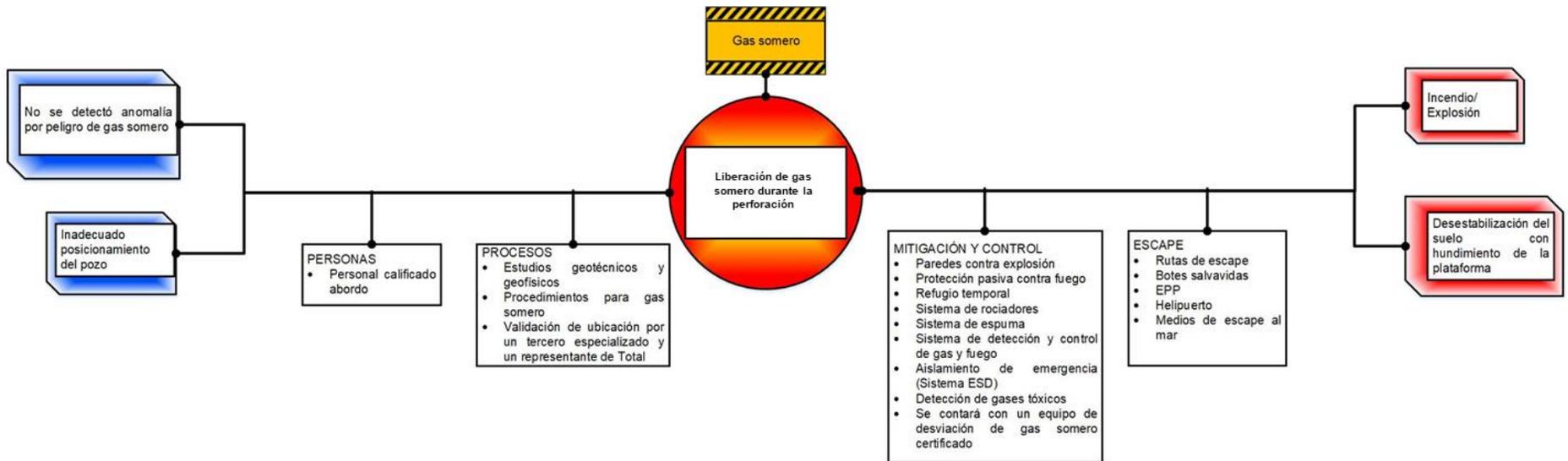
A continuación, se presentan los diagramas Bowtie para los eventos de riesgo que fueron calificados con Nivel de Riesgo 1 y Nivel de Riesgo 2 (**Capítulo 1, Sección 1.5**). Los eventos de riesgo, amenazas, barreras preventivas (planta, personal y procesos), consecuencias y algunas medidas de prevención y mitigación (mitigación y control; y escape) utilizadas en los Bowtie (**Figura 3-2 a Figura 3-4**), fueron obtenidas de la Matriz de Evaluación de Riesgo (**Anexo 5.6.3**), sin embargo, algunas medidas de mitigación, control y escape, no se encuentran en la Matriz de Riesgo debido a que algunas fueron obtenidas del documento CR-EP- HSE-041, en los cuales se describen todas las medidas estándar con que TotalEnergies contará (**Anexo 5.10**).

La **Tabla 3-1** muestra los eventos de riesgo con el identificador de cada uno de ellos en la matriz HAZID de Total (ID HAZID) y el identificador correspondiente a este ERA (ID ERA) para proporcionar mayor claridad en la trazabilidad de los escenarios.

**Tabla 3-1. Bowties relacionados a los eventos de riesgo evaluados (Primera prioridad y Tolerable a través de ALARP).**

ID HAZID	ID ERA	Evento de riesgo	Bowtie
R2	210	Liberación de gas somero durante perforación de 36" e instalación de TC.	1 (Figura 3-2)
R3	305	Liberación de gas somero durante la perforación de 26" y cementación de TR de 20"	1 (Figura 3-2)
R4	603	Pérdida de control de pozo por brote no controlado durante la perforación	2 (Figura 3-3)
R5	703	Pérdida de control de pozo durante bajada de TR.	3 (Figura 3-4)

Fuente: TotalEnergies, 2019; AECOM, 2022.



**Figura 3-2. Bowtie 1: Liberación de gas somero durante perforación.**

*Fuente: TotalEnergies, 2019; AECOM, 2022.*

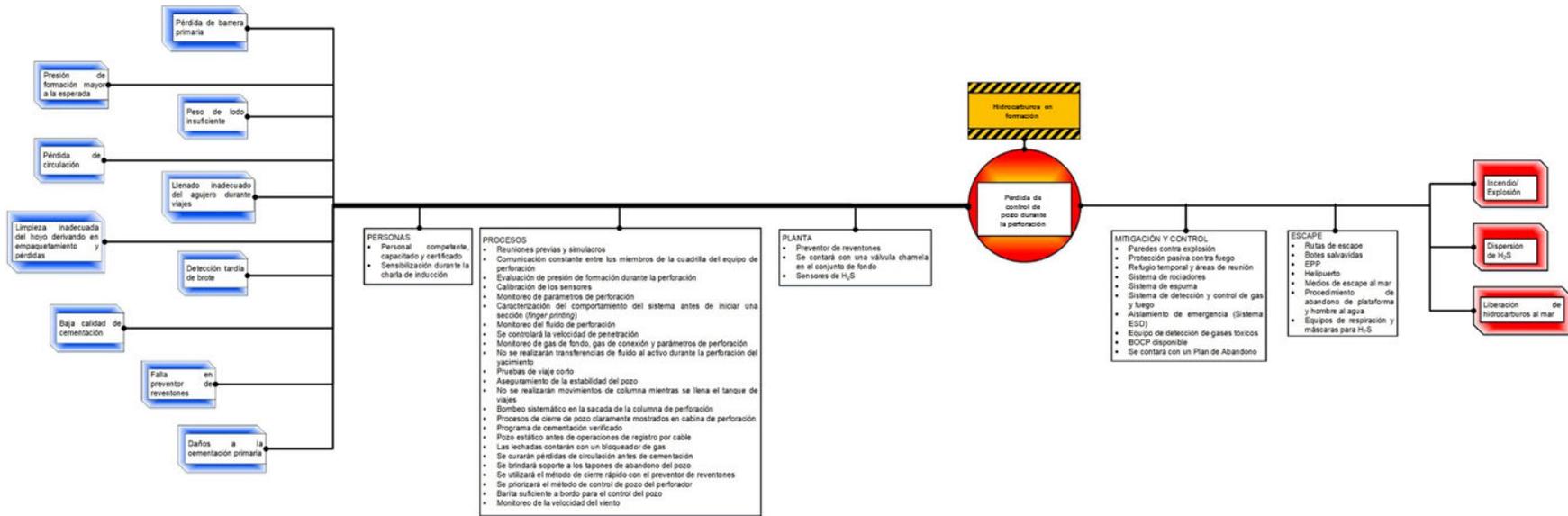
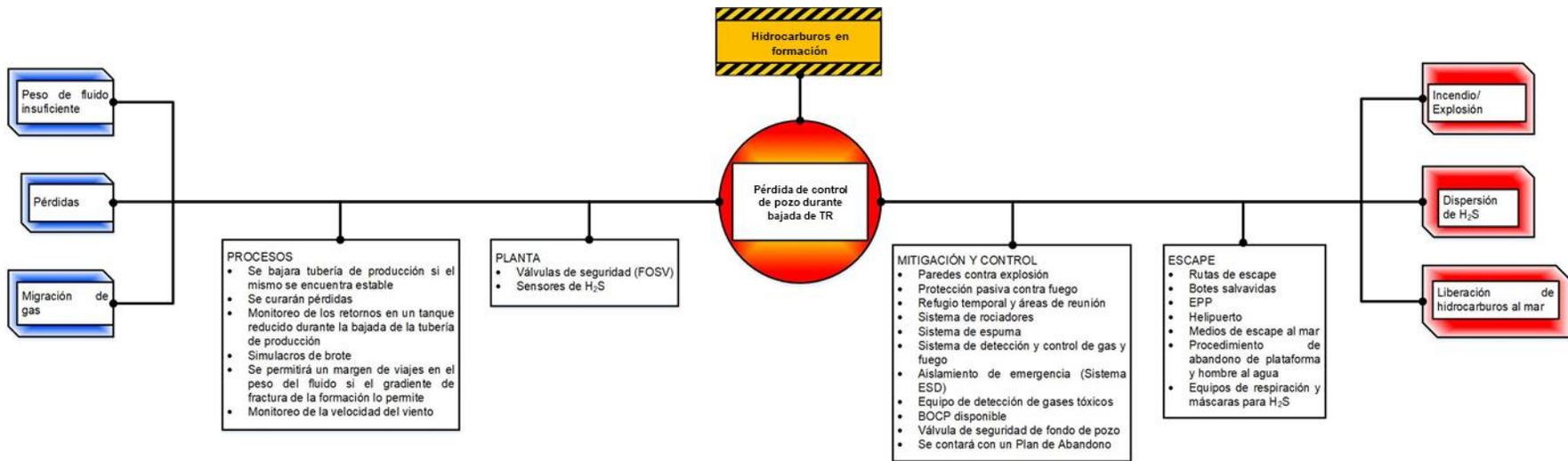


Figura 3-3. Bowtie 2: Pérdida de control de pozo durante la perforación.

Fuente: TotalEnergies, 2019; AECOM, 2022.



**Figura 3-4. Bowtie 3: Pérdida de control de pozo bajada de TR.**

*Fuente: TotalEnergies, 2019; AECOM, 2022.*

### 3.2 Recomendaciones técnico-operativas

En la **Tabla 3-2**, se presenta un listado de medidas adicionales identificadas por TotalEnergies, derivadas de la identificación de riesgos (Matriz de Evaluación de Riesgos, HAZID) para los eventos de riesgo clasificados como de Nivel de Riesgo 1 y Nivel de Riesgo 2.

**Tabla 3-2. Medidas de mitigación adicionales identificadas durante el HAZID.**

ID HAZID	ID ERA	Evento de riesgo	Medidas de mitigación adicionales
R2	210	Liberación de gas somero durante perforación de 36" e instalación de TC.	Considerar perforar un agujero piloto de 8 1/2" en caso de duda del sitio de perforación
R3	305	Liberación de gas somero durante la perforación de 26" y cementación de TR de 20"	Considerar perforar un agujero piloto de 8 1/2" en caso de duda del sitio de perforación
R4	603	Pérdida de control de pozo por brote no controlado durante la perforación	Utilizar MPD (perforación con manejo de presión controlada) para la detección de brotes o control en la reducción de probabilidad de ocurrencia Utilizar EKD* ( <i>Early kick detection</i> ) en la línea de flujo como redundancia al MPD
R5	604	Liberación de H <sub>2</sub> S en superficie durante la perforación	Dependiendo del contenido de H <sub>2</sub> S esperado: Considerar la instalación de equipo especializado para permitir el trabajo en cubierta bajo la presencia de H <sub>2</sub> S Utilizar materiales resistentes al H <sub>2</sub> S
R6	703	Pérdida de control de pozo durante bajada de TR.	Plataforma equipada con MPD (aplicable para lanzamiento lineal una vez que el RT se encuentre debajo del BOP) EKD disponible (tanque de viajes virtual) BOP con arietes de revestimiento (para arietes de tamaño < 13 5/8")

Nota: \*Medidor coriolis para detección de volúmenes pequeños de ganancia (hasta 80 l).

Fuente: TotalEnergies, 2019; AECOM, 2022.

Después de la aplicación de estas medidas de mitigación adicionales, algunos niveles de riesgo generales se reducirían de acuerdo con la **Tabla 1-30**.

Tabla 3-3. Resumen de los riesgos, amenazas y consecuencias identificadas.

