

Estudio de Riesgo Ambiental

Área Contractual AP-CS-G02, Cuenca Salina, Golfo de México

No. Contrato: CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018

Revisión 0

Presentado a:

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

Presentado por:

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

Elaborado por:

URS Corporation México S de RL de CV (“AECOM”)

Fecha: 15 de Julio 2019



Estudio de Riesgo Ambiental

Área Contractual AP-CS-G02, Cuenca Salina, Golfo de México

No. Contrato: CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018

Revisión 0

Fecha: 15 de Julio de 2019

Firma de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Aprobado por:
Miguel Ángel Arriaga Rubio
Jefe del Departamento Ambiental, AECOM México

Firma de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Revisado por:
Edith Morales Ortiz
Líder de Evaluación de Impacto Ambiental, AECOM México



Índice

1	Escenarios de los Riesgos Ambientales Relacionados con el Proyecto	1-1
1.1	Bases de Diseño	1-1
1.1.1	Información General del Proyecto	1-1
1.1.1.1	Descripción del Proyecto	1-1
1.1.1.2	Alcance del ERA.....	1-3
1.1.2	Características del Sitio y Susceptibilidad de la Zona a Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos.....	1-4
1.1.2.1	Temporadas	1-4
1.1.2.2	Clima y Meteorología.....	1-5
1.1.2.3	Mareas	1-9
1.1.2.4	Corrientes Marinas	1-9
1.1.2.5	Oleaje.....	1-9
1.1.2.6	Vientos.....	1-10
1.1.2.7	Patrones de Circulación.....	1-12
1.1.2.8	Eventos Extremos	1-15
1.1.2.9	Tsunamis.....	1-17
1.1.2.10	Resumen de Susceptibilidad de los Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos	1-17
1.1.3	Criterios de Diseño y Estándares Utilizados para el Proyecto.....	1-18
1.1.4	Proyecto Civil	1-22
1.1.5	Proyecto Mecánico	1-23
1.1.5.1	MODU.....	1-23
1.1.5.2	Control de Presión en el Pozo.....	1-24
1.1.5.3	Sistema de Prevención de Reventones (BOP).....	1-25
1.2	Proyecto Sistema Contra Incendios.....	1-27
1.2.1	Sistema de Bombeo del Agua Contra Incendio	1-27
1.2.2	Red Contra Incendios	1-27
1.2.3	Hidrantes y Mangueras.....	1-27
1.2.4	Sistemas de Detección de Incendios y Gas	1-28
1.3	Descripción Detallada del Proceso	1-29
1.3.1	Secuencia de Perforación.....	1-29
1.3.1.1	Control del Pozo.....	1-33
1.3.1.2	Taponamiento y Desmovilización.....	1-33
1.3.2	Materias Primas, Productos y Subproductos	1-34
1.3.2.1	Perforación.....	1-34
1.3.2.2	Flujo No Planeado o No Controlado.....	1-35
1.3.3	Hojas de Seguridad	1-35
1.3.3.1	Riesgos del Petróleo Crudo	1-35
1.3.3.2	Riesgos del Gas Natural	1-36
1.3.3.3	Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	1-37
1.3.4	Almacenamiento.....	1-38
1.3.5	Equipos de Proceso y Auxiliares.....	1-39
1.3.5.1	MODU.....	1-39
1.3.5.2	Árbol Submarino.....	1-41
1.3.5.3	Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo	1-41
1.3.6	Pruebas de Verificación.....	1-41
1.4	Condiciones de Operación	1-41
1.4.1	Especificaciones del Cuarto de Control.....	1-41



1.4.2	Sistemas de Aislamiento.....	1-42
1.4.2.1	Sistemas de Paro de Emergencia.....	1-42
1.4.2.2	Sistema de Contención de Derrames.....	1-43
1.5	Análisis y Evaluación de Riesgos	1-44
1.5.1	Histórico de Accidentes e Incidentes.....	1-44
1.5.1.1	Incidentes Mayores de Derrames de Hidrocarburos en los Mares de Estados Unidos	1-44
1.5.1.2	Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX	1-48
1.5.1.3	Peor Escenario.....	1-49
1.5.2	Metodologías de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos	1-50
1.5.2.1	Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos Ambientales Asociados al Proyecto.....	1-56
1.5.2.2	Evaluación y Clasificación de los Eventos de Riesgo	1-63
2	Descripción de las Zonas de Protección En Torno a las Instalaciones	2-1
2.1	Radio Potencial de Afectación: Dardo de Fuego, Explosión y Nube Tóxica	2-4
2.1.1	Software de Modelación de Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser	2-4
2.1.2	Criterios para Definir las Zonas de Protección por Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser	2-5
2.1.3	Condiciones de Modelación para Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser	2-6
2.1.4	Resultados de la Modelación de Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser	2-8
2.1.4.1	Dardo de Fuego.....	2-8
2.1.4.2	Explosión.....	2-9
2.1.4.3	Nube Tóxica	2-10
2.1.5	Interacciones de Riesgo por Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser	2-11
2.2	Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar.....	2-12
2.2.1	Software de Modelación de Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar	2-13
2.2.2	Condiciones de Modelación de Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar... ..	2-13
2.2.3	Resultados de la Modelación Estocástica de Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar.....	2-15
2.2.4	Áreas Prioritarias de Protección.....	2-20
2.2.4.1	Áreas Naturales Protegidas (ANPs).....	2-21
2.2.4.2	Sitios Ramsar	2-23
2.2.4.3	Regiones Marinas Prioritarias (RMPs)	2-25
2.2.4.4	Sitios Marinos Prioritarios (SMPs).....	2-25
2.2.4.5	Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs).....	2-25
2.2.4.6	Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHPs).....	2-25
2.2.4.7	Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAs).....	2-25
2.2.4.8	Unidades de Gestión Ambiental (UGAs)	2-25
2.2.5	Efectos Sobre el Sistema Ambiental	2-26
2.2.5.1	Hidrocarburos Derramados al Mar	2-26
2.2.5.2	Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Ambiente Físico.....	2-27
2.2.5.3	Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Fauna.....	2-32
2.2.6	Resumen de los Resultados de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos.....	2-36
3	Señalamiento de las Medidas de Seguridad y Preventivas en Materia Ambiental.....	3-1
3.1	Recomendaciones Técnico-Operativas	3-6
3.1.1	Medidas de Seguridad.....	3-7
3.1.1.1	Sistema de extinción de incendios:	3-7
3.1.1.2	Sistemas de Paro de emergencia:	3-7



3.1.1.3	Sistemas de Protección de Presión:.....	3-7
3.1.1.4	Sistema de Preventores (BOP):.....	3-7
3.1.1.5	Contención de Derrame por Liberación No Controlada de Hidrocarburos:	3-8
3.1.1.6	Sistema de Contención de Pozo (Capping Stack):	3-9
3.1.1.7	Pozo de Alivio.....	3-9
3.2	Barreras Preventivas y de Mitigación.....	3-10
4	Resumen	4-1
4.1	Resumen de la Situación General que Presenta el Proyecto en Materia de Riesgo y Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental.....	4-1
4.2	Informe Técnico	4-4
4.2.1	Sustancias Involucradas en la Simulación de Escenarios de Riesgo	4-4
4.2.2	Historia de Accidentes e Incidentes	4-4
4.2.3	Identificación y Jerarquización de Riesgos Ambientales.....	4-8
4.2.4	Estimación de las Consecuencias.....	4-10
4.2.5	Criterios Utilizados.....	4-11
5	Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan la Información Señalada en el Estudio de Riesgo.....	5-1
6	Referencias	6-1



Índice de Tablas

Tabla 1-1. Datos Meteorológicos y Oceanográficos de las Estaciones de la CONAGUA-SMN y de la Boya Oceanográfica de la NOAA.	1-5
Tabla 1-2. Normales Climatológicas en las Estaciones Costeras de Alvarado, Coatzacoalcos, Paraíso, Pueblo Viejo y Tuxpan. (Periodo: 1951 a 2010).....	1-8
Tabla 1-3. Resumen de Huracanes Mayores Sucedió Dentro de un Radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017)	1-17
Tabla 1-4 Clasificación de Susceptibilidad del Área Contractual a Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos.....	1-18
Tabla 1-5. Tipos de Detectores de Incendios por Ubicación.	1-28
Tabla 1-6. Etapas Iniciales del Período de Exploración.....	1-33
Tabla 1-7. Clasificación del Material de Perforación.	1-34
Tabla 1-8. Aditivos del Fluido de Perforación.	1-35
Tabla 1-9. Escenarios Submarinos Modelados.	1-35
Tabla 1-10. Propiedades del Crudo Istmo.	1-36
Tabla 1-11. Propiedades del Gas Natural.....	1-37
Tabla 1-12. Propiedades del Sulfuro de Hidrógeno.	1-38
Tabla 1-13. Capacidades de Almacenamiento Típicos en MODUs (Buque de Perforación).	1-38
Tabla 1-14. Parámetros Genéricos de Operación de una MODU (Buque de Perforación).	1-39
Tabla 1-15. Dimensiones/Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación).	1-39
Tabla 1-16. Equipo y Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación).	1-40
Tabla 1-17. Presiones y Temperaturas de Trabajo Típicas.	1-41
Tabla 1-18. Tasas de Derrame en Plataforma y Tendencias de Volumen Derramado, con base en el Petróleo Producido desde 1964 hasta 2015.	1-45
Tabla 1-19. Derrames grandes en plataformas ($\geq 1,000$ bbl), en la Plataforma Continental Exterior de los Estados Unidos, desde 1964 hasta 2010.	1-46
Tabla 1-20. Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX.....	1-48
Tabla 1-21. Resumen de Riesgos, Amenazas y Consecuencias.	1-57
Tabla 1-22. Sustancias Incluidas en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas.	1-58
Tabla 1-23. Límites de Liberación para Sustancias de AAR para el Yacimiento.....	1-59
Tabla 1-24. Cantidades Límite de Liberación de Materiales Peligrosos Según IOGP por la Pérdida de Contención Primaria (LOPC).	1-60
Tabla 1-25. Resumen de Eventos Peligrosos y Volúmenes Estimados de Liberación.....	1-62
Tabla 1-26. Categorías del Nivel de Severidad para Eventos No Planificados.....	1-64
Tabla 1-27. Resumen de la Evaluación de Riesgos (Probabilidad y Severidad en Materia Ambiental).....	1-66
Tabla 1-28. Clasificación del Nivel de Riesgo.....	1-67
Tabla 1-29. Importancia del Evento de Riesgo (Calificación Actual).	1-68



Tabla 2-1. Escenarios de Riesgo Definidos.....	2-1
Tabla 2-2. Criterios para Definir las Zonas de Alto Riesgo y las Zonas de Amortiguamiento.	2-5
Tabla 2-3. Umbrales para Radiación Térmica.	2-5
Tabla 2-4. Umbrales para Sobrepresión.	2-6
Tabla 2-5. Condiciones Atmosféricas.....	2-7
Tabla 2-6. Condiciones de Operación.	2-7
Tabla 2-7. Composición de la Mezcla.	2-8
Tabla 2-8. Radios de Afectación para Dardo de Fuego.	2-9
Tabla 2-9. Radios de Afectación por Explosión.	2-10
Tabla 2-10. Radios de Afectación por Toxicidad.....	2-11
Tabla 2-11. Ubicación del Sitio de Derrame Modelado y Características del Escenario.	2-13
Tabla 2-12. Parámetros del Escenario de Liberación No Controlada de Hidrocarburos.	2-14
Tabla 2-13. Umbrales de la Modelación de Derrame de Hidrocarburos.	2-14
Tabla 2-14. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Áreas Naturales Protegidas.....	2-22
Tabla 2-15. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Áreas Naturales Protegidas.	2-22
Tabla 2-16. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Sitios Ramsar.	2-23
Tabla 2-17. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Sitios Ramsar. ...	2-24
Tabla 2-18. Resumen del Proceso de Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Ecosistema Marino	2-27
Tabla 2-19. Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA.....	2-28
Tabla 2-20. Tipos de Costa Dentro del Área Potencialmente Afectada por los Hidrocarburos.	2-29
Tabla 3-1. Eventos de Riesgo Definidos y Bowties asociados.	3-1



Índice de Figuras

Figura 1-1. Cronología y Etapas del Contrato	1-1
Figura 1-2. Ubicación del Pozo Tipo (Pozo B) y Pozo G dentro del Área Contractual. Ubicación del Área Contractual Relativa a los Puertos de Alvarado, Dos Bocas, Tampico y Tuxpan.	1-2
Figura 1-3. Estaciones Meteorológicas de Triangulo Oeste (4033), Cayo Arcas (4005), Cayo Arenas (4006) y Boya Oceanográfica de la NOAA (42055).	1-7
Figura 1-4. Estaciones Meteorológicas Costeras de Alvarado, Veracruz (30201); Coatzacoalcos, Veracruz (30214); Paraíso, Tabasco (27034), Pueblo Viejo, Veracruz (30194); y Tuxpan, Veracruz (30229).	1-8
Figura 1-5. Altura Significante Asociada a un Periodo de Retorno de 100 años.....	1-10
Figura 1-6. Rosa de Viento – Boya Oceanográfica NOAA (Periodo 2005-2016; Estación 42055).....	1-11
Figura 1-7. Porcentaje de ocurrencia de la velocidad del viento (NOAA 42055, Bahía de Campeche, Periodo: 2005-2016).	1-12
Figura 1-8. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie (Periodo 1989–1999).	1-13
Figura 1-9. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie para la Temporada de Secas (Periodo 1989–1999).....	1-14
Figura 1-10. Promedio de la Velocidad de la Circulación Profunda en la Bahía de Campeche (Periodo: 1989-1999).	1-15
Figura 1-11. Trayectoria de Huracanes Mayores (Categoría ≥ 3) dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017).	1-16
Figura 1-12. Diseño General de una MODU típica (basado en el buque TOI DW DSME 12000).	1-20
Figura 1-13. Diseño General de una MODU típica (basado en el buque TOI DW DSME 12000).	1-21
Figura 1-14. Torre de Perforación Con Sistema Rotatorio Top Drive.....	1-24
Figura 1-15. Preventor de Reventones Submarinos (BOP).....	1-26
Figura 1-16. Diagrama de una MODU Típica con Tubo Ascendente y BOP.....	1-30
Figura 1-17. Geometría Teórica del Pozo Según lo Planeado para el Proyecto (los Diámetros de la Sección se Presentan en Pulgadas).	1-32
Figura 1-18. Matriz de Evaluación de Riesgos de Shell (RAM).	1-52
Figura 1-19. Diagrama Bowtie.....	1-54
Figura 2-1. Radios de Afectación por Dardo de Fuego.....	2-9
Figura 2-2 Radios de Afectación para Explosión.....	2-10
Figura 2-3. Radios de Afectación por Toxicidad (Perfil).....	2-11
Figura 2-4. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación No Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo en la Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio- 30 días). Probabilidad y Tiempo de Arribo en Superficie Marina.	2-16
Figura 2-5. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación No Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo en le Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio – 30 días). Probabilidad y Tiempo de Arribo en Superficie Marina.	2-17



Figura 2-6. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación No Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo en la Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio). Probabilidad y Tiempo de Arribo en la Costa.	2-18
Figura 2-7. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación No Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo en la Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio). Probabilidad y Tiempos de Arribo en la Costa.....	2-19
Figura 2-8. Intemperización del Hidrocarburo en el Ambiente Marino.....	2-26
Figura 3-1. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo.	3-3
Figura 3-2. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación.	3-3
Figura 3-3. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo.....	3-4
Figura 3-4. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición.	3-4
Figura 3-5. Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad.....	3-5
Figura 3-6. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética.	3-5



Índice de Imágenes

Imagen 1-1. Ejemplo de Buque de Perforación para Aguas Ultra Profundas de la Generación DSME 12000 de Transocean. 1-3