ID. ERA	ID HAZID *	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias	Nivel de Riesgo por componente				Medidas de mitigación adicionales	Nivel de Riesgo residuale				
					A	P	Ac	C		A	P	Ac	C	
<b>PERFORACIÓN DE POZO</b>											<b>PERFORACIÓN DE POZO</b>			
R1	202	Daño infraestructura preexistente durante movilización / desmovilización <sup>a</sup>	Presencia de gasoductos / tuberías en el Área Contractual	Liberación de hidrocarburos al mar	8	2	8	2	-	8	2	8	2	
R2	210	Liberación de gas somero durante perforación de 36" e instalación de TC.	No se detectaron anomalías de gas somero Posicionamiento incorrecto del pozo	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Desestabilización del suelo con hundimiento de la plataforma Daño severo a la plataforma	9	15	15	3	Considerar perforar un agujero piloto de 8 ½" en caso de duda del sitio de perforación	6	10	10	6	
R3	305	Liberación de gas somero durante la perforación de 26" y cementación de TR de 20"	No se detectaron anomalías de gas somero Posicionamiento incorrecto del pozo	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Daño severo a la plataforma	9	15	15	3	Considerar perforar un agujero piloto de 8 ½" en caso de duda del sitio de perforación	6	10	10	6	
R4	603	Pérdida de control de pozo por brote no controlado durante la perforación	Pérdida de barrera primaria (columna hidrostática); Presión de formación mayor a la esperada / Peso de fluido insuficiente / Pérdida de circulación (empaquetamiento) / Fallas en formación (fracturas) / Suaveo / Llenado inadecuado del agujero / Detección tardía de brote / Baja calidad de cementación durante las operaciones de abandono / Pérdida de barrera primaria dentro del espacio anular / Daños a la cementación primaria / Falla	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Liberación de hidrocarburos al mar	18	18	18	18	Utilizar MPD (perforación con manejo de presión controlada) para la detección de brotes o control en la reducción de probabilidad de ocurrencia  Utilizar EKD en la línea de flujo como redundancia al MPD	12	12	12	12	

ID. ERA	ID HAZID *	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias	Nivel de Riesgo por componente				Medidas de mitigación adicionales	Nivel de Riesgo residual			
			del preventor de reventones (BOP).										
R5	604	Liberación de H <sub>2</sub> S en la superficie durante la perforación	Posible presencia de H <sub>2</sub> S en la formación Cretácica / Presencia regional de H <sub>2</sub> S en Breccia / Cretácica *solo aplicable a secciones con potencial presencia de H <sub>2</sub> S	Daño al personal (heridas y muertes) Daños al equipo, daño al acero y elementos de sellado del BOP expuestos a al H <sub>2</sub> S	10	20	20	10	Dependiendo del contenido de H <sub>2</sub> S esperado:  Considerar la instalación de equipo especializado para permitir el trabajo en cubierta bajo el riesgo de presencia de H <sub>2</sub> S (aparatos de respiración autónoma)  Utilizar materiales resistentes a la corrosión por H <sub>2</sub> S	10	15	15	10
R6	703	Pérdida de control de pozo durante bajada de TR.	Peso de fluido insuficiente de fluido de perforación / Migración de gas / Pérdidas de circulación / Llenado inadecuado del pozo.	Incendio en la plataforma Explosión en la plataforma Liberación de hidrocarburos al mar	18	18	18	18	Plataforma equipada con MPD (aplicable para lanzamiento linear una vez que el RT se encuentre debajo del BOP)  EKD disponible (tanque de viajes virtual)  BOP con arietes de revestimiento (para arietes de tamaño < 13 5/8")	12	12	12	12

Nota: A: Ambiente. P: Personal, Ac: Activos. C: Comunidad. \*El código de identificación HAZID total se refiere al número de identificación del evento de riesgo en el archivo PDF digital Well Risk Analysis -B15 EN\_221225 (Capítulo 5, Anexo 5.6.2).

Fuente: AECOM, 2022.

### 3.3 Medidas y sistemas de seguridad preventivos

Esta sección enumera y describe las medidas y sistemas de prevención que tendrá el Jack-up. La **Tabla 3-4** muestra los sistemas de seguridad preventivos, algunos de ellas se presentaron en el lado izquierdo de los Bow-ties mostrados en la **Sección 3.1.1** y en el **Anexo 5.10**.

**Tabla 3-4. Sistemas de seguridad preventivos.**

Sistema	Subsistema	Detalles
Sistema de sujeción y bloqueo de extremidades	Extremidades	Aplicable solo a instalaciones auto elevables.
	Mecanismo auto elevable	
	Mecanismo de bloqueo	
Sistema de prevención de colisiones	Apoyos a la navegación	Típicamente requeridas por la legislación nacional para estructuras fijas. Siempre se considera que son elementos críticos de seguridad ambiental (SECE, por sus siglas en inglés) en instalaciones no tripuladas (no tripuladas normalmente). En instalaciones permanentemente tripuladas que incluyen el almacenamiento y descarga de producción flotante (FPSO, por sus siglas en inglés), pueden considerarse no SECE.
	Luces de advertencia de aeronaves	Típicamente instaladas en grúas, tubos de escape, barras de bengalas y otros puntos altos de estructuras. Siempre consideradas como SECE.
	Cuerno de niebla	Alerta sonora para advertir a embarcaciones cercanas en condiciones de niebla. Siempre considerado como SECE.
	Radar	Siempre considerado como SECE y puede ser parte de un Sistema de Identificación Automática. Debe tomarse en cuenta que el radar puede estar físicamente localizado en una instalación adyacente y puede ser operado por un tercero. Seguirá siendo, sin embargo, un SECE.
	Remolcadores <i>Tanker</i>	Los remolcadores <i>Tanker</i> y sus accesorios adjuntos de amarre se consideran como SECE.
	Boyas marcadoras	Para identificar equipo submarino crítico (pozos y colectores), se consideran como SECE.
Integridad de la contención del proceso	Contenedores de hidrocarburos, recipientes a presión y tanques de almacenamiento	Por lo general, los contenedores de hidrocarburos, los recipientes y los tanques de almacenamiento, son considerados SECE, a excepción de que la Evaluación de Riesgo Tecnológico (TRA, por sus siglas en inglés) aprobado demuestre que la falla de la sección aislable no puede dar como resultado consecuencias mayores (catastróficas y desastrosas) creíbles.
	Tuberías de hidrocarburos	
	Intercambiadores hidrocarburos	
	Maquinaria para hidrocarburos	
Tuberías e integridad del elevador	Tuberías y elevador	Generalmente, todas las tuberías de exportación e importación de hidrocarburos, incluyendo sus elevadores hasta el límite de la batería del ducto, se consideran SECEs. Las tuberías de inyección de agua no son SECE.
	Colectores y conectores remotos	-
	Torres de elevador	-
	FPSO de exportación a baliza flotante	Típicamente, las líneas de exportación de hidrocarburos (ya sean rígidas, flexibles o unidas) entre FPSO y la boya de descarga, son consideradas SECE.
	Elevadores flexibles	Por lo general, los elevadores flexibles de hidrocarburos son considerados SECE. Los elevadores flexibles de inyección de agua no son SECE.
	Extensiones	Las extensiones que contengan hidrocarburos a muy alta presión, cuya falla pueda impactar la

Sistema	Subsistema	Detalles
		instalación (plataforma o FPSO), son típicamente considerados SECE.
Prevención de fallas rotativas del equipo	Prevención de fallas rotativas del equipo	Incluye instrumentos (alta velocidad y vibración) y sus subsistemas de control designados para apagar el equipo rotativo de alta velocidad.

Fuente: TotalEnergies, 2019.

La **Tabla 3-5** y **Tabla 3-6** muestran las medidas de control y mitigación, algunas de ellas se presentaron en el lado izquierdo de los Bow-tie mostrados en la **Sección 3.1.1** y en el **Anexo 5.6**.

**Tabla 3-5. Sistemas de seguridad de control.**

Sistema	Subsistema	Detalles
Detección de gas inflamable	Detectores de gas inflamable de punto fijo	Por lo general, incluye todos los detectores de gas de punto fijo y sus sistemas asociados, incluido el gas de hidrocarburos en las habitaciones de baterías. Por lo general, incluye todos los detectores de gas de línea de visión fija y sus sistemas asociados.
	Detectores de fugas acústicos fijos	Típicamente, incluye todos los detectores de gas de tipo acústico.
	Detección portátil de gas	Por lo general, incluye todos los detectores de gas móviles.
Detección de fuego	Detectores de humo	Típicamente, incluye detectores de humo que incluyen ionización, dispositivos ópticos y aparatos de detección temprana de humo.
	Sistemas de detección de calor	Sistemas de detección de calor que incluyen detectores absolutos y de velocidad de cambio.
	Detectores de flama	Detectores de flama, incluyendo imágenes y detección de infrarrojos.
	Bucles de corriente y fusibles	Por lo general, incluye bucles, fusibles y enchufes.
Sistema de control de fuego y gases	Sistema de control de fuego y gas	Incluye el sistema de control de fuego y gas.
Aislamiento de emergencia	Sistema ESD que incluye pulsadores de emergencia	Incluye todos los dispositivos de entrada/salida para apagar el sistema (ESD, por sus siglas en inglés), por lo general: (SD-3), (SD- 2/ESD), ESD-1 y ESD-0). Los botones manuales también están incluidos. Las entradas Sistema de Control de Procesos (PCS, por sus siglas en inglés) no se consideran SECE.
	Válvulas ESD	Electroválvulas que incluyen sus actuadores y panel de control de solenoide. Cuando las válvulas de proceso de cierre (SDV, por sus siglas en inglés) se consideran dentro del TRA, también se definen como SECE. Normalmente, las válvulas de paro de emergencia (ESDV, por sus siglas en inglés) en módulos contenedores de químicos, no son SECE.
Aislamiento y contención de yacimientos	Instalaciones de control de pozos	Las instalaciones de control que permiten el cierre seguro de las válvulas de seguridad de pozo seco y submarino.
Válvula de aislamiento subsuperficial y válvula bola de acero inoxidable	Válvulas de aislamiento submarino	Incluye válvulas de aislamiento de la tubería operadas de manera remota comúnmente instaladas en la base de los elevadores del gasoducto. Las válvulas operadas por vehículos operados de manera remota (ROV, por sus siglas en inglés) no se consideran como SECE.
Puntos de llamada de alarma manual	Puntos de llamada de alarma manual	Todos los puntos de llamada de alarma manual en la instalación son normalmente considerados como SECE.
Despresurización de emergencia	Sistema de despresurización de emergencia	Incluye todos los dispositivos de entrada para purgar el sistema, incluido el pulsador manual si ESD1 no inicia automáticamente una purga.

Sistema	Subsistema	Detalles
	Válvulas de purga	Las SDV incluyen sus actuadores y panel de control de solenoide.
	Sistemas de bengalas	Incluye bengalas en la parte superior de la tubería, tambores de bengalas, tuberías para la punta de bengala y sistemas de encendido.
Detección de gases tóxicos	Equipo de detección de gases	Por lo general, incluye todos los detectores de gases tóxicos fijos y móviles y sus sistemas asociados.
Detección de agotamiento de oxígeno	Monitores de agotamiento de oxígeno.	Por lo general, incluye todos los detectores de agotamiento de O <sub>2</sub> fijos y móviles y sus sistemas asociados cuando existe un riesgo de deficiencia de O <sub>2</sub> en áreas cerradas.
Drenaje y contención	Sistema de desagües abiertos del área de haz	Incluye la agrupación de equipos de hidrocarburos identificados: recipientes a presión y tanques de almacenamiento, tuberías, intercambiadores y maquinaria.
	Sistemas de desecho	Incluye tuberías y cajones de eliminación entre áreas delimitadas y área de eliminación segura.
Sistema de control de perforación de pozo	BOP - Estrangulador	Los sistemas de control de pozo durante la perforación (BOP-estrangulador, colector múltiple de estrangulamiento, piletas de fluidos, separador atmosférico de gas, sistema de monitoreo de fluidos y bombas de fluidos de perforación y sus motores) solo son aplicables cuando los sistemas son físicamente parte de la instalación (no se alquilan).
	Colector múltiple de estrangulamiento y ahogo	
	Piletas de fluidos	
	Separador atmosférico de gas.	
	Sistema de monitoreo de fluido	
Sistemas de protección de alta integridad (HIPS, por sus siglas en inglés)	Bombas de fluidos de perforación y sus motores	
	Sistemas HIPS – controlados en la superficie	Todos los dispositivos de entrada, salida y control de superficie relacionados con los sistemas HIPS, generalmente de transmisores a válvulas.
	Sistemas HIPS - submarinos	Donde los sistemas HIPS están diseñados para proteger tuberías y equipos submarinos, los solucionadores lógicos, etc., están instalados en las instalaciones de la superficie; estos son Sistemas HIPS controlados en superficie y submarinos.

Fuente: TotalEnergies, 2019.

**Tabla 3-6. Sistemas de seguridad de mitigación.**

Sistema	Subsistema	Detalles
Protección contra caída de objetos	Protección contra objetos caídos	Protección física contra objetos caídos en instalaciones superficiales o submarinas.
Construcción resistente a explosiones	Paredes contra explosión	Se instalará una pared expansiva para proteger áreas típicamente tripuladas, incluida la zona de camarotes (LQ, por sus siglas en inglés) de las áreas de proceso. Cualquier muro considerado como una pared contra explosión, se considera como SECE.
Mitigación de fuego	Protección pasiva contra fuego	Instalado en soporte de recipientes a presión, elevadores ESDV, LQ etc., son considerados SECE.
Refugio temporal ( <i>safe heaven</i> )	Refugio temporal y áreas de reunión	El refugio temporal es considerado SECE incluyendo su capacidad de mantener la presión del ambiente exterior.