Lista de Acrónimos

AAR	Actividades Altamente Riesgosas
ABS	American Bureau of Shipping
AICAs	Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves
ALARP	Tan bajo como sea razonablemente factible
ANPs	Áreas Naturales Protegidas
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
API	Instituto Americano del Petróleo
ARPA	Ayuda de Trazado Automático de Radar
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
BOEM	Oficina de Administración de Energía Oceánica de los Estados Unidos
BOP	Sistema de Prevención de Reventones
BV	Bureau Veritas
CAP	Programa de Aseguramiento de Competencias
CAS	Servicio de Resúmenes Químicos
CBM	Mantenimiento Basado en Condiciones
CEAA	Agencia Canadiense de Evaluación Ambiental
CFSR	Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima
CITES	Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
CRETIB	Corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico, inflamable y biológicos infeccioso
DNV	Det Norske Veritas
DOF	Diario Oficial de la Federación
DP	Posicionamiento Dinámico
DPO	Operador de Posicionamiento Dinámico
DWOP	Perforación de pozo en papel
ECD	Densidad equivalente de circulación
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ERP	Plan de Respuesta a Emergencias
ESD	Paro de Emergencia
GCBC	Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche
GMDSS	Sistema mundial de socorro y seguridad marítimos
GOR	Gas-Oil-Ratio
HAP	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos
HAZID	Identificación de Peligros
HSE	Salud, Seguridad y Medio Ambiente
HYCOM	Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano
IACS	Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación
IDLH	Peligro Inmediato para la Vida o la Salud Humana
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional



IMO	Organización Marítima Internacional
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas
ISA	Índice de Sensibilidad Ambiental
ISO	Organización Internacional de Normalización
IUCN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza
IUPAC	Unión Internacional de Química Pura y Aplicada
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LNG	Gas natural licuado
LOPC	Incidentes de la pérdida de contención primaria
LPG	Gas licuado del petróleo
MARPOL	Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques
MEM	Método Multi-Energía
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
MoC	Gestión de Cambios
MODU	Unidad Móvil de Perforación Costa Afuera
MPD	Perforación con Presión Controlada
NADF	Fluido de perforación sintético
NCEP	Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos
NDBC	Centro Nacional de Datos de Boyas Oceanográficas
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra Incendio de Estados
NIOSH	Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica
NORSKOK	Dirección de Petróleo de Noruega
OCS	Plataforma Continental Exterior
OSHA	Administración de Seguridad y Salud Ocupacional
OSRL	Oil Spill Response Limited
OSV/FSV	Buques de Suministro Costa Afuera
PHAST	Process Hazard Analysis Software
P95	Probabilidad de Excedencia
PCP	Plan de Control del Pozo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PM	Profundidad Medida
PRD	Plan integral de Respuesta ante Derrames
PSD	Paro de Procesos
PSE	Eventos de Seguridad del Proceso
RAM	Matriz de Evaluación de Riesgos
RHPs	Regiones Hidrológicas Prioritarias
RMPs	Regiones Marinas Prioritarias
ROV	Vehículos Operados Remotamente
RPS	RPS Ocean Science
RRP	Plan de Respuesta Regional
RTPs	Regiones Terrestres Prioritarias
SAR	Sistema Ambiental Regional
SASISOPA	Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección



al Medio Ambiente

SEMAR	Secretaría de Marina
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SERP	Seguridad & Plan de Respuesta a Emergencias
SIMOPS	Operaciones Simultáneas
SIRT	Kit de Respuesta a Incidentes Submarinos
SMF	Falla de Masa Submarina
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SMP	Sitios Marinos Prioritarios
SOPEP	Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos
SSSV	Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo
SSTT	Árbol Submarino
STEL	Límite de Exposición a Corto Plazo
TOI	Transocean Internacional
TLV	Valor Umbral Límite
TWA	Media Ponderada en el Tiempo
UGAs	Unidades de Gestión Ambiental
UPS	Sistema de Alimentación Ininterrumpida
VSP	Perfil Sísmico Vertical
WBDF	Fluido de perforación base agua
WCCD	Peor Escenario de Descarga Creíble
WSOC	Criterios Operativos Específicos del Pozo



Introducción al Documento

El presente Estudio de Riesgo Ambiental (referido de ahora en adelante como ERA), ha sido diseñado 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.

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. Descripción del Proceso, incluyendo: 1) Bases del Diseño (características del sitio, proyecto civil, proyecto mecánico, proyecto sistema contra incendios); 2) Descripción Detallada del Proceso (materias primas, productos y subproductos, hojas de seguridad, almacenamiento, equipos de proceso y auxiliares, y pruebas de verificación); 3) Condiciones de Operación (especificación del cuarto de control y sistemas de aislamiento); 4) Análisis y Evaluación de Riesgos (antecedentes de accidentes e incidentes y metodologías de identificación de peligros y evaluación de riesgos).

Capítulo 2: Descripción de las Zonas de Protección en Torno a las Instalaciones, incluyendo: 1) Radios potenciales de afectación; 2) Interacción de Riesgo; y 3) Efectos Sobre el Sistema Ambiental.

Capítulo 3: Señalamiento de las Medidas de Seguridad y Preventivas en Materia Ambiental, incluyendo: 1) Recomendaciones Técnico-Operativas (sistemas de seguridad y medidas preventivas)

Capítulo 4: Resumen, incluyendo: Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental y Situación General que Presenta el Proyecto en Materia de Riesgo Ambiental; e Informe Técnico

Capítulo 5: Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan la Información Señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental.



1 Escenarios de los Riesgos Ambientales Relacionados con el Proyecto

1.1 Bases de Diseño

1.1.1 Información General del Proyecto

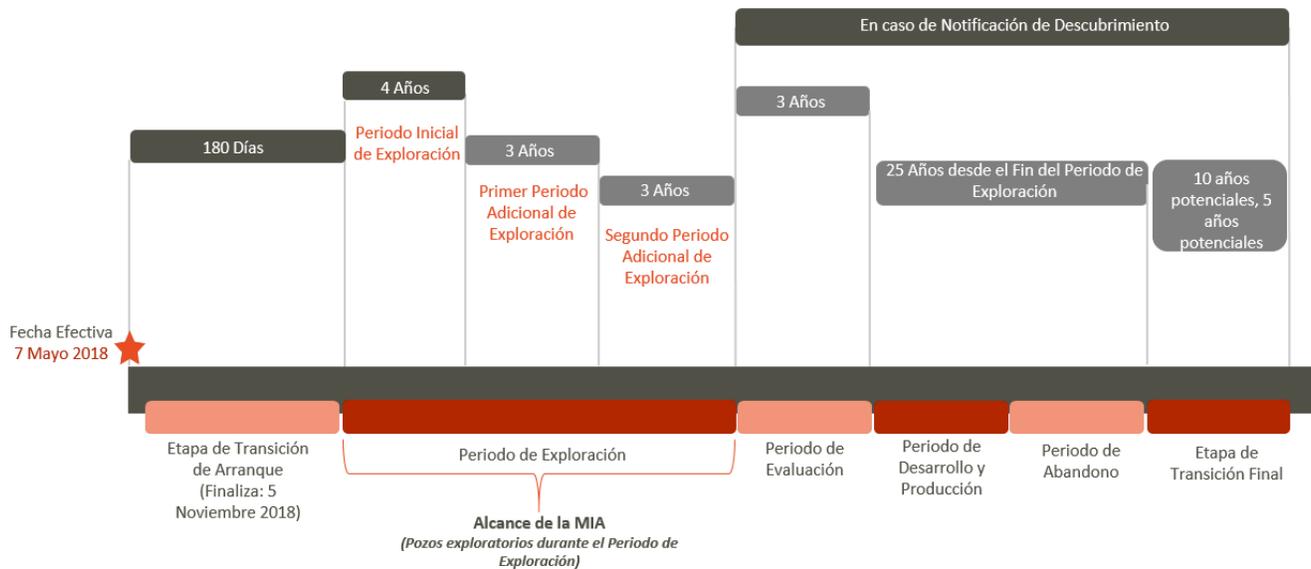
1.1.1.1 Descripción del Proyecto

El 7 de mayo de 2018, los Estados Unidos Mexicanos (denominado en lo sucesivo como “México”, el “Estado” o la “Nación”), a través del Ejecutivo Federal por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) y Shell Exploración y Extracción de México S.A. de C.V (“Shell”), celebraron el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Aguas Profundas (“Contrato”) del Área Contractual AP-CS-G02 en Cuenca Salina del Golfo de México (“Área Contractual”).

El Área Contractual se encuentra localizada aproximadamente a 365 km al este del Puerto de Tuxpan, a 305 km al noreste del Puerto de Alvarado (Veracruz), a 298 km al norte del Puerto de Dos Bocas (Tabasco) y a 431 km al sureste del Puerto de Tampico (Tamaulipas). El Área Contractual tiene un área aproximada de 2,030 km² con profundidades que varían de los 2,000 m a 3,050 m. El área es considerada propiedad federal y, por lo tanto, no pertenece a un poblado, municipio o estado.

Como se puede observar en la **Figura 1-1**, el periodo del Contrato está dividido en varias etapas. El objetivo principal del Promoviente durante el Periodo de Exploración es perforar al menos dos pozos de exploración costa afuera para cumplir con el compromiso mínimo de trabajo. La perforación exploratoria es la actividad inicial para confirmar la presencia de un yacimiento de hidrocarburos y evaluar la geología del área. La información recopilada se usará para determinar si el desarrollo del Área Contractual es económicamente viable.

Figura 1-1. Cronología y Etapas del Contrato



Fuente: AECOM (basado en el Contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G02/2018)

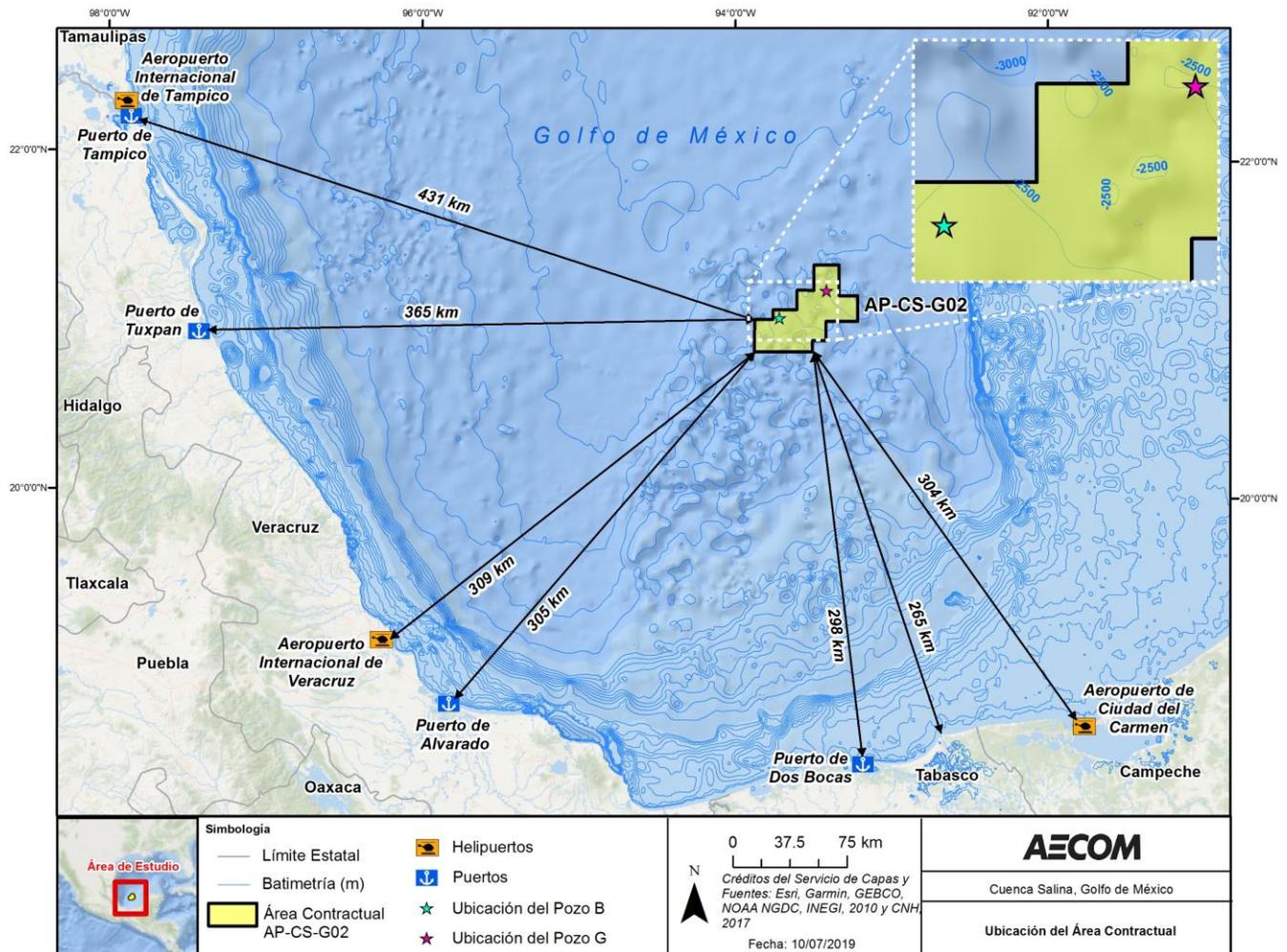
En esta Área Contractual se han identificado dos prospectos, el Prospecto B y G, en los cuales será perforado un pozo en cada uno de ellos. La perforación del primer pozo está planeada durante el primer trimestre de 2020 (entre enero y marzo). La fecha de perforación del segundo pozo aún no ha sido determinada con exactitud pero se



Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP

realizará dentro del periodo de licencia. La localización final de los dos primeros pozos no ha sido determinada aún, sin embargo, para los propósitos de evaluación de riesgos ambientales correspondientes a este ERA, se ha definido una localización preliminar para ambos pozos, denominados como Pozo B () y Pozo G (). La localización y profundidad del Pozo B, denominado de ahora en adelante como Pozo Tipo, se consideraron como representativas para evaluar los riesgos ambientales asociados al Proyecto dentro del Área Contractual, ya que tanto las condiciones meteorológicas como oceanográficas son similares para ambas localizaciones, y el Pozo B se encuentra un poco más cerca de la costa que el Pozo G (Figura 1-2). Se han identificado cinco prospectos adicionales dentro del Área Contractual que pudieran perforarse durante el periodo de exploración. Estos pozos estarán sujetos a la aprobación por parte de CNH. Dado que la localización determinada para el Pozo Tipo es representativa de las condiciones generales del Área Contractual, este ERA debe considerarse como documento base para cualquier otra localización tentativa de perforación dentro del Área Contractual. La fase de exploración considerada dentro del contexto de este ERA es de 10 años.

Figura 1-2. Ubicación del Pozo Tipo (Pozo B) y Pozo G dentro del Área Contractual. Ubicación del Área Contractual Relativa a los Puertos de Alvarado, Dos Bocas, Tampico y Tuxpan.



Fuente: AECOM, 2019.

La perforación se realizará a través de una unidad móvil de perforación costa afuera (MODU, por sus siglas en inglés), en específico, por medio de un buque de perforación diseñado para realizar operaciones de perforación en aguas ultra-profundas, mayores a 1,500 m (ver Imagen 1-1). La MODU a utilizarse, será o tendrá características



similares al buque de perforación para aguas ultra-profundas de la generación DSME 12000 de la compañía Transocean. Las características principales que definen a una MODU son, la apertura del casco central, conocida como pozo central y la torre de perforación. Este tipo de MODUs están diseñadas para perforar en aguas con profundidades de hasta 3,600 m aproximadamente, con una capacidad de perforación máxima aproximada de 12,000 m. La MODU cuenta con posicionamiento dinámico para mantener estable la posición del buque sin la necesidad de anclaje submarino y es capaz de alojar hasta 200 personas.