Sistema	Subsistema	Detalles
Bombas contra incendio	Bombas y accionamientos de agua contra incendios	Incluye todos los componentes del conjunto hidráulico: bomba sumergible y sistema de accionamiento, bomba de refuerzo y sistema de control, incluidos los dispositivos de entrada para accionar las bombas.
	Recintos de bombas de agua contra incendio	Recinto físico donde se ubican las bombas.
Sistema de agua contra incendio	Sistema de diluvios	Todos los módulos de diluvio con sus instrumentos asociados, junto con las tuberías y boquillas.
	Monitores de agua para incendios fijos/oscilantes	Todos los monitores de incendios, con exclusión de los monitores del helipuerto.
	Sistema de rociadores	Los sistemas de rociadores se utilizan generalmente cuando se espera que los incendios involucren material celulósico. La cabeza del rociador es a la vez un detector térmico y una boquilla de pulverización de agua.
	Hidrantes	Todos los hidrantes son considerados SECE.
	Carretes de mangueras	Todos los carretes de mangueras son considerados SECE.
Sistema de espuma	Monitores de espuma de helipuerto	Los monitores de espuma del helipuerto son considerados SECE.
	Tanques de almacenamiento de espuma	Los tanques de almacenamiento de espuma son considerados SECE, junto con sus bombas asociadas y el sistema de control de tuberías y arranque.
	Sistemas de diluvio/espuma	Cuando se induce espuma en el módulo de diluvio
	Unidades móviles de espuma	Las unidades móviles de espuma, junto con el suministro de espuma, son consideradas SECE.
	Red de tuberías de espuma	Los tanques de almacenamiento de espuma son considerados SECE, junto con sus bombas asociadas y el sistema de control de tuberías y arranque.
	Bomba de inyección de espuma	
Sistemas de extinción	Sistema de extinción en recintos (CO <sub>2</sub> )	Cuando sean necesarios, serán considerados SECE.
	Sistema de extintores en sala tecnológica	Cuando sean necesarios, serán considerados SECE.
	Sistema de supresión en la cubierta de la cocina / comedor	Son considerados SECE.
	Sistemas gaseosos	La neblina se utiliza típicamente como una alternativa a la protección contra incendios por inundación total de CO <sub>2</sub> para turbinas de gas, motores diésel o gabinetes de motores de gas. Los sistemas de niebla se consideran SECE.

Sistema	Subsistema	Detalles
	Sistemas de niebla	La neblina se utiliza típicamente como una alternativa a la protección contra incendios por inundación total de CO <sub>2</sub> para turbinas de gas, motores diésel o gabinetes de motores de gas. Los sistemas de niebla se consideran SECE.
Extintores portátiles, montados/carretillas	Extintores portátiles	Todos los extintores portátiles, incluidos los extintores montados sobre ruedas y carretillas de gran capacidad. La gestión de todos los extintores portátiles se considera SECE, en lugar de extintores individuales.
Mitigación de colisiones	Guardafuegos	Los guardafuegos para mitigar el impacto de los buques en el casco FPSO y los accesorios y soporte asociados.

Fuente: TotalEnergies, 2019.

Debido a la severidad del impacto que pudiera ocasionar el evento de liberación no controlada de hidrocarburos en el mar (en caso de un reventón de pozo), se describen a continuación, las medidas de seguridad preventivas y de mitigación, relacionadas con dicho evento. En particular, se describen de manera general, el sistema de prevención de reventones y el sistema de control de presión durante perforación, como medidas de prevención; y el pozo de alivio y OSCP como medidas de mitigación.

El Jack-up contará con un sistema MPD. Este sistema está diseñado para mantener una presión de fondo de pozo constante durante algunas etapas de la construcción de este. El MPD se empleará para mejorar la sensibilidad del sistema de control de brotes y reducir los riesgos de pérdida de control de pozo. Este sistema se describe con detalle en el **Capítulo 1** en la **Sección 1.2.8.3**.

Además, en caso de emergencia incontrolada se perforará un **pozo de alivio**, que consiste en perforar un pozo secundario con la intención de interceptar el pozo reventado a una distancia predeterminada por debajo del lecho marino para cerrarlo definitivamente mediante el bombeo de agua salada, lodo y hormigón. La ubicación del pozo de alivio debe estar a una distancia mínima segura del lugar del reventón para garantizar la seguridad de las operaciones de perforación y evitar interferencias con las operaciones de contención del pozo.

El pozo de alivio se perforará 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 punto de desviación planificada -KOP, donde se gira hacia el pozo objetivo utilizando tecnología y herramientas de perforación direccional. Para esta actividad, TotalEnergies tiene especialistas calificados. El tiempo estimado de construcción de un pozo de alivio en el área del Proyecto está por determinarse y se abordará en el OSCP de Total.

Como se describió en el **Capítulo 2 Sección 2.2**, expertos de TotalEnergies llevaron a cabo la modelación hipotética de un derrame de 3, 000,000 bbl de crudo *Arabian Heavy* en el Golfo de México. La modelación de derrame se realizó para apoyar la planificación de las estrategias de respuesta a derrames y para respaldar una preparación sólida, conforme a lo establecido por las guías regulatorias y los estándares nacionales e internacionales

Actualmente TotalEnergies está trabajando en un OSCP mismo que se incorporará al SASISOPA el cual se entregará antes del inicio de las operaciones ante las autoridades mexicanas. En la **Figura 3-5** se puede observar el proceso llevado a cabo para establecer un plan integral de respuesta a emergencias en caso de un derrame.



**Figura 3-5. Proceso para establecer un plan integral de respuesta a emergencias.**

*Fuente: TotalEnergies, 2019, adaptado por: AECOM, 2022.*

El OSCP es un documento operacional preparado con anticipación el cual involucra a todo el personal (desde aquellos encargados de las operaciones en sitio hasta aquellos que podrían ser potencialmente involucrados en las oficinas centrales de TotalEnergies). Sus alcances específicos son:

- Identificar los principales puntos organizacionales y operacionales a ser tomados en consideración para los esfuerzos de respuesta, particularmente a aquellas acciones llevadas a cabo en los primeros días tras el derrame
- Asegurarse que las responsabilidades sean desplegadas de la manera más apropiada al tipo, niveles y evolución del derrame
- Mitigar las consecuencias del derrame

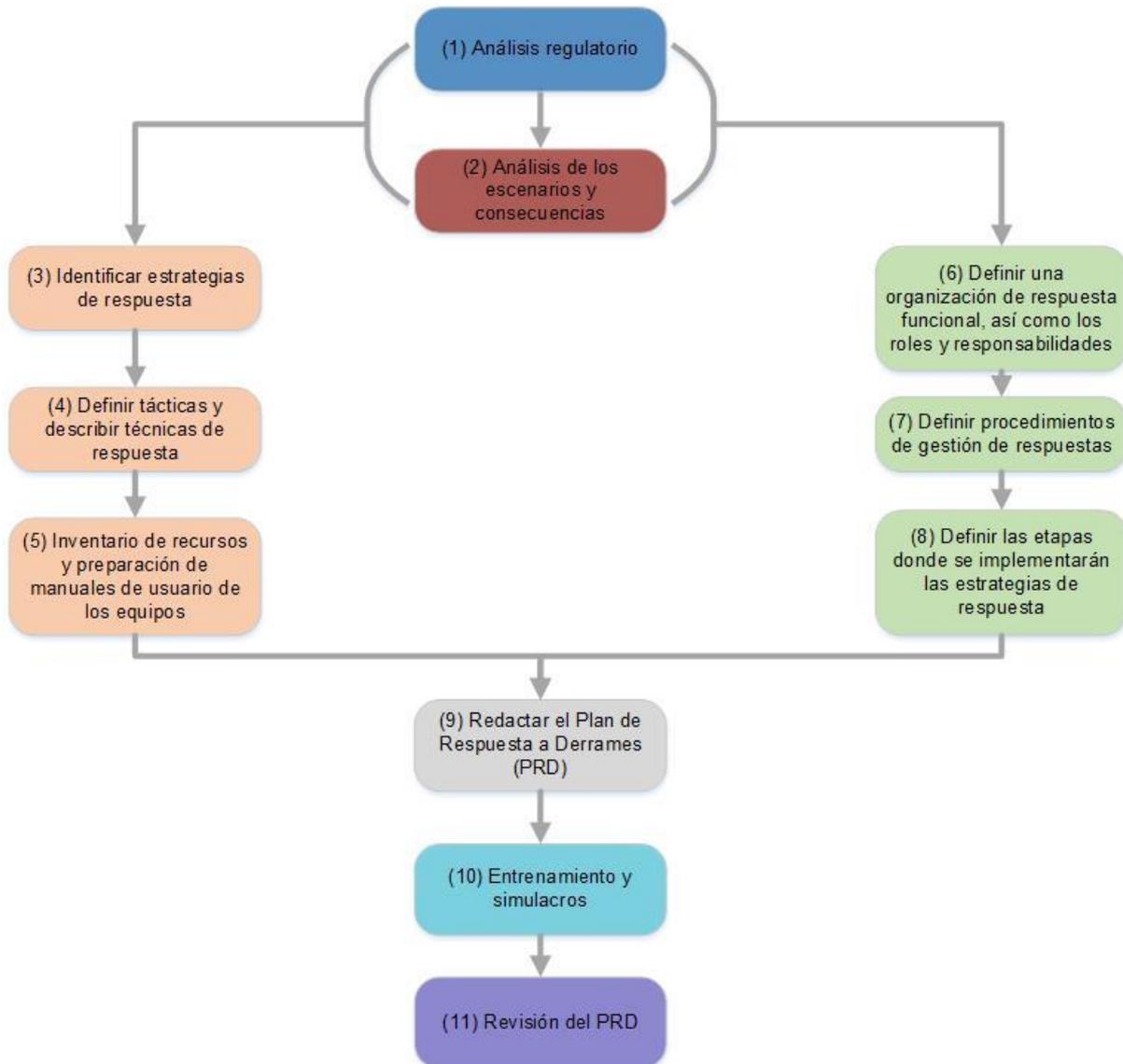
A continuación, se enlistan algunas de las medidas consideradas como barreras de mitigación para este tipo de eventos.

- Primera barrera de respuesta: se realizará el mayor esfuerzo para controlar la liberación desde la fuente
- Segunda barrera de respuesta: embarcaciones serán movilizadas para la dispersión química de sustancias en las manchas de crudo, para posteriormente confinarlas y recuperar aquellas más emulsificadas. Esto se llevará a cabo siempre y cuando las condiciones para el uso de químicos sean apropiadas y las autoridades lo hayan autorizado previamente. De forma paralela y complementaria, aviones llevarán a cabo la dispersión de químicos para las manchas más lejanas
- Tercera barrera de respuesta: acciones de respuesta en las costas serán implementadas de manera paralela a través de embarcaciones y equipos adaptados para confinar y recuperar el crudo que no haya sido tratado en las barreras anteriores. Antes de ser impactadas, y cuando sea posible, se identificarán las áreas sensibles establecidas durante la modelación para ser protegidas por medio de barreras protectoras o absorbentes (de valla o de cortina, International Tanker Owners Pollution Federation Limited, 2011) las cuales serán confirmadas por observaciones posterior al derrame real
- Cuarta barrera de respuesta: como última medida se tendrá la limpieza de las costas de las áreas más sensibles o aquellas que fueron impactadas primero

Para TotalEnergies, el medio ambiente es una prioridad en todas sus actividades, por lo que la empresa se compromete a gestionar riesgos operacionales, desarrollar herramientas y una cultura de seguridad para prevenir la ocurrencia de incidentes mayores, en particular aquellos donde exista una liberación de hidrocarburos al mar. El documento correspondiente al OSCP contempla tres secciones principales:

1. En la sección introductoria se establece toda la información del plan, su alcance, una lista de documentos de referencia y proporciona las instrucciones para el correcto uso del documento
2. La segunda sección incorpora los planes de acción y responsabilidades técnicas de los diferentes actores, se establece una organización funcional y se definen y manejan las diferentes etapas de las estrategias de respuesta con base en las características del evento
3. La última sección integra el marco regulatorio del país donde se llevará a cabo el Proyecto, se justifican las medidas elegidas en el plan de acción, se proporcionan como referencia documentos técnicos, guías y procedimientos para implementar en la respuesta

El proceso llevado a cabo para elaborar el OSCP se explica a continuación (**Figura 3-6**).



**Figura 3-6. Proceso llevado a cabo en el OSCP.**

*Fuente: TotalEnergies, 2019.*

- **Paso uno:** Una vez que los perímetros de las operaciones son definidos, el marco regulatorio tanto nacional como internacional, así como el contexto ambiental y social, son analizados para definir cuidadosamente los requerimientos y expectativas a ser cumplidas durante la preparación de la respuesta en caso de un derrame.
- **Paso dos:** Los escenarios de derrame son identificados y analizados junto con sus consecuencias (impacto en el ambiente y actividades socioeconómicas), siguiendo las clasificaciones internacionales.
- **Pasos tres, cuatro y cinco:** Para cada escenario representativo, una estrategia de respuesta deberá ser desarrollada según los modelos apropiados de una respuesta efectiva, proporcionada y sostenible. Además, la organización y gestión de la respuesta operará efectivamente en todos los niveles con responsabilidades y roles establecidos para cada parte involucrada.
- **Paso seis:** Un OSCP es establecido.
- **Paso siete:** El personal es entrenado y el OSCP es probado a través de simulacros y ejercicios para verificar la efectividad de este.
- **Paso ocho:** Mientras el escenario evoluciona y/o los ejercicios lo indican, el OSCP es actualizado.

Finalmente, la **Tabla 3-7**. Sistemas de escape presentar listados de los sistemas preventivos de seguridad, control, mitigación y escape, con los que contará el Proyecto en general y que se encuentran listados en el documento CR-EP-HSE-041: Gestión Total de Riesgos Tecnológicos.

**Tabla 3-7. Sistemas de escape.**

Sistema	Subsistema	Detalles
Alarma y sistemas de anuncio públicos (PA, por sus siglas en inglés)	Sistema de Control	Todas las alarmas (balizas audibles o intermitentes) ya sean generales, de abandono y tóxicas, junto con el sistema de megafonía (gabinetes de equipos principales, amplificadores y altavoces), se consideran como SECE.
Rutas de acceso y salida	Rutas de escape y caminos de acceso	Se relacionan con el marcado de las rutas de salida a lo largo de la instalación, asegurando que éstas permanezcan despejadas y sin obstrucciones. Las rutas de escape son SECE.
	Señales y notificaciones de seguridad	Señales, avisos, planes de evacuación, facturas de estaciones, se consideran como SECE.
Alumbrado de emergencia	Alumbrado de emergencia	El alumbrado de emergencia para respaldar las acciones de respuesta a emergencias, por lo general en las salas de control y en la enfermería, etc., ya sea que funcionen con un generador de emergencia o con baterías; se consideran SECE.
	Alumbrado de evacuación/escape	El alumbrado de evacuación y de escape para permitir una salida segura, ya sea que funcione con un generador de emergencia o con baterías; se consideran como SECE.
Helipuerto	Estructura del helipuerto	El helipuerto y su estructura de apoyo se consideran SECE, aun cuando el helipuerto no se identifique como un medio de escape primario.
	Drenaje del helipuerto	La tubería del drenaje del helipuerto, permitiendo la eliminación segura combustible lejos del helipuerto y la zona de LQ, se considera como SECEs.
	Indicador de dirección del viento	El cono de viento u otro indicador de dirección del viento adyacente al helipuerto, se considera como SECE.
	Rutas de acceso	-
Comunicación interna	Comunicación interna	Normalmente incluye equipos de telecomunicaciones fijos o móviles para comunicarse dentro de la instalación. Se considera como SECE.
Comunicación externa	Comunicaciones externas	Generalmente incluye equipos de telecomunicaciones fijos o móviles para comunicarse con otras instalaciones y servicios de asistencia y emergencia en tierra. Se consideran como SECE.
Botes salvavidas (Embarcación de supervivencia con motor totalmente cerrado, TEMPSC, por sus siglas en inglés) y llegada de embarcaciones	TEMPSC (tipo caída libre)	Todos los botes salvavidas, ya sean de caída libre o tipo de lanzamiento de pescante, se consideran SECE. Esto incluye su estructura de soporte y medios de lanzamiento.
	TEMPSC (tipo de lanzamiento de pescante)	-
	Llegada de botes	Escaleras y desembarcos designados para evacuación.
Botes salvavidas	Botes salvavidas	Todos los botes salvavidas junto con sus medios de lanzamiento, ya sean de manera individual o sean parte de un sistema de evacuación, se consideran como SECE.
Mantenimiento de suministros de energía	Generador diésel de emergencia carga de emergencia	Los generadores de emergencia, el suministro de combustible, los sistemas de arranque y la central de distribución de energía de emergencia, se consideran SECE.
	Potencia ininterrumpida, carga esencial	Los sistemas Sistema de Alimentación Ininterrumpida que suministran energía sin

Sistema	Subsistema	Detalles
		interrupción a la ESD, fuego y gas, son considerados SECE.
Medios de escape al mar	Escaleras	Cuando las cargas de los barcos se identifican como un medio de escape, junto con sus escalas de acceso, se consideran como SECE.
	Sistema de escape <i>Selantic</i>	Se considera que los salvavidas, las redes, las cuerdas son SECE.
	Descenso al mar (redes)	-
Equipos de protección personal	Chalecos salvavidas	Los chalecos salvavidas ubicados dentro de las cabañas y en las estaciones/botes salvavidas, se consideran como SECE.
	Trajes para inmersión	En donde los trajes de inmersión son requeridos (IMO – Convenio internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS, por sus siglas en inglés), son considerados SECE.
	Campanas de humo	Las campanas de humo localizadas en las cabinas y estaciones de botes salvavidas, son consideradas SECE.
	Guantes	-
	Luces portátiles	-
	Equipo de bomberos	El equipo de bomberos (IMO – Convenio SOLAS), es considerado SECE.
	Equipos de Respiración	Donde el conjunto de escape está instalado, se consideran como SECE.
Instalaciones de rescate y recuperación	Respuesta de emergencia y embarcación de rescate	Las embarcaciones de reserva junto con sus Aeronaves de Rescate Rápido son consideradas como SECE.

Source: TotalEnergies, 2019

Por otro lado, en cuanto a los riesgos relacionados con actividades delictivas como el robo a mano armada en zona marina, además de considerar el "Acuerdo por el que se establecen medidas para incrementar la seguridad y protección de las instalaciones petroleras marinas de la Sonda de Campeche", se considerará lo siguiente:

- Se evaluará la seguridad antes de las operaciones
- Se contará con la participación de la SEMAR
- Seguimiento de Mejores Prácticas Para Disuadir el Robo a Mano Armada en la Sonda de Campeche (SEMAR, 2020)
- Habrá vigilancia permanente de embarcaciones en la zona (por ejemplo, radar)

## 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 involucra alguna de las sustancias mencionadas en los Listados AAR, tales como las relacionadas con las actividades de perforación del Pozo Ochkan y Jefe en aguas someras del Área Contractual A15.CS, en Cuencas del Sureste en el Golfo de México. Asimismo, se describieron las metodologías y herramientas utilizadas para la HAZID y análisis de barreras preventivas y de mitigación (Diagramas Bowtie).

Dentro de las actividades del Proyecto, se contemplan las ubicaciones tentativas de los prospectos Ochkan y Jefe, los cuales se presentaron a la CNH en la Segunda Modificación del Plan de Exploración del Área Contractual. Dicha modificación incluye dos escenarios, la profundización del pozo Ochkan y la perforación de un Pozo exploratorio adicional denominado Jefe. Adicional a estos escenarios, se contempla el escenario de inclusión de un Pozo Ventana en las mismas coordenadas del Pozo Ochkan (**Sección 1.2.1**). Todas estas actividades serán llevadas a cabo a través de una plataforma Jack-up.

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

Como parte de la descripción de las actividades y del Jack-up, en la **Sección 1.2.7** se describieron las principales características del Proyecto mecánico del Jack-up tentativo (*Maersk Voyager*), tales como los equipos de perforación (torre de perforación, *top drive*, entre otros). En la **Sección 1.2.9** se realizó una descripción detallada del sistema contra incendios. En la **Sección 1.3** se describió la secuencia de perforación del Pozo Ochkan y Pozo Tipo, la composición de los WBDF y NADF a utilizar, así como la capacidad de almacenamiento y equipos auxiliares de la embarcación. Finalmente, en la **Sección 1.4** se describieron las condiciones de operación, especificaciones del sistema de control, sistemas de aislamiento y de emergencia.

Como parte medular de este ERA, en la **Sección 1.5** se presentó el análisis y evaluación de riesgos en la que TotalEnergies, a través de una reunión multidisciplinaria de expertos, desarrolló el *HAZID: B15 Exploration Well - Well risk analysis* para los pozos del Área Contractual. A partir de este documento, se seleccionaron aquellos riesgos pertinentes a las actividades de perforación que incluyeron el manejo de sustancias altamente riesgosas con el potencial de ser liberadas en cantidades iguales o mayores a la cantidad de reporte establecidas en los Listados AAR, resultando en siete Eventos de Riesgo:

- R1: Daño a infraestructura preexistente durante movilización / desmovilización
- R2: Liberación de gas somero durante perforación de 36" e instalación de TC.
- R3: Liberación de gas somero durante la perforación de 26" y cementación de TR de 20"
- R4: Pérdida de control de pozo por brote no controlado durante la perforación
- R5: Liberación de H<sub>2</sub>S en la superficie durante la perforación
- R6: Pérdida de control de pozo durante bajada de TR.

Posteriormente, estos Eventos de Riesgo, sus amenazas, consecuencias y barreras de prevención y mitigación se resumieron en la MER (**Capítulo 5, Anexo 5.6**), señalando la calificación para los cuatro diferentes receptores: ambiente, personal, activos y comunidad, de acuerdo con la Matriz 6x6 de TotalEnergies (**Capítulo 1, Sección 1.5**).

Los Eventos de Riesgo obtuvieron niveles de riesgo de Tolerable a No Tolerable, por lo cual, se contemplaron los siguientes escenarios de simulación de consecuencias que pudiesen ocurrir en el Pozo Ochkán o Jefe (**Capítulo 2, Sección 2.1 y Sección 2.2**):

- E1: Incendio tipo dardo de fuego por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 ½" (9 5/8" nominal)
- E2: Explosión por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 ½" (9 5/8" nominal).
- E3: Dispersión tóxica de H<sub>2</sub>S por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 ½" (9 5/8" nominal).
- E4: Liberación no controlada de hidrocarburos al mar a través de TP de 8 ½" (9 5/8" nominal).

Para las simulaciones se consideró el flujo de liberación de hidrocarburo a través del agujero descubierto, de crudo y gas, y que fue calculado a partir de las características del yacimiento y el estado mecánico del Pozo Tipo (**Sección 2.2.2**). Para las consecuencias de incendio, explosión y dispersión tóxica, la simulación se llevó a cabo a través de PHAST y del derrame de hidrocarburos al mar a través de OSCAR. El resumen de los radios y las condiciones utilizadas en los escenarios de PHAST (E1, E2 y E3), se presentan en la **Tabla 4-1**.

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

Umbral	E1: Radiación térmica (kW/m <sup>2</sup> ) Dardo de Fuego			E2: Explosión (lb/pulg <sup>2</sup> )			E3: Dispersión tóxica (ppm)	
	Amortiguamiento	Alto riesgo	Alto riesgo a equipos	Amortiguamiento	Alto riesgo	Alto riesgo a equipos	Amortiguamiento	Alto riesgo
	1.4	5	12.5 – 37.5	0.5	1.0	3 - 10	10 -15	100
Explosión, incendio y dispersión tóxica por ruptura tubo conductor. Temperatura: 90°C; Flujo gas: 1,880,00 Sm <sup>3</sup> /d (18.65 kg/s); Masa inflamable: 67,173 kg para E1; Masa explosiva: 1,120 kg para E2								
2F	81 m	36 m	8 m - <1 m	562 m	304 m	135 m – 58 m	25 m – 46 m	2 m
5D	83 m	46 m	25 m - <1 m				30 m – 51 m	3 m
10D	88 m	50 m	33 m - 13 m				36 m – 59 m	3 m

Fuente: AECOM, 2023.

Si bien la probabilidad de ocurrencia de estos eventos es baja, en caso de un evento de explosión o incendio, los efectos al Sistema Ambiental se relacionan con las emisiones de productos de combustión a la atmósfera, tales como el CO<sub>2</sub>, CO, NO<sub>x</sub>, H<sub>2</sub>S, SO<sub>2</sub>, COV y HAP, entre otros. Lo cual se discutió con mayor detalle en el **Capítulo 2 Sección 2.3.1**.

Como parte del análisis de los escenarios, el escenario de derrame de hidrocarburos en el mar por descontrol de pozo (E4) se simuló a través del modelo OSCAR, para obtener las probabilidades de presencia y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburo en la línea de costa y en superficie marina. Las temporadas evaluadas fueron de secas (marzo a mayo), nortes (noviembre - febrero) y de lluvias (junio a octubre), considerando 60 días de liberación continua de hidrocarburo más 30 días adicionales de hidrocarburo a la deriva (90 días en total). 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, Sitios Ramsar y Reservas de la Biosfera. En la **Tabla 2-16** se presentan las regiones de áreas sensibles con presencia de hidrocarburo en superficie marina y costas.

**Tabla 4-2. Resumen de áreas sensibles con presencia de hidrocarburo en su superficie marina y en sus costas.**

ID	Zona	Presencia de Hidrocarburo en Superficie Marina	Presencia de Hidrocarburo en la Costa
1	Giro Tamaulipeco	X	
2	Laguna Madre	X	X
3	Fosa Sigsbee	X	
4	La Pesca-Rancho Nuevo	X	X
5	Laguna San Andrés	X	X
6	Pueblo Viejo – Tamiahua	X	X
7	Cayos Campeche	X	
8	Sonda de Campeche	X	X
9	Tecolutla	X	X
10A	Pantanos de Centla		X
10B	Laguna de Términos	X	X
10C	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	X	X
11	Laguna Verde-Antón Lizardo	X	X
12	Sistema Lagunar de Alvarado	X	X
13	Los Tuxtlas	X	X
14	Delta del Río Coatzacoalcos	X	X
15	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	X	
16	Escarpe de Campeche	X	
17	Cañón Submarino de Campeche	X	
18	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	X	X
19	Arrecife Profundo de Cabo Rojo	X	
20	Volcán Submarino Chapopote	X	
21A	Champotón-El Palmar	X	X
21B	Champotón-El Palmar	X	X

Nota: Las celdas grises no presentan datos de presencia de hidrocarburo debido a la condición geográfica de cada zona.

Fuente: TotalEnergies, 2023.

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

Los efectos de un derrame de hidrocarburos derivado por un reventón de pozo en el Área Contractual A15.CS pudieran tener efectos en los ambientes costeros tales como humedales de arbustos y manglares, corales, playas de arenas gruesas y playas de arena fina a mediana, y en áreas sensibles tales como Pantanos de Centla-Laguna de Terminos, que obtuvo los resultados de mayor probabilidad de presencia de hidrocarburo tanto en la superficie como en costa. Además, los efectos potenciales también podrían afectar las actividades económicas, principalmente pesquerías y granjas acuícolas en las costas de Campeche y Tabasco, de acuerdo con los resultados observados de las simulaciones. Las principales especies marinas que podrían afectarse ante un derrame de hidrocarburo son: plancton, peces, tortugas, mamíferos marinos y aves, entre otros. Dichos efectos pueden estar relacionados con la contaminación física (bioacumulación), los efectos tóxicos en la vida marina (cambios en el comportamiento, alimentación, reproducción y crecimiento de las especies).