Imagen 1-1. Ejemplo de Buque de Perforación para Aguas Ultra Profundas de la Generación DSME 12000 de Transocean.



Fuente: Transocean, 2019.

Los detalles específicos acerca del proceso de perforación se describen en la **Sección 1.3 Descripción Detallada del Proceso** de este ERA así como en Capítulo 2 de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

Adicionalmente a las actividades de perforación dentro del Área Contractual, se requerirá la asistencia de buques de suministro costa afuera (OSVs/FSV, por sus siglas en inglés), así como de helicópteros entre la MODU y los puertos y helipuertos costeros. Sin embargo, las operaciones con OSVs/FSV y helicópteros no son consideradas como Actividades Altamente Riesgosas (AAR) de acuerdo a la Guía de SEMARNAT, por lo que no se consideran dentro del alcance de este ERA (ver **Sección 1.1.1.2 Alcance del ERA**).

1.1.1.2 Alcance del ERA

De acuerdo al Artículo 28, Inciso II, de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA, DOF, 2018), cualquier actividad y/o proyecto de la industria del petróleo deberá presentar una Manifestación del Impacto Ambiental (MIA). De acuerdo con el Artículo 30, cuando las actividades relacionadas al proyecto se consideren como altamente riesgosas, dicha MIA deberá incluir un ERA. Con base en el Artículo 18 del Reglamento de la LGEEPA en materia de Evaluación del Impacto Ambiental, el ERA deberá incorporar la siguiente información:



- I. Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto;
- II. Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, en su caso, y
- III. Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental.

Dicho artículo destaca que la SEMARNAT publicará en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y en la Gaceta Ecológica, las guías que faciliten la presentación y entrega del Estudio de Riesgo (DOF, 2014). Hasta la fecha, las guías publicadas corresponden al Primer Listado y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (manejo de sustancias tóxicas y sustancias inflamables y explosivas; DOF, 1990 y DOF, 1992), publicados el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992, respectivamente. Dichos listados (de ahora en adelante, Listados AAR) definen a las Actividades Altamente Riesgosas con base en la clasificación y de sustancias peligrosas con propiedades inflamables, explosivas, tóxicas, reactivas, radioactivas, corrosivas o biológicas y las cantidades de reporte correspondientes (definidas como la cantidad mínima de sustancia peligrosa). Dichos listados establecen que cuando en las actividades del Proyecto se involucren sustancias que presenten una o más de las propiedades de peligrosidad mencionadas anteriormente, en cantidades iguales o superiores a su cantidad de reporte, dicha actividad será considerada como altamente riesgosa. Dado lo anterior, solamente las actividades relacionadas al manejo de dichas sustancias son las que se describen en este ERA.

1.1.2 Características del Sitio y Susceptibilidad de la Zona a Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos

Antes de llevar a cabo cualquier actividad relacionada con la perforación, es importante conocer las condiciones meteorológicas y oceanográficas a la cuales pudieran estar expuestas las instalaciones relacionadas con esta actividad. Por lo que a continuación se describen las condiciones meteorológicas y de carácter oceanográfico (corrientes marinas y oleaje).

1.1.2.1 Temporadas

Como en la mayor parte de las regiones tropicales, el sur del Golfo de México se encuentra caracterizado por dos temporadas distintivas: de lluvias y de secas (Herrera-Silveira *et al.*, 1994; Peel *et al.*, 2007). La temporada de lluvias está caracterizada por temperaturas más cálidas y lluvias frecuentes y constantes, las cuales incrementan lentamente, alcanzando su máximo al final de la temporada y abarcando la mayoría de la precipitación anual. La temporada de lluvias ocurre aproximadamente de abril a septiembre (con variación local - antes o después). La temporada de secas incluye temperaturas más frías y disminución considerable en las precipitaciones, con eventos progresivamente menos intensos y más cortos hacia el final de la temporada. La temporada de secas ocurre aproximadamente entre octubre y marzo (con variación local - antes o después).

De acuerdo con cierta literatura, la estacionalidad de los ecosistemas costeros en el sur del Golfo de México pueden experimentar tres temporadas distintivas, la temporada de lluvias, la temporada de secas y la temporada de Nortes, la cual provoca fuertes cambios biogeoquímicos e hidrológicos que impactan a la flora marina, costera y terrestre, afectándose así, la dinámica de las comunidades y poblaciones de niveles tróficos superiores, particularmente en lagunas costeras y estuarios (Tapia-González *et al.*, 2008; Herrera-Silveira *et al.*, 1994; Hernández *et al.*, 2011 y Miranda *et al.*, 2005). Los Nortes corresponden a frentes fríos (sistemas de alta presión) que se originan en Las Rocallosas en Norte América y que se desplazan por el Golfo de México, persistiendo por varios días (de dos a seis) y que influyen a nivel regional (Pérez *et al.*, 2014). Los Nortes presentan vientos sostenidos de 10 m/s a 20 m/s con rachas de 60 m/s, caídas repentinas en la temperatura (hasta 10°C en 24 horas) y valores altos de presión atmosférica (Pérez *et al.*, 2014; Passalacqua *et al.*, 2016).

La frecuencia anual y el efecto acumulativo que tienen los Nortes en los ecosistemas costeros (desde un punto de vista ecológico), justifican la inclusión de los Nortes como una tercera temporada dentro de los ecosistemas costeros. Sin embargo, con respecto a la estacionalidad costa afuera en el sur del Golfo de México, y en términos del comportamiento de la circulación oceánica y de las corrientes superficiales en escala regional, dos estaciones son aplicables (Vázquez de la Cerda, 2005).



Las corrientes superficiales constituyen un forzamiento importante en la modelación de riesgos potenciales como los derrames de petróleo, y varían de acuerdo a la estacionalidad. Dicha estacionalidad se encuentra definida entre abril y septiembre (temporada de lluvias) y entre octubre y marzo (temporada de secas), durante la cual, suceden los eventos de Norte (Vázquez De La Cerda *et al.*, 2005; Zavala *et al.*, 2014). La variabilidad de la circulación oceánica profunda, en tirantes de agua mayores a los 1,000 m, no se encuentra fuertemente influenciada por los cambios estacionales (Hamilton, 1990; Hamilton y Lugo-Fernández, 2001).

En el suroeste del Golfo de México, los únicos patrones estacionales en las corrientes superficiales que se identifican en una escala de tiempo decenal, ocurren durante las condiciones extremas de las temporadas de secas y de lluvias (DiMarco *et al.*, 2005); mientras que durante los meses de transición y hacia el final de las temporadas de secas y de lluvias, no se presentan patrones estacionales en las corrientes superficiales que puedan ser identificados a escalas de tiempo decenales (DiMarco *et al.*, 2005). Aun cuando existe un periodo de traslape de los eventos de Nortes con la temporada de secas, el patrón de las corrientes superficiales, se atribuye primordialmente a otros fenómenos, incluyendo la Corriente de Lazo y los giros que se desprenden de ella, así como con el esfuerzo rotacional del viento en el sur del Golfo de México (DeHaan y Sturges, 2005; DiMarco *et al.*, 2005; Vázquez De La Cerda *et al.*, 2005; Dubranna *et al.*, 2011; y Passalacqua *et al.*, 2016). Las corrientes oceánicas en el Golfo de México se describen con mayor detalle en la **Sección 1.1.2.7 Patrones de Circulación**.

1.1.2.2 Clima y Meteorología

Con la finalidad de caracterizar las condiciones meteorológicas que rodean el Área Contractual (**Tabla 1-1**), se utilizaron datos de tres estaciones meteorológicas operadas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, cuyos datos fueron obtenidos por el Servicio Meteorológico Nacional, SMN) y una boya oceanográfica de la NOAA (Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, por sus siglas en inglés). Las estaciones de la CONAGUA se encuentran localizadas en las islas de Cayo Arcas, Triángulo Oeste y Cayo Arenas, a una distancia del Área Contractual de 162 km al sureste, 95 km al este y 213 km al noreste, respectivamente. La boya oceanográfica de la NOAA se localiza en la parte central del Golfo de México en una profundidad de 3,600 m a una distancia de 94 km al noroeste del Área Contractual (**Figura 1-3**).