Dentro del Área Contractual se cuenta con la presencia de infraestructura preexistente relacionada a las actividades del sector hidrocarburos, sin embargo, ni el Pozo Ochkan ni el Pozo Jefe se encuentran cercanos a dichas instalaciones y, por lo tanto, los radios por incendio o explosión no tendrían afectaciones (ver la **Sección 2.4 del Capítulo 2**). Adicionalmente, de acuerdo con la revisión de la información recabada, la frecuencia de ocurrencia de falla promedio en los ductos submarinos fue de entre  $1 \times 10^{-5}$  y

$1 \times 10^{-6}$  de probabilidad, por lo tanto, el nivel de riesgo que pudiera tener cualquier actividad relacionada con el Proyecto y la infraestructura preexistente es muy bajo. De igual modo, se analizaron los mayores radios de afectación en relación con las rutas de navegación en las cuales se mostró que no hay interacciones de riesgo (ver la **Sección 2.4 del Capítulo 2**).

Como medida preventiva, los pozos perforados contarán con un radio de seguridad de 2,500 m alrededor del pozo durante la perforación y uno radio de 1,000 m una vez que el pozo se encuentre perforación, dentro de los cuales no se podrán realizar actividades distintas a las relacionadas con la extracción y exploración de hidrocarburos, incluyendo la navegación.

En el **Capítulo 3** se describen las medidas necesarias para reducir los niveles de riesgo evaluados con que contará el Proyecto. Entre las medidas y sistemas de seguridad se contará con sistemas de seguridad preventivos, sistemas de seguridad de control y sistemas de seguridad de mitigación, sistemas de escape. Adicionalmente, se presentan las medidas de mitigación adicionales con que se contará para disminuir el nivel de riesgo de los Eventos de Riesgo con niveles No Tolerable y ALARP (R2-R6).

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 Ochkan o Pozo Jefe, tal como un descontrol de pozo, es extremadamente poco probable, debido a que TotalEnergies contará con los procedimientos de identificación y evaluación de peligros y riesgos, así como la identificación de medidas preventivas y de mitigación, lo cual busca administrar y reducir eficientemente la probabilidad de materialización de los escenarios de simulación.

## 4.1 Informe técnico

### 4.1.1 Sustancias involucradas

Modelo	Nombre químico de la sustancia (IUPAC)*	No. CAS*	GOR	Flujo	Diámetro de la tubería	Viscosidad	Tiempo de liberación	Detalles
PHAST	Arabian Heavy	N/A*	1,500 scf/bbl	Gas: 1,880,000 Sm <sup>3</sup> /d	8 ½"	41 cP	Dardo de fuego: 3,600 s Explosión: 60 s**	Descontrol de pozo superficial  Falla o ruptura del riser (trayectoria vertical)
OILMAP				Líquido: 50,000 bbl/d				60 d / 90 d (60 d [liberación] + 30 d [deriva])

Nota: \*En el **Capítulo 5, Anexo 5.7** se proporciona la Hoja de Seguridad para un hidrocarburo "tipo" como ejemplo, sin embargo, la composición del crudo (hidrocarburo/gas) utilizado en las simulaciones es un perfil aproximado a lo estimado para el yacimiento determinado por el análogo en el modelo OSCAR. \*\*Tiempo típico de acumulación de masa de atmósfera explosiva (Lannoy, 1984).

#### 4.1.2 Historia de accidentes e incidentes

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1956	Golfo Árábigo	-	Qatar I	Hundimiento	El Jack-up colapsó a causa de condiciones climatológicas extremas mientras era remolcado.	20 fatalidades.
1956	Golfo de México	Sedco	Sedco No 8	Hundimiento	El Jack-up se hundió mientras se encontraba bajo construcción	Cuatro fatalidades.
1957	Golfo de México	Deepwater Exploration	Deepwater II	Hundimiento	Huracán	-
1957	Golfo de México	Glasscock Drilling Co.	Mr Gus I	Hundimiento	El Jack-up se volcó mientras estaba siendo preparado para moverse. El alto nivel de las fuerzas de succión evitó que se retirara la estera causando que las patas se rompieran.	Una fatalidad.
1959	Golfo de México	-	Transgulf Rig 10	Hundimiento	El Jack-up se volcó mientras estaba siendo preparado para moverse.	-
1963	Bahía Alemana	Universal Drilling Co.	Mr. Louie	Reventón de pozo	Durante actividades de perforación, una bolsa de dióxido de carbono a muy alta presión golpeó el pozo causando el reventón de este. Este acontecimiento creó un cráter de 400 m de ancho y 31 m de profundidad en el lecho marino.	-
1965	Golfo de México	Penrod Drilling Co.	Penrod 52/Petrel	Hundimiento	Volcamiento	-
1965	Ravena, Italia	Saipem	Saipem Paguro	Reventón de pozo	Destruído por incendio	-
1965	Reino Unido	British Petroleum	Sea Gem	Colapso	El Jack-up se volcó mientras estaba siendo preparado para moverse, sufriendo roturas, hasta colapsarse.	Falla en dos de las 10 piernas, provocaron un volcamiento. De los 32 hombres a bordo, 19 fueron rescatados mientras que 13 murieron.
1965	Golfo de México	Zapata Drilling Co.	Zapata Maverick I	Hundimiento	Perforación del Jack-up. Volcamiento	-
1968	Golfo de México	Dixilyn	Dixilyn Julie Ann	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas mientras era remolcado.	-
1968	Golfo de México	Dresser-Wayne Company	Dresser	Hundimiento	Volcamiento a causa de inestabilidad en el lecho marino	-
1968	-	La. Coral Drilling	Little Bob	Reventón de pozo	-	-
1969	Reino Unido	International Drilling Company	Constellation	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	-
1969	Venezuela	Puente Maracaibo	Elefante	Destruído	Incendio.	-
1969	Golfo de México	Bollinger Marine Fabricators, Morgan City	Estrellita	Hundimiento	Encalló a causa de condiciones climatológicas extremas.	-

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1969	Islas Canarias	Zapata Drilling Co.	Zapata Scorpion	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas mientras era remolcado.	-
1970	Golfo de México	Rowan Companies	Rowan Houston	Destruído	Huracán Lili, el alto oleaje provocó la ruptura de las piernas.	Zozobra de dos Jack-up. Uno de ellos fue encontrado 1,600 ft al noroeste de la ubicación previa a la tormenta.
1974	Sudamérica	YPF	L beración	Hundimiento	Inundación a causa de condiciones climatológicas extremas.	-
1975	Golfo Pérsico	ArabAmOilCo	AMDP-1	Hundimiento	El Jack-up se hundió mientras era remolcado.	-
1975	Golfo de México	Zapata Drilling Co.	Zapata Topper III	Hundimiento	Reventón del pozo	-
1975	-	Crestwave Co.	Topper III	Hundimiento	-	-
1976	Mar Caspio	-	Baku 2	Hundimiento	Volcamiento.	-
1976	Dubai	Reading & Bates	W.D. Kent	Hundimiento	Colisión con un barco durante tormenta.	-
1976	Golfo de México	Odeco	Ocean Express	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	Muerte de 13 personas
1977	África Occidental	Loffland Bros.	Ocean Master II	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	Daño estructural, provocando su inundación y posterior hundimiento.
1978	Guemsey, Reino Unido	Transocean, LTD.	Orion	Encalló	Se soltó de una barcaza al ser transportado.	-
1979	Bahía de Bohai, China	China National	Bohai 2	Hundimiento	El Jack-up se inundó, volcó, y hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	Muerte de 72 de los 74 miembros del personal a bordo. El fuerte oleaje provocó la liberación de una bomba, la cual cayó y perforó un agujero en la cubierta. Esto provocó la inundación del cuarto de bombas.
1979	México	PEMEX	Ixtoc-1	Reventón del pozo, Derrame de hidrocarburos, uno de los más grandes de la historia	Al encontrarse en actividades de perforación por el Sedco 135, perdió el control de la circulación de los lodos de perforación.	Posterior al reventón, tomó un periodo de nueve meses para contener la liberación de hidrocarburos. Se llegó a crear una mancha que de 180 km por 80 km de longitud. Un aproximado de 3.5 millones de bbl de crudo fueron liberados.
1979	México	Sedco	Sedco 135	Reventón de pozo	Ver Ixtoc-1.	-
1980	-	-	Bohai 3	Reventón de pozo	Incendio.	70 fatalidades.
1980	Alaska, Pacífico del Norte	-	Dan Prince	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	-
1980	Golfo de México	Dixilyn	Dixilyn Field 81	Hundimiento	Huracán Allen.	-

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1980	Golfo de Suez	Maersk Drilling	Maersk Endurer	Reventón del pozo	Colapso de la torre de perforación (Derrick).	-
1980	Sudamérica	-	Marlin 4	Colapso	Las patas se encontraban dañadas y resbalaron sobre el lecho marino, causando que se hundiera.	-
1980	Golfo de México	Nabors Industries	Nabors Workhorse IX	Hundimiento	El Jack-up se hundió mientras era remolcado.	-
1980	Puerto Said	Diamond Offshore Drilling	Ocean Champion	Encalló	Condiciones climatólogicas extremas.	-
1980	El Ártico	-	Okha	Encalló	Condiciones climatólogicas extremas.	-
1980	Arabia Saudita	Reading & Bates	Ron Tappmayer	Reventón del pozo	Reventón en plataforma.	19 fatalidades.
1980	Golfo de México	Crestwave	Topper I	Hundimiento	Falla en válvula causó inundación.	-
1981	Pacífico Occidental	China National	Bohai 6	Hundimiento	Resbaló por pérdida de posicionamiento.	-
1982	Cabinda, Angola	-	Banzala	Reventón del pozo, hundimiento	Liberación de gas poco profundo causó el reventón del pozo.	-
1983	Mar Caspio	-	60 Years of Azerbaijan	Hundimiento	Inestabilidad en el lecho marino, actividad volcánica.	Cinco fatalidades.
1983	Australia	Key International Drilling Company	Key Biscaine	Hundimiento	Condiciones climatólogicas extremas.	-
1983	Golfo de México	Penrod Drilling Co.	Penrod 52	Colapso	Colapso durante un reventón de pozo.	-
1984	Golfo de México	Zapata Drilling Co.	Zapata Lexington	Reventón del pozo	Incendio.	Cuatro fatalidades.
1985	Océano Indico	Dixilyn	Dixilyn Field 82	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatólogicas extremas, mientras era remolcado.	-
1985	Golfo de México	Penrod Drilling Co.	Penrod 61	Hundimiento	-	-
1985	Costa de Java	Zapata Drilling Co.	Zapata Enterprise	Reventón del pozo	Incendio.	-
1986	Océano Indico	Dixilyn	Dixilyn Field 83	Hundimiento	Inestabilidad en las patas causó volcamiento.	-
1986	México	Perforadora Co.	Zacateca	Hundimiento	Reventón del pozo.	-
1987	Golfo de México	-	Pool 55	Hundimiento	Inestabilidad en el fondo marino durante actividades de perforación.	-
1987	Bahía de Campeche	PEMEX	Yum II/Zapoteca	Hundimiento	Reventón del pozo.	El reventón del pozo si causó un derrame de hidrocarburos.
1988	Golfo de México	Keyes Drilling	Keyes Marine 302	Hundimiento	Falla en las patas.	Pérdida total del Jack-up.
1988	Atlántico del Norte	Rowan Companies	Rowan Gorilla I	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatólogicas extremas, mientras era remolcado.	Daño significativo por la tormenta al casco del Jack-up, caída de cargas y objetos en la cubierta provocando puntos de inundación.

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1989	Nigeria	Santa Fe Drilling	Al Baz	Hundimiento	Reventón del pozo por gas somero, incendio.	Cinco fatalidades. Afectación por radiación térmica al cantiléver, a la tubería guía y a la plataforma de perforación en general.
1989	Golfo de México	-	Five Sisters	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	-
1989	Reino Unido	-	Interocean II	Hundimiento	El Jack-up se inundó y luego se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas.	-
1989	Costa del Indico	Sedco	Sedco 252	Reventón del pozo	Incendio.	Tres fatalidades.
1989	Golfo de México	Teledyne Mobile	Mov ble 16	Reventón del pozo	-	Pérdida total del Jack-up.
1990	Mar del Norte	West Gamma	West Gamma	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	No hubo pérdidas humanas.
1992	Golfo de México	Blake International	Blake IV	-	Reventón del pozo, liberación mayor de hidrocarburos.	Incendio.
1992	Golfo de México	-	Marlin 3	Colapso	Huracán.	Daños mayores a la plataforma, colapso.
1993	Golfo Árabe	-	D M Saunders	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas.	Se hundió mientras era remolcado, pérdida total del Jack-up.
1994	Golfo de México	Rowan Companies	Rowan Odessa	Incendio	Una de las patas golpeo una pipa de gas causando un incendio.	Se dañó la estructura de la tubería y se reparó. El saldo final fue de un muerto.
1996	Golfo de México	-	Jalapa	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas.	La estructura perdió equilibrio, luego se inundó a causa. Pérdida total del Jack-up.
1996	Australia del Sur	Maersk Drilling Co.	Maersk, Victory	Colapso	Daño estructural y falla en las patas	-
1996	Golfo de Suez, Egipto	-	Offshore Bahram	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado	El Jack-up se inundó y luego se hundió. Pérdida total del Jack-up.
1996	África occidental	-	Roger Buttin	Hundimiento	Daño estructural en las patas causando volcamiento y finalmente hundimiento	Hundimiento, pérdida total del Jack-up.
1997	Golfo de México	-	Pool Ranger 4	Hundimiento	Cráter del suelo marino	Falla estructural, volcadura. Pérdida total del Jack-up.
1998	Golfo de México	-	Mr. Bice	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado	El Jack-up se inundó. Pérdida total del Jack-up.
1998	Atlántico Occidental	-	Rigmar 151	Hundimiento	-	Pérdida total del Jack-up.
2000	Golfo Pérsico	Abu Dhabi Marine Operating Co.	Al Mariyah	Volcamiento, colapso, hundimiento	Falla al derrapar torre de perforación (Derrick)	Daño en torre de perforación.
2001	Golfo de México	ENSCO	ENSCO 51	Reventón del pozo	Falla durante el ajuste de la TR.	Incendio.
2002	Arabia Saudita	Arab Drilling	Arabdrill 19	Reventón del pozo	Incendio, destrucción de la plataforma	Pérdida total del Jack-up.

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
2002	Golfo de México	Nabors Industries	Nabors Dolphin 105	Volcamiento, colapso, hundimiento	Huracán Lili	Pérdida total del Jack-up
2003	Golfo de México	Parker Drilling Co.	Parker 14-J	Colapso	Falla en el mecanismo de elevación	-
2003	Angola	Saipem/ Chevron	Perro Negro 6	Hundimiento	Lecho marino inestable.	El Jack-up se volcó y luego colapsó. Pérdida total del Jack-up.
2003	Golfo de México	ENSCO	ENSCO 64	Hundimiento	Condiciones climatólogicas extremas, Huracán Ivan	El Jack-up encalló.
2004	Mar Mediterráneo	Petrobrel/BP/ENI(Italy) / Egypt's General Petroleum Corporation	Adriatic IV	Reventón del pozo, plataforma destruida por incendio.	Condiciones climatólogicas extremas, ocasionando un reventón del pozo.	Liberación de gas que causó un incendio.
2005	Golfo de México	Global Santa Fe Co. Chevron (operador)	GSF Adriatic VII	Se fue a la deriva	Huracán Rita.	Pérdida total del Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO Exxon Mobil / Hunt (operador)	Ensco 68	Hundimiento parcial	Huracán Rita.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO / Energy Resource Technology (operador)	Ensco 69	Hundimiento parcial	Huracán Rita.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO / Dominion E&P (operador)	Ensco 74	Hundimiento parcial	Huracán Katrina.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO / BP America Production (operador)	Ensco 81	Hundimiento parcial	Huracán Katrina.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	Chiles Offshore	Gulfwind	Hundimiento	-	Pérdida total del Jack-up.
2005	Golfo de México	Hercules Offshore/ Century Exploration (operator)	Hércules 25	La torre de perforación cayó sobre la plataforma, lo que ocasionó una pérdida total	Huracán Katrina.	Pérdida total del Jack-up, no hubo pérdidas humanas.
2005	Golfo de México	Diamond Offshore Drilling/Chevron	Ocean Warwick	Las patas colapsaron se fue a la deriva y encalló en Dauphin Island	Huracán Katrina.	Pérdida total del Jack-up, no hubo pérdidas humanas.
2005	Golfo de México	Rowan Companies/Hunt (operator)	Rowan Fort Worth	Se fue a la deriva y nunca fue encontrado	Huracán Rita.	Pérdida total del Jack-up, no hubo pérdidas humanas.
2006	Noruega	Maersk	Maersk Giant	Reventón de pozo	Liberación de gas poco profundo causando el reventón del pozo.	No hubo pérdidas humanas.
2007	Bahía de Campeche, México	PEMEX	Usumacinta	Reventón del pozo	Una tormenta causando fuertes oleajes causaron que el Usumacinta colisionara con la plataforma Kab-101 causando el reventón del pozo.	Aproximadamente 5,000 bbl derramados al mar.
2009	Mar de Timor, Australia	Seadrill/PTT Exploration and Production (operador)	Montara /West Atlas	Derrame Mayor	Fuga en el cabezal del pozo de la plataforma Montara.	Volumen: De 1.2 a 9 millones de US galones (4,500 a 34,100 m <sup>3</sup> ) total. Área: 6,000 km <sup>2</sup> (2,300 mi <sup>2</sup> ) (30,000-220,000 bbl).

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
2011	Rusia	Arkt k mor Neftegaz Razvedka	Kolskaya	Hundimiento	Condiciones extremas. climatológicas	Las actividades ocurrieron mientras era remolcado. Pérdida total del Jack-up.

#### 4.1.3 Identificación y evaluación de riesgos

ID	Evento de Riesgo	Accidente hipotético				Proceso de identificación del Riesgo	Componentes ambientales afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión		
R1	Daño a infraestructura preexistente durante movilización / desmovilización					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 <b>Capítulo 2, Sección 2.3.2</b> 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	Liberación de gas somero durante perforación de 36" e instalación de TC.	✓		✓	✓		En la <b>Sección 2.3.1 del Capítulo 2</b> , se presenta una descripción del comportamiento de este compuesto y sus posibles efectos al sistema ambiental.
R3	Liberación de gas somero durante la perforación de 26" y cementación de TR de 20"	✓		✓	✓		Entre las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se encuentran las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En la <b>Sección 2.3.1 del Capítulo 2</b> , se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos producto de la combustión y sus posibles efectos al sistema ambiental.
R4	Pérdida de control de pozo por brote no controlado durante la perforación	✓		✓	✓		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 <b>Capítulo 2, Sección 2.3.2</b> se presenta una descripción de los efectos ambientales del hidrocarburo sobre la superficie marina, ambientes costeros, pesquerías y fauna.

ID	Evento de Riesgo	Accidente hipotético				Proceso de identificación del Riesgo	Componentes ambientales afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión		
							respectivamente, de las zonas adyacentes al sitio de liberación.
R5	Liberación de H <sub>2</sub> S en la superficie durante la perforación		✓				En la <b>Sección 2.3.1 del Capítulo 2</b> , se presenta una descripción del comportamiento del H <sub>2</sub> S en a atmósfera sus posibles efectos al sistema ambiental
R6	Pérdida de control de pozo durante bajada de TR.		✓				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 <b>Capítulo 2, Sección 2.3.2</b> 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.

#### 4.1.4 Estimación de consecuencias

No.	Escenario	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales No Mitigados*					Programa de simulación utilizado	Zonas de afectación (en metros)				
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Alto riesgo a equipos		Alto riesgo	Amort.	
													L.S*	L.I**			Distancia (m)
E1	Incendio tipo dardo de fuego por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 1/2" (9 5/8" nominal)		✓	67,172.4**	kg	Gas			✓				PHAST	2F: <1 5D: <1 10D: 13	8 25 33	36 46 50	81 83 88
E2	Explosión por liberación no controlada de hidrocarburos a través		✓	1,120***	kg	Gas			✓				PHAST	58	135	304	562

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)	
	de TP de 8 1/2" (9 5/8" nominal).																	
E3	Dispersión tóxica de H2S por liberación no controlada de hidrocarburos a través de TP de 8 1/2" (9 5/8" nominal).		✓	En función de los tiempos de exposición establecidos para los valores límite (IDLH, STEL y TWA)	-	Gas					✓	PHAST	NA	NA	IDLH 2F: 2 5D: 3 10D: 3	STEL: 25 TWA: 46	STEL: 30 TWA: 51	STEL: 36 TWA: 59
E4	Liberación no controlada de hidrocarburos al mar a través de TP de 8 1/2" (9 5/8" nominal).		✓	3,000,000	bbl	Líquido	✓					OSCAR	Revisar <b>Capítulo 2, Sección 2.2.3</b>					

Nota: \* Efectos Potenciales según la Guía de SEMARNAT (C) Catastrófico, (G) Grave, (S) Significativo, (R) Reparable y (N) Ninguno. \*\* Masa inflamable previa a la explosión (60 s).  
\*\*\*Cantidad de masa (gas) liberada y consumida por dardo de fuego (3,600 s). Amort.: Amortiguamiento. \*L.S: Límite superior. \*\*L.I: Límite inferior. NA. No aplica, el sitio de perforación no tiene probabilidad de presencia de H<sub>2</sub>S en la mezcla.

Fuente: AECOM, 2022.

#### 4.1.5 Criterios utilizados

No.	Escenario	Condición del Viento		Toxicidad		Explosividad			Radiación térmica			Otro criterio
		Velocidad del viento	Estabilidad atmosférica	Z.A.R	Z.A.	Z.A.R.E**	Z.A.R***	Z.A****	Z.A.R.E	Z.A.R	Z.A.	
				ppm		lb/pulg <sup>2</sup>			kW/m <sup>2</sup>			
E1 a E3	Escenario de dardo de fuego, explosión y dispersión tóxica	2 m/s	F	IDLH: 100	STEL: 15 TWA: 10	3 – 10	1	0.5	37.5 – 12.5	5	1.4	Temperatura ambiente: 28 °C Temperatura de liberación:

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 <sup>2</sup>			kW/m <sup>2</sup>			
		5 m/s	D									90 °C Humedad relativa: 76% Rugosidad: 0.2 mm
		10 m/s	D									
No.	Escenario	Umbral de espesor de la capa de crudo		Temporadas modeladas				Tiempos de modelación				
E4	Liberación controlada hidrocarburos mar no de al	Superficie Marina: 5 µm	Costa: 10 µm	Secas no correspondiente a Nortes (1 marzo a 31 mayo)		Lluvias (1 junio a 31 octubre)		Nortes (1 noviembre a 28 febrero)		Liberación continua: 60 días Deriva: 90 días		

Fuente: AECOM, 2022.

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

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

### **Anexo 5.1 Formatos de presentación:**

Anexo 5.1.1 Diagrama del Jack Up

Anexo 5.1.2 Fotografías del Jack-up

### **Anexo 5.2. Cartografía consultada**

### **Anexo 5.3. Equipos del Jack-up y condiciones de operación**

### **Anexo 5.4: Plano del sistema contra de incendios**

### **Anexo 5.5: Procedimiento para la Gestión de Riesgos Tecnológicos: TOTAL CR EP HSE 041**

### **Anexo 5.6: Análisis de riesgo**

Anexo 5.6.1: Minuta y lista de asistencia del taller de identificación de riesgos

Anexo 5.6.2: HAZID: B15 *Exploration Well – Well Risk Analysis*

Anexo 5.6.3: Matriz de Evaluación de Riesgo (MER)

### **Anexo 5.7. Memoria técnica de las modelaciones**

Anexo 5.7.1: Memoria técnica de las modelaciones de radios de afectación (PHAST)

Anexo 5.7.2: Memoria técnica de las modelaciones de la liberación no controlada de hidrocarburos al mar (OSCAR)