Tabla 1-1. Datos Meteorológicos y Oceanográficos de las Estaciones de la CONAGUA-SMN y de la Boya Oceanográfica de la NOAA.

Estación		Cayo Arcas 4005	Triángulo Oeste 4033	Cayo Arenas 4006	Boya NOAA 42055	Promedio entre estaciones‡ / Dato disponible*
Fuente		CONAGUA- SMN	CONAGUA-SMN	CONAGUA- SMN	NOAA	
Localización Geográfica		20° 12' 15"N 91° 57' 43"W	20° 59' 00"N 92° 18' 14"W	22°06'55"N 91°23'55"W	22° 07' 12"N 93° 57' 36"W	
Periodo de cobertura		1951 2010	1951 2010	1951 2010	Agosto 2005 Mayo 2015	
Temperatura del Aire (°C)	Promedio (Anual)	28	27	27	25	
	Mínimo (Mensual)	25	24	25	17	23 ‡
	Máximo (Mensual)	29	29	30	32	30 ‡
	Promedio (Anual)	N/A	N/A	N/A	27	27 *



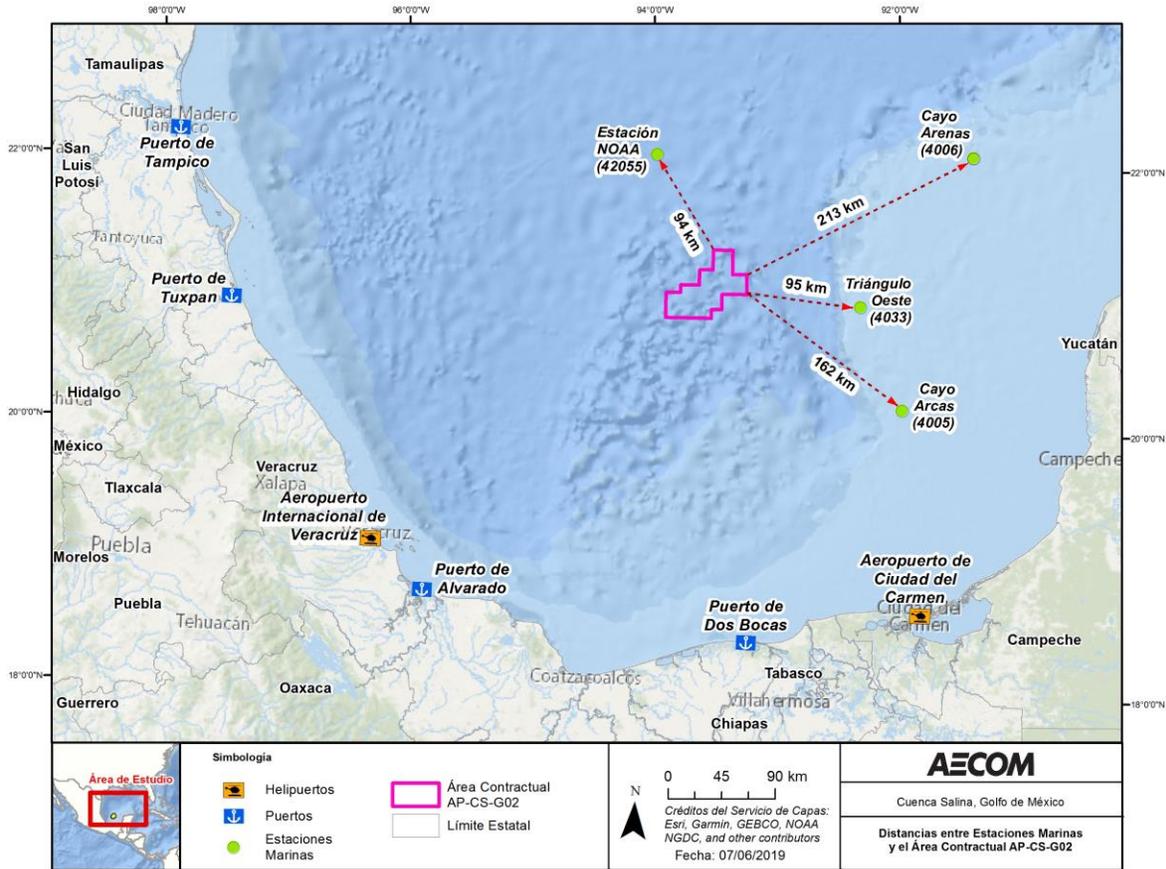
Estación		Cayo Arcas 4005	Triángulo Oeste 4033	Cayo Arenas 4006	Boya NOAA 42055	Promedio entre estaciones‡ / Dato disponible*
Fuente		CONAGUA- SMN	CONAGUA-SMN	CONAGUA- SMN	NOAA	
Localización Geográfica		20° 12' 15"N 91° 57' 43"W	20° 59' 00"N 92° 18' 14"W	22°06'55"N 91°23'55"W	22° 07' 12"N 93° 57' 36"W	
Periodo de cobertura		1951 2010	1951 2010	1951 2010	Agosto 2005 Mayo 2015	
Temperatura Superficial del Agua (°C)	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	23	23 *
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	33	33 *
Precipitación (mm)	Acumulada (Anual)	356.0	330.1	271.7	N/A	319‡
Velocidad del Viento (nudos)	Máximo (Anual)	N/A	N/A	N/A	46	46*
	Mes del Máximo	N/A	N/A	N/A	Agosto	Agosto *
Presión atmosférica a nivel del mar (mb)	Promedio (Anual)	N/A	N/A	N/A	1015	1015 *
	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	1000	1000 *
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	1036	1036 *

Fuente: NOAA-NDBC, 2018; CONAUGUA-SMN, 2018.

En la ubicación donde se encuentra la boya oceanográfica de la NOAA, la temperatura del aire generalmente permanece ligeramente más fría que la temperatura en la superficie del mar (NOAA-NDBC, 2018). Los vientos alisios predominantes emanan del este-sureste la mayor parte del año, con un promedio de velocidad de 12.5 nudos. Durante los Nortes, estos vientos son desplazados por fríos y fuertes vientos y se incrementa la presión atmosférica. La presión atmosférica promedio en la ubicación de la boya oceanográfica de la NOAA es de 1,015 milibares (mb), con mínimos de 1,000 mb (sistemas de baja presión) y máximos de 1,036 mb (sistemas de alta presión).



Figura 1-3. Estaciones Meteorológicas de Triángulo Oeste (4033), Cayo Arcas (4005), Cayo Arenas (4006) y Boya Oceanográfica de la NOAA (42055).

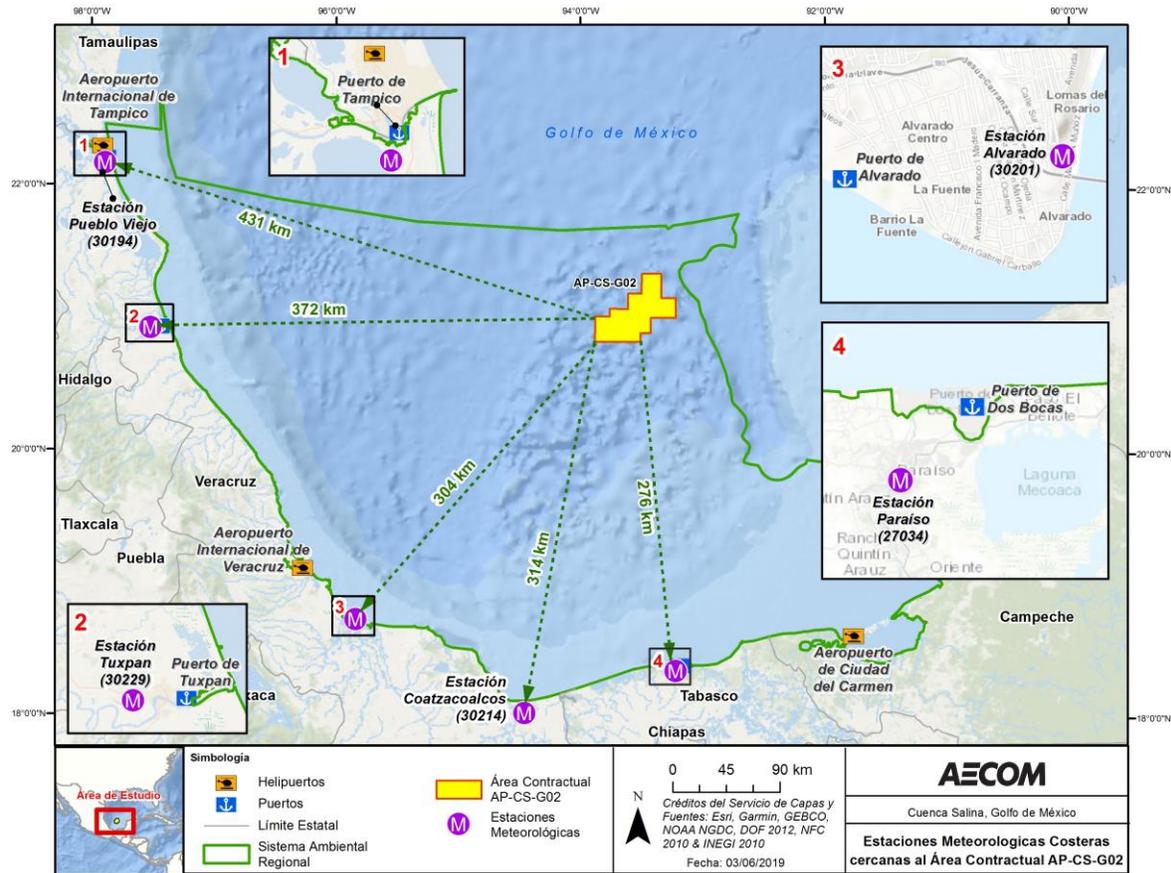


Fuente: AECOM, 2018; CONAGUA-SMN, 2018.

Adicionalmente a la información obtenida en las estaciones meteorológicas en las islas de Cayo Arcas, Triángulo Oeste, Cayo Arenas y la boya oceanográfica de la NOAA, a continuación se describe información meteorológica obtenida en estaciones costeras a lo largo del litoral del Golfo de México. Dichas estaciones costeras se encuentran dentro del Sistema Ambiental Regional (SAR) (descrito en el Capítulo 2 de la MIA) y proporcionan información importante de los fenómenos meteorológicos costeros (**Figura 1-4**). Las normales climatológicas de la temperatura y la precipitación fueron obtenidas en las estaciones de Alvarado, Coatzacoalcos, Paraíso, Pueblo Viejo y Tuxpan. Dichas estaciones son operadas por CONAGUA y los datos fueron obtenidos a partir del Servicio Meteorológico Nacional (CONAGUA-SMN, 2018). La **Tabla 1-2**, muestra las normales climatológicas de la precipitación y temperatura junto con el número de identificación de la estación, su localización geográfica y altitud.



Figura 1-4. Estaciones Meteorológicas Costeras de Alvarado, Veracruz (30201); Coatzacoalcos, Veracruz (30214); Paraíso, Tabasco (27034), Pueblo Viejo, Veracruz (30194); y Tuxpan, Veracruz (30229).



Fuente: AECOM, 2019; CONAGUA-SMN, 2018.

Tabla 1-2. Normales Climatológicas en las Estaciones Costeras de Alvarado, Coatzacoalcos, Paraíso, Pueblo Viejo y Tuxpan. (Periodo: 1951 a 2010).

Municipio	Estación	Coordenadas	Altitud	Temperatura (°C)			Precipitación Anual
				Max.	Media	Min.	
Alvarado (Veracruz)	30201	18° 46' 15" N 95° 45' 20" W	5 msnm	30.4°C	26.4°C	22.4°C	1,819 mm
Coatzacoalcos (Veracruz)	30214	18° 04' 20" N 94° 24' 35" W	20 msnm	30.9°C	26.1°C	21.4°C	2,758 mm
Paraíso (Tabasco)	27034	18° 23' 44" N 93° 12' 44" W	6 msnm	31.4°C	36.5°C	21.7°C	1,769 mm
Pueblo Viejo (Veracruz)	30194	22° 11' 00" N 97° 51' 00" W	4 msnm	31.2°C	28.4°C	25.8°C	912 mm
Tuxpan (Veracruz)	30229	20° 56' 50" N 97° 26' 40" W	17 msnm	30.4°C	25.8°C	21.3°C	1,356 mm

Fuente: CONAGUA-SMN, 2018.



1.1.2.3 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 oscilaciones en el Océano Atlántico, y por la fuerza gravitacional astronómica. Las mareas siguen principalmente un ciclo diurno, con algunas variaciones en las regiones con marea de tipo mixto, como las porciones noreste y noroeste del Golfo de México (De la Lanza y Gómez-Rojas, 2004). Las amplitudes de marea típicas en aguas profundas son menores de 5 cm, incrementado en aguas más someras de 7 cm a 9 cm en el margen oeste del Golfo, y de 17 cm a 33 cm a lo largo de la plataforma continental (Zetler y Hansen, 1972).

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

1.1.2.4 Corrientes Marinas

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

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

Los complejos patrones de circulación que tienen influencia en las corrientes marinas del Golfo de México asociados con la Corriente de Lazo, los giros anticiclónicos y ciclónicos, se describen más adelante en la **Sección 1.1.2.7 Patrones de Circulación**.

1.1.2.5 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 se provoca 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 interface aire/agua, conocida como *fetch*. La altura y la frecuencia (inverso del periodo) del oleaje son variables importantes que generan cargas de impacto en contra de estructuras flotantes que, en algunas circunstancias, pueden restringir las actividades de perforación.

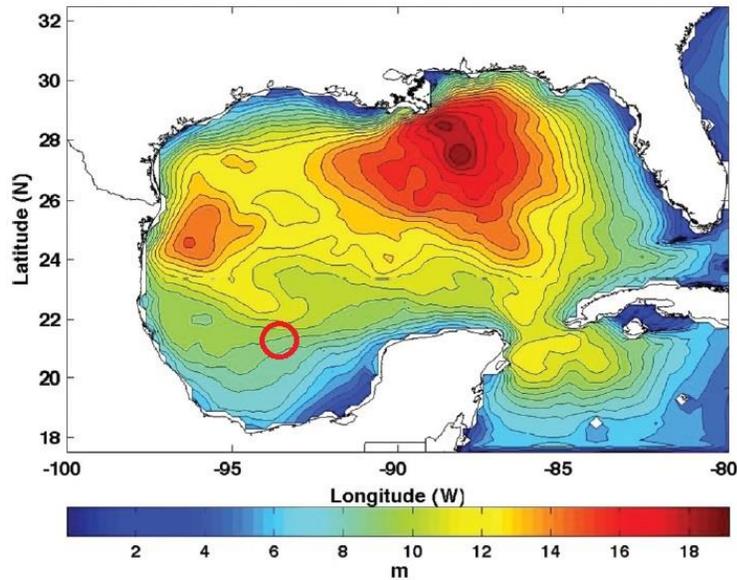
La altura de ola significativa es un parámetro estadístico importante que se utiliza en ambientes costa afuera para diseñar plataformas petroleras, así como para planear actividades de exploración y perforación. La altura de ola significativa es el promedio aritmético del tercio de alturas más altas 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.

Pangchang *et al.* (2013), estimaron la altura significativa del oleaje para un periodo de retorno de 100 años en el Golfo de México, a partir de un reanálisis de 51 años de oleaje (**Figura 1-5**). La estimación de la altura significativa para el Área Contractual es de aproximadamente 9 m.



Figura 1-5. Altura Significante Asociada a un Periodo de Retorno de 100 años.

El círculo rojo muestra la localización aproximada del Área Contractual.



Fuente: Adaptada de Pangchang et al. (2013).