### **Anexo 5.8. Hojas de seguridad**

Anexo 5.8.1: Crudo Arabian Heavy

Anexo 5.8.2: Sulfuro de hidrógeno

### **Anexo 5.9. Alcance del estudio geotécnico y geofísico**

### **Anexo 5.10. Mejores prácticas aplicables en la fase de exploración**

## 6 Referencias

- Álvarez-Borrego, S. (2007). Generalidades del CO<sub>2</sub> en el océano y la atmósfera. Carbono en ecosistemas acuáticos de México en CICESE & INEGI (Eds.), 1a ed., 1–20.
- Aquino-Cruz, A., Hernández-Becerril, D. U., Signoret-Poillon, M., Salas-de-León, D.A., and Monreal-Gómez, M.A. 2013. Studies on picophytoplankton in the southern Gulf of Mexico: Recognition of Picoprocaryotes and abundances of picophytoplankton during “dry season”. *Brazilian Journal of Oceanography*, 61(4):265-276. doi: 10.1590/S1679-87592013000400007.
- ATSDR. (2016). Resúmenes de Salud Pública: Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).
- ASEA. 2020. Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos. [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/569599/V.Web\\_GUIA\\_ARSH\\_10.08.2020.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/569599/V.Web_GUIA_ARSH_10.08.2020.pdf)
- Baumgartner, M. F., Mullin, K. D., May, L. N. y Leming, T. D. 2001. Cetacean habitats in the northern Gulf of Mexico. *Fishery Bulletin of the National Marine Fisheries Service Scientific Publications Office*, Seattle, WA, 99, 219-239.
- Baguley, J. G., Montagna, P. A., Hyde, L. J. y Rowe, G. T. 2008. Metazoan meiofauna biomass, grazing, and weight-dependent respiration in the Northern Gulf of Mexico deep sea. *Deep Sea Research Part II: Topical Studies in Oceanography*, 55, 2607-2616.
- Biggs, D. C., Leben, R. R. Y Ortega-Ortiz, J. G. 2000. Ship and satellite studies of mesoscale circulation and sperm whale habitats in the northeast Gulf of Mexico during Gulf Cet II. *Gulf of Mexico Science*, 18, 15-22.
- Bird, D. E., Burke, K., Hall, S. A. y Casey, J. F. 2005. Gulf of Mexico Tectonic History: Hotspot Tracks, Crustal Boundaries, and Early Salt Distribution. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, 89, 311-328.
- Blancart, E., and T. K. L. Ho. 2017. Mexico Block 15 (Cuencas del Sureste): Oil Slicks Analysis from RADAR Satellite Images; Internal Report (RFS: 30T17CT892H03), TOTAL Mexico E&P / TOTAL France, 17pp.
- Brenner, J., Voight, C. y Mehlman, D. 2016. Migratory Species in the Gulf of Mexico Large Marine Ecosystem: Pathways, Threats and Conservation. Arlington, VA: The Nature Conservancy.
- Byrnes, M. R., Davis, R. A., Kennicutt, M. C., Knieb, R. T., Mendelssohn, I. A., Rowe, G. T., Tunnell, J. W., Vittor, B. A. y Ward, C. H. 2017. Water Quality, Sediments, Sediment Contaminants, Oil and Gas Seeps, Coastal Habitats, Offshore Plankton and Benthos, and Shellfish. en: WARD, C. H. *Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill*, Volume 1 New York, NY: Springer Publishing Open Access.
- Ceballos, C. y Arroyo, C. J. 2007. Lista actualizada de los mamíferos de México 2012. *Revista Mexicana de Mastozoología*, 2, 27-80.
- CNH. (2017). Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida Aguas Someras (CNH-R02-L01-A15.CS/2017). Retrieved from <https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r02-l01-a15cs2017/?tab=01>
- CNH. (2021). Primer Convenio Modificadorio del Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida en Aguas Someras entre Comisión Nacional de Hidrocarburos y Total E&P México, S.A. De C.V., y QPI México, S.A. De C.V. [online] CNH. Available at: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/728209/Primer\\_Convenio\\_Modificadorio\\_de\\_Contrato\\_CNH-R02-L01-A15.CS-2017.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/728209/Primer_Convenio_Modificadorio_de_Contrato_CNH-R02-L01-A15.CS-2017.pdf). [Accessed 10 October 2022].

CONABIO. (2017). Jaiba azul, *Callinectes sapidus*. <https://enciclovida.mx/especies/60243-callinectes-sapidus>

CONABIO. (2016). Pulpo rojo *Octopus maya*. <http://enciclovida.mx/especies/51940-octopus-maya>

CONABIO. (2009). Robalo blanco, *Centropomus undecimalis*. <https://enciclovida.mx/especies/28651-centropomus-undecimalis>

CONAGUA. (2019). Comisión Nacional del Agua. Available at: <<https://www.gob.mx/conagua>> [Accessed October 13th, 2022].

CONAGUA-SMN. 2022. Información Climatológica. México: CONAGUA-SMN. Available at: <<https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/informacion-estadistica-climatologica>> [last Accessed October 2022].

Convención de Ramsar. (n.d.). Servicios de información sobre Sitios Ramsar. Retrieved September 27, 2019, from <https://rsis.ramsar.org/es/ris-search/?language=es&f0=regionCountry es ss%3AMéxico>

Convención de Ramsar. (2014). Introducción a la Convención Ramsar.

De Stefani, V., and Carr, P. (2010). A model to estimate the failure rates of offshore pipelines. Proceedings of the Biennial International Pipeline Conference, IPC, 4(August), 437–447. <https://doi.org/10.1115/IPC2010-31230>

Davis, R. W., Fargion, G. S., May, N., Leming, T. D., Baumgartner, M., Evans, W. E., Hansen, L. J. Y Mullin, K. 1998. Physical habitat of cetaceans along the continental slope in the north-central and western Gulf of Mexico. *Marine Mammal Science*, 14, 490-507.

Davis, R. W., Ortega-Ortiz, J. G., Ribic, C. A., Evans, W. E., Biggs, D. C., Ressler, P. H., Cady, R. B., Leben, R. R., Mullin, K. D. Y Würsig, B. 2002. Cetacean habitat in the northern oceanic Gulf of Mexico. *Deep Sea Research Part I: Oceanographic Research Papers*, 49, 121-142.

*Det Norske Veritas. (2013). Fire Protection. Offshore Standard. OS-D310*

DOF. (1990). Acuerdo por el que se expide el Primer Listado de Actividades Altamente Riesgosas. <http://www.spabc.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/Acuerto-por-el-que-se-expide-el-primer-listado-de-actividades-altamente-riesgosas.pdf>

DOF. (1992). Acuerdo por el que se expide el Segundo Listado de Actividades Altamente riesgosas. <http://www.spabc.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/Acuerto-por-el-que-se-expide-el-segundo-listado-de-actividades-altamente-riesgosas.pdf>

DOF. (2014). 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>

DOF. (2022). Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. [http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/148\\_050618.pdf](http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/148_050618.pdf)

[EPA. \(2016\). Environmental Factor Guideline: Coastal processes \(Número December\).](#)

[EPA. \(2019a\). Ground-level Ozone Pollution. Ozone Pollution Home.](#)

[EPA. \(2019b\). Ocean Acidification. Understanding the Science of Ocean and Coastal Acidification.](#)

[EPA. \(2019c\). Overview of Greenhouse Gases. Greenhouse Gas Emissions.](#)

[EPA. \(2019d\). What is acid rain? Acid rain.](#)

Espinosa, P. H., Huidobro, L., Flores-Coto, C., Fuentes-Mata, P. y Funes-Rodríguez, R. 2008. Peces. En: S. O. LLORENTE-BOUSQUETS Y LLORENTE-BOUSQUETS, J. Catálogo taxonómico de especies de México, en Capital Natural de México: Conocimiento actual de la biodiversidad, vol. 1. México: CONABIO.

Fang, H., and Duan, M. (2009). Offshore Operation Facilities (ELSEVIER, Ed.). Available on: [https://books.google.com.mx/books?id=YOxxBAAAQBAJ&pg=PA307&lpg=PA307&dq=heave+compe nsator+top+drive+jack+up&source=bl&ots=-GdozKXeIV&sig=ACfU3U0aShFMcUFzGFsYf6inQ0QXHdTq1w&hl=en&sa=X&redir\\_esc=y#v=onepage&q=heave%20compe&f=false](https://books.google.com.mx/books?id=YOxxBAAAQBAJ&pg=PA307&lpg=PA307&dq=heave+compe nsator+top+drive+jack+up&source=bl&ots=-GdozKXeIV&sig=ACfU3U0aShFMcUFzGFsYf6inQ0QXHdTq1w&hl=en&sa=X&redir_esc=y#v=onepage&q=heave%20compe&f=false)

Flores-Coto, C., Espinosa-Fuentes, M. D. L. L., Zavala-García, F. y Sanviventente-Añorve, L. 2009. Ictioplancton del sur del Golfo de México: Un compendio. Hidrobiológica, 19, 49-76.

Flores-Coto, C. y Ordóñez-López, U. 1991. Larval distribution and abundance of Myctophidae, Gonostomatidae, and Sternoptychidae from the southern Gulf of México Larval fish recruitment and research in the Americas: NOAA Technical Report NMFS 95. In: HOYT, R. D. Proceedings of the Thirteenth Annual Fish Conference. Mérida, México.

Franco, S. I., Canet, C., Iglesias, A. y Valdés-González, C. 2013. Seismic Activity in the Gulf of Mexico. A Preliminary Analysis. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 65, 447-455.

French-McCay, D. P. (2009). State-of-the-art and research needs for oil spill impact assessment modeling. In *Proceedings of the 32nd AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response, Emergencies Science Division, Environment Canada, Ottawa, ON, Canada* (pp. 601-653).

French-McCay, D. P., Jayko K. Feng S. Rines H, Pavignano S. Isaji T. Pucket S. Keller A. French III F. Gifford D. McCue J. Brown G. MacDonalds E. Quirk J. Natzke S. Bishop R. Welsh M. Phillips M. Ingram B. (1996). IR, N. Natural resource damage assessment emergency guidance manual.

Frohlich, C. 1982. Seismicity of the Central Gulf of Mexico. *Geology*, 10, 103-106.

Gallardo Del Ángel, J. C., Velarde-González, E. y Arreola- Alemón, R. 2004. Las Aves del Gulf of Mexico y las Áreas Prioritarias para su Conservación. In: CASO, M., PISANTY, I. Y EZCURRA, E. eds.) Diagnóstico ambiental del Golfo de México - Volumen 1, First Edition. Mexico: Secretaria De Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) - Instituto Nacional de Ecología (INE) - Instituto de Ecología (AC) - Harte Research Institute for Gulf of Mexico Studies.

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, 1141–1153.

García-Córdova, E. A. 2011. Variación espacial del ensamblaje del zooplancton y su relación con las condiciones oceanográficas superficiales y de contaminantes en el sur del Golfo de México (Otoño, 2009). Tesis Licenciatura - Centro Universitario de Ciencias Biológicas y Agropecuarias. Guadalajara, Jalisco, Mexico: Univesidad de Guadalajara.

Gasca-Serrano, R. and Suárez-Morales, E. 1996. Introducción al Estudio del Zooplancton Marino. El Colegio de la Frontera Sur (ECOSUR. Mexico: Consejo Nacional de Ciencia y Tecnología.

Grupo Milenio. (2019a). Piratas asaltan barco italiano en costas de Campeche. Retrieved December 1, 2019, from <https://www.milenio.com/estados/piratas-atacan-barco-italiano-en-campeche>

Grupo Milenio. (2019b). Suben 310% ataques piratas a plataformas de Pemex. Retrieved June 11, 2019, from <https://www.milenio.com/policia/suben-310-ataques-piratas-plataformas-pemex>

Hernández-Becerril, D.U., Aldo Aquino-Cruz, D.A., Salas-De-León, M.S.P., and Adela Monreal-Gómez, M. 2012. Studies on picophytoplankton in the southern Gulf of Mexico: pigment analysis and potential importance of the picoeukaryote Prasinophyte *Micromonas pusilla*, *Marine Biology Research*, 8:4, 331-340.

- Hernández, C. M., C. Agraz, S. García Zaragoza, F. J. Iriarte-Vivar, Flores-Verdugo, and P. Moreno Casasola. 2011. Forest structure, productivity and species phenology of mangroves in the La Mancha lagoon in the Atlantic coast of Mexico. *Wetlands Ecology and Management* 19:273-293.
- Herrera-Silveira, J. A. 1994. Spatial Heterogeneity and Seasonal Patterns in a Tropical Coastal Lagoon. *Journal of Coastal Research*, 10, 738-746.
- Herzka, S., A. Jimenez-Rosenberg, Cano-Compaire, J. y V. Ferreira-Bartrina. 2016. Relación entre la abundancia de larvas de peces y condiciones oceanográficas en la zona de aguas profundas del sur del Golfo de México. In: H. S. HERGUERA Y HERGUERA, S. J. eds.) Reunion Annual 2016 Union Geofísica Mexicana -Vol. 36 Observaciones sobre los procesos biogeoquímicos y productividad biológica del Golfo de México. Puerto Vallarta, Jalisco, Mexico: Centro de Investigación Científica y de Educación Superior de Ensenada, CICESE.
- 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>
- INEC. (2004). Diagnóstico Ambiental del Golfo de México. In Diagnóstico Ambiental del Golfo de México (pp. 47–68).
- IOGP. (2015). *Impactos de los derrames de hidrocarburos sobre la ecología marina: Directrices de buenas prácticas para el personal de manejo de impactos y respuesta a emergencias*. 56. Retrieved from [http://www.oilspillresponseproject.org/wp-content/uploads/2017/02/Marine-ecology\\_SP.pdf](http://www.oilspillresponseproject.org/wp-content/uploads/2017/02/Marine-ecology_SP.pdf)
- IPIECA. (1997). *Impactos Biológicos por Contaminación Por Hidrocarburos: Pesquerías*. 8.
- IPIECA, and IOGP. (2013). Oil spill risk assessment and response planning for offshore installations. *Oil Spill Response*, 152.
- IP Bank B.V. (2015). Bowtie Methodology Manual.
- ITOPF. (2011). Uso de barreras en la respuesta a la contaminación por hidrocarburos. *Documento de Información Técnica*, 3, 1, 12.
- ITOPF. (2018). Effects of oil pollution on the environment. In *Technical Information Paper* (Vol. 18). <https://doi.org/10.5593/sgem2018/5.1/S20.041>
- Kashubsky, M. (2011). Resources A Chronology of Attacks on and Unlawful Interferences with , Offshore Oil and Gas Installations , 1975 – 2010. *Perspectives on Terrorism*, 5(5–6), 139–167. Retrieved from <http://www.terrorismanalysts.com/pt/index.php/pot/article/view/offshore-gas-and-oil-attacks>
- Lalli, C. M. and Parsons, T. R. 2006. *Biological Oceanography: An introduction* 2nd Edition, Burlington, MA, Elsevier Butterworth Heinemann.
- Lannoy, A. (1984). Analyse des explosions air-hydrocarbure en milieu libre: études déterministe et probabiliste du scénario d'accident, prévision des effets de surpression. *Bulletin de la Direction des études et recherches-Electricité de France. Série A, nucléaire, hydraulique, thermique*, (4).
- Maersk Drilling. (2019). Maerks Resilient Rig Summary. Noble Corp. Available at: [https://s201.q4cdn.com/439848451/files/doc\\_fleet/Maersk/R/Rig-Details-Maersk-Resilient.pdf](https://s201.q4cdn.com/439848451/files/doc_fleet/Maersk/R/Rig-Details-Maersk-Resilient.pdf) [Accessed October 2022].
- Mcdaniel, C. J. 1998. A spatial analysis of sea turtle abundance and shrimping intensity in the Gulf of Mexico: recommendations for conservation and management - Doctoral Dissertation. Ph.D., Duke University.
- Miranda, J., Mouillot, D., Flores-Hernandez, D., Sosa-Lopez, A., Do Chi, T. y Ayala, L. 2005. Changes in four complementary facets of fish diversity in a tropical coastal lagoon after 18 years: A functional interpretation.
- Monreal-Gomez, M. A., Salas-de-Leon, D.A., and Velasco-Mendoza, H., 2004. The Hydrodynamics of the Gulf of Mexico. In K. Withers and M. Nipper (Eds). *Environmental Analysis of the Gulf of Mexico*. Harte Research Institute for Gulf of Mexico Studies Special Publication Series No. 1

Müller-Karger, F.E., Walsh, J.J., Evans, R.H., Meyers, M.B., 1991. On the seasonal phytoplankton concentration and sea surface temperature cycles of the Gulf of Mexico as determined by satellites, *JGR Oceans* 96:c7, pp. 12645-12665, doi:10.1029/91JC00787.

Ndubisi, F., Demeo, T. y Ditto, D. N. 1995. Environmentally sensitive areas: a template for developing greenway corridors. *Landscape and Urban Planning*, 33, 159-177.

Nelson, G. J. 2006. *Fishes of the World* 4th Edition, Hoboken, NJ, John Wiley Y Sons, Inc.

NOAA- NHC. 2018. Gulf of Mexico Regional Climatology. NOAA - National Oceanographic Data Center. Available at: < [https://www.nodc.noaa.gov/OC5/regional\\_climate/GOMclimatology/](https://www.nodc.noaa.gov/OC5/regional_climate/GOMclimatology/) > [Accessed

NOAA. (2019). Atmospheric Carbon Dioxide. Understanding Climate.

NOAA. (2019b). How do Oil Spills Affect Coral Reefs. Retrieved October 19, 2019, from Office of Response and Restoration website: <https://response.restoration.noaa.gov/about/media/how-do-oil-spills-affect-coral-reefs.html> [Accesado Mar 2019].

NOAA. 2022. National Hurricane Center. website <https://www.nhc.noaa.gov/> [Accesado Nov 2022].

Ojeda E., Appendini M.C. and Mendoza T. 2017. Storm-wave trends in Mexican waters of the Gulf of Mexico and Caribbean Sea. *Nat. Hazards Earth Syst. Sci.*, 17, pp. 1305–1317.

Ortega-Ortiz, J. G. 2002. Multiscale analysis of cetacean distribution in the Gulf of Mexico: PhD Dissertation. PhD, Texas AYM University.

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. In: CASO, M., PISANTY, I. Y ESCURRA, E. eds.) *Diagnostico ambiental del Golfo de México*. México: Instituto Nacional de Ecología (INEC).

ONU. *Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar.* , (1982).

Ozhan, K., Parsons, M. L., and Bargu, S. (2014). How were phytoplankton affected by the deepwater horizon oil spill? *BioScience*, 64(9), 829–836. <https://doi.org/10.1093/biosci/biu117>

Pampell-Manis, A., Horrillo, J., Shigihara, Y. y Parambath, L. 2016. Probabilistic assessment of landslide tsunami hazard for the northern Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research - Oceans*, 121, 1009-1027.

Panchang, V., Jeong, C. K., Demirbilek, Z. 2013. Analyses of extreme wave heights in the gulf of mexico for offshore engineering applications. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 135(3), 1–15. <https://doi.org/10.1115/1.4023205>.

Passalacqua, G. A., Sheinbaum, J. y Martinez, J. A. 2016. Sea surface temperature influence on a winter cold front position and propagation: air–sea interactions of the ‘Nortes’ winds in the Gulf of Mexico. 17, 302-307.

Peel, M. C., B. L. Finlayson, and T. A. McMahon. 2007. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrological Earth System Sciences* 11:1633-1644.

Pérez, E. P., Magaña, V., Caetano, E., Kusunoki, S. 2014. Cold surge activity over the Gulf of Mexico in a warmer climate. *Frontiers in Earth Science*, 2(August), 1–10. <https://doi.org/10.3389/feart.2014.00019>

Piñeiro, R., Giménez, E., Moreno, V., Burgos, R. y Betanzos, A. 2001. Características térmicas del Banco de Campeche: *Ciencia Pesquera* No. 15., Mexico, INP-SAGARPA.

PRTR-España. (2020). Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).

Réyez, J., 2022. Se disparan ataques piratas en el Golfo de México. [online] Contralínea. Available at: <<https://contralinea.com.mx/interno/semana/se-disparan-ataques-piratas-en-el-golfo-de-mexico/#:~:text=De%202019%20a%20la%20fecha,ese%20n%C3%BAmero%20es%20mucho%20mayor>> [Accessed 17 October 2022].

Quiñones, Z.H., Brooks, J.M., Bernard, B.B. 2015. Oil and Gas Seepage in the Southern Gulf of Mexico: Regional Studies of Oil Generation. Charge and Source. p 19. [online] Available at: <[https://www.tdi-bi.com/our\\_publications/HolquinMS\\_Revised-gw.pdf](https://www.tdi-bi.com/our_publications/HolquinMS_Revised-gw.pdf)>, [Accessed 17 Feb 2018].

Sahling, H., Borowski, C., Escobar-Briones, E., Gaytán-Caballero, A., Hsu, C.-W., Loher, M., MacDonald, I., Marcon, Y., Pape, T., Römer, M., Rubin-Blum, M., Schubotz, F., Smrzka, D., Wegener, G., Bohrmann, G. (2016). Massive asphalt deposits, oil seepage, and gas venting support abundant chemosynthetic communities at the Campeche Knolls, southern Gulf of Mexico. *Biogeosciences*, 13(15), 4491–4512. <https://doi.org/10.5194/bg-13-4491-2016>

Sanvicente-Añorve, L., C. Flores–Coto y Chiapa-Carrara, X. 2000. Temporal and spatial scales of ichthyoplankton distribution in the southern Gulf of Mexico. *Estuarine Coastal and Shelf Science*, 51, 463 – 475.

Schmit, D., French-McCay, D., Joeckel, J., and Wolford, A. (2018). *Hudson River Oil Spill Risk Assessment*. 4.

Schmitz, W. J., D. C. Biggs, A. Lugo-Fernandez, L. Y. Oey, and W. Sturges. 2005. A Synopsis of the Circulation in the Gulf of Mexico and on its Continental Margins Pages 11-29 *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models*. Geophysical Monographs Series Vol 161, American Geophysical Union.

Schlumberger Limited. 2020. Oilfield Glossary. [en línea], Disponible en: [https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottomhole\\_assembly.aspx](https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/bottomhole_assembly.aspx) [Último acceso: agosto, 2020]

SEMARNAT. 2001. Guía Para La Presentación Del Estudio De Riesgo Modalidad Analisis De Riesgo Contenido. Available at: [https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/120998/Guia\\_Estudio\\_de\\_Riesgo\\_Analisis\\_de\\_Riesgo\\_.pdf](https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/120998/Guia_Estudio_de_Riesgo_Analisis_de_Riesgo_.pdf) [Accessed Mar 2019].

SEMARNAT. 2012. Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe. Available at: < [http://dof.gob.mx/nota\\_detalle.php?codigo=5279084&fecha=24/11/2012](http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5279084&fecha=24/11/2012) >, [Accessed Mar 2019].

Senado de la República. 2019. En dos años. “piratas huachicoleros” roban 300 veces combustible a plataformas de PEMEX. Retrieved June 11, 2019, from Boletín 1395 website: <http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2019/Abril/09/1395-En-dos-anos-piratas-huachicoleros-roban-300-veces-combustible-a-plataformas-de-Pemex>

SNIARN. 2021. Sistema Nacional de Información Ambiental y de Recursos Naturales. <https://apps1.semarnat.gob.mx:8443/dgeia/gob-mx/publicaciones.html>

Serrano, A., Galindo, J. A. y Vázquez-Castán, L. 2005. Distribution and abundance of cetaceans from the northern coasts of the state of Veracruz, Mexico. 16th Biennial Conference on the Biology of Marine Mammals, 2005 San Diego, CA.

Servicio Meteorológico UNAM. (n.d.). Las mareas en México. Retrieved August 22, 2019, from <http://www.mareografico.unam.mx/portal/index.php?page=tiposMarea>

Spotila, J. R. 2004. *Sea Turtles: A Complete Guide to Their Biology, Behavior, and Conservation*, Baltimore, MD, The Johns Hopkins University Press.

Sturges, W., A. Lugo-Fernandez, and M. D. Shargel. 2005. Introduction to Circulation in the Gulf of Mexico. Pages 1-10 Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. Geophysical Monographs Series Vol 161, American Geophysical Union.

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, 77-83.

Tapia González, F. U., Herrera-Silveira, J. A. y Aguirre-Macedo, M. L. 2008. Water quality variability and eutrophic trends in karstic tropical coastal lagoons of the Yucatán Peninsula. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*, 76, 418-430.

Teas, W. G. 1993. Species composition and size class distribution of marine turtle strandings on the Gulf of Mexico and Southeast United States Coasts, 1985–1991: NOAA Technical Memorandum NMFS-SEFSC-315, Miami, FL, National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA) - National Marine Fisheries Service (NMFS).

Ten Brink, U. S., Lee, H. J., Geist, E. ., Twichell, D. (2009a). 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>

Ten Brink, U. S., Barkan, R., Andrews, B. D., & Chaytor, J. D. (2009b). Size distributions and failure initiation of submarine and subaerial landslides. *Earth and Planetary Science Letters*, 287(1-2), 31-42.

Ten Brink, U. S., Marshak, S., & Bruña, J. L. G. (2009c). Bivergent thrust wedges surrounding oceanic island arcs: Insight from observations and sandbox models of the northeastern Caribbean plate. *Geological Society of America Bulletin*, 121(11-12), 1522-1536.

Total E&P México (2018). Informe regional de la línea base ambiental, Área Contractual 15, Cuencas Del Sureste Golfo de México.

Total E&P México (2018). Informe de la Línea Base Ambiental. Área Contractual 15, Cuencas del Sureste, Golfo de México. Maxon Consulting Inc., TDI Brooks International, Inc., and GeoMar.

UNESCO. (2017). Reservas de biósfera. Retrieved September 27, 2019, from <http://www.unesco.org/new/es/natural-sciences/environment/ecological-sciences/biosphere-reserves/>

Valverde, R. A. y Rouse, K. 2017. Sea Turtles of the Gulf of Mexico. In: WARD, C. H. Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill. New York, NY: Springer-Open.

Vázquez de la Cerda A. M., Reid O. R., DiMarco S.F. and Jochens A.E. 2005. Bay of Campeche Circulation: An Update. Geophysical Monograph Series, American Geophysical Union, Vol. 161 pp. 279-293.

Wells, P. G. (1972). Influence of Venezuelan crude oil on lobster larvae. *Marine Pollution Bulletin*, 3, 105–106.

Zamudio, M. E., Licea, S., and Luna, R. 2013. "Relative abundance and distribution of unarmored dinoflagellates species in the Southern Gulf of Mexico (2005-2010). In Lewis, J. M., Marret, F. & Bradley, L. (eds) 2013. Biological and Geological Perspectives of Dinoflagellates. The Micropalaeontological Society, Special Publications. Geological Society, London, 233–238. Doi: 10.1144/TMS5.22.

Zavala-García, F., Flores-Coto, C. y Espinosa-Fuentes, M. D. L. L. 2016. Relationship between zooplankton biomass and continental water discharges in the southern Gulf of Mexico (1984-2001). *Revista de Biología Marina y Oceanografía*, 51, 21-31.

Zavala-Hidalgo, J., Morey, S.L., and O'Brien, J.J. 2003. "Seasonal circulation on the western shelf of the Gulf of Mexico using a high resolution numerical model," *J. Geophys. Res.* 108(C12):3389, DOI:10.1029/2003JC001879

Zavala-Hidalgo, J., Romero-Centeno, R., Mateos-Jasso, A., Morey, S., and Martínez-López, B. 2014. The response of the Gulf of Mexico to wind and heat flux forcing: What has been learned in recent years? *Atmósfera* 27(3): 317-334, doi:10.1016/S0187-6236(14)71119-1.

Zetler, B. D., Hansen, D. V. (1971). Tides in the Gulf of Mexico. *Contributions on the Physical Oceanography of the Gulf of Mexico*, 2, 265–275

Zhong, X. (2018). Modeling the fate and behavior of oil spills in the Salish Sea. Dalhousie University. Faculty of Graduate Studies Online Theses.