1.1.2.6 Vientos

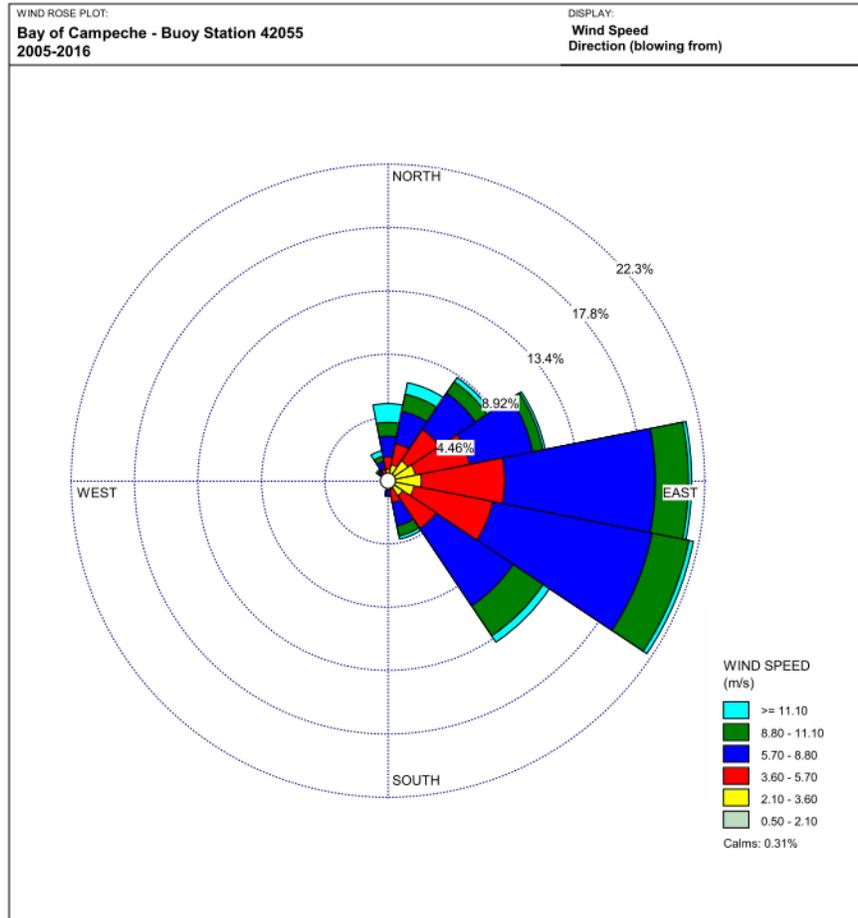
El movimiento de masas de aire, como respuesta a la presión atmosférica y a los gradientes de temperatura y humedad, deriva en la generación y en las propiedades de los vientos. Los perfiles de velocidad de los vientos son fundamentales para determinar el comportamiento de superficies marinas y su efecto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

El Golfo de México es afectado por fuertes vientos asociados con 1) ciclones tropicales (generalmente de mayo a octubre) con velocidades de viento de hasta 70 m/s (Categoría 5 de huracanes, NOAA) y 2) frentes fríos esporádicos conocidos como “Nortes” (que pueden ocurrir intermitentemente de noviembre a abril). Los Nortes se definen como masas frías de aire con circulación anticiclónica provenientes de Norte América y que entran al Golfo de México, provocando fuertes vientos y generando oleaje de gran amplitud (Ojeda *et al.*, 2017). Los vientos pueden alcanzar hasta 16 m/s (Romero-Centeno *et al.*, 2003 y Passalacqua *et al.*, 2016) y, debido a que se mantienen por varios días, generan oleaje de gran altura y fuertes corrientes superficiales.

Los datos de viento obtenidos de la boya oceanográfica de la NOAA (Estación 42055), muestran que más del 90% de los datos del viento promedio por hora provienen de direcciones entre 0° y 180°, en donde aproximadamente el 67% provienen de direcciones entre 46° y 135° (Figura 1-6) con velocidades entre 2 m/s y 10 m/s (Figura 1-7). Los eventos meteorológicos extremos se muestran en la **Sección 1.1.2.8 Eventos Extremos**.



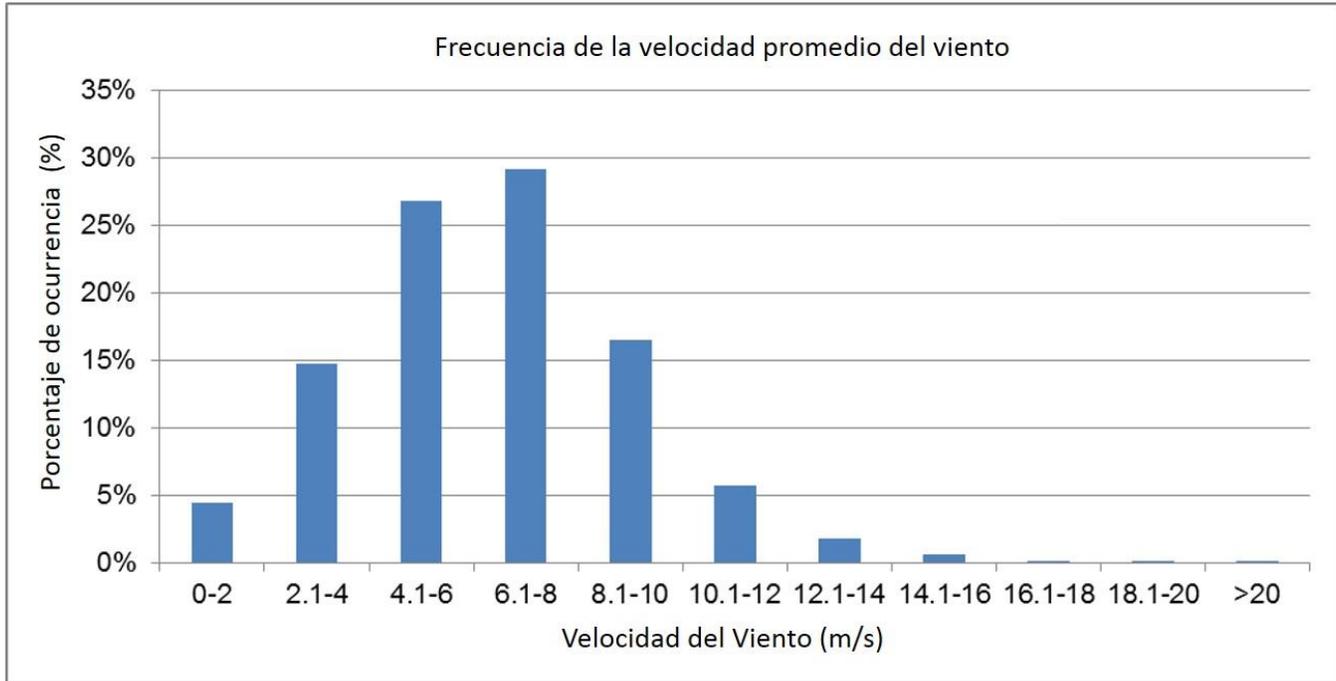
Figura 1-6. Rosa de Viento – Boya Oceanográfica NOAA (Periodo 2005-2016; Estación 42055)



Fuente: NOAA-NDBC, 2017.



Figura 1-7. Porcentaje de ocurrencia de la velocidad del viento (NOAA 42055, Bahía de Campeche, Periodo: 2005-2016).



Fuente: NOAA-NDBC, 2017.

1.1.2.7 Patrones de Circulación

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 de la Bahía 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 (**Figura 1-8**). 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 (**Figura 1-9**), alcanzando su máximo usualmente entre noviembre y enero (Schmitz *et al.*, 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) (DiMarco *et al.*, 2005).

Las corrientes superficiales también son modificadas por los giros anticiclónicos, y que se desplazan en dirección suroeste hacia el GCBC (DiMarco *et al.*, 2005; Sturges *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, y disipándose eventualmente debido a su interacción con la plataforma continental oeste del Golfo de México (DiMarco *et al.*, 2005; Sturges *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. Los resultados muestran que las relaciones complejas entre dichos factores tienen efecto en las corrientes superficiales, y que los efectos en las corrientes son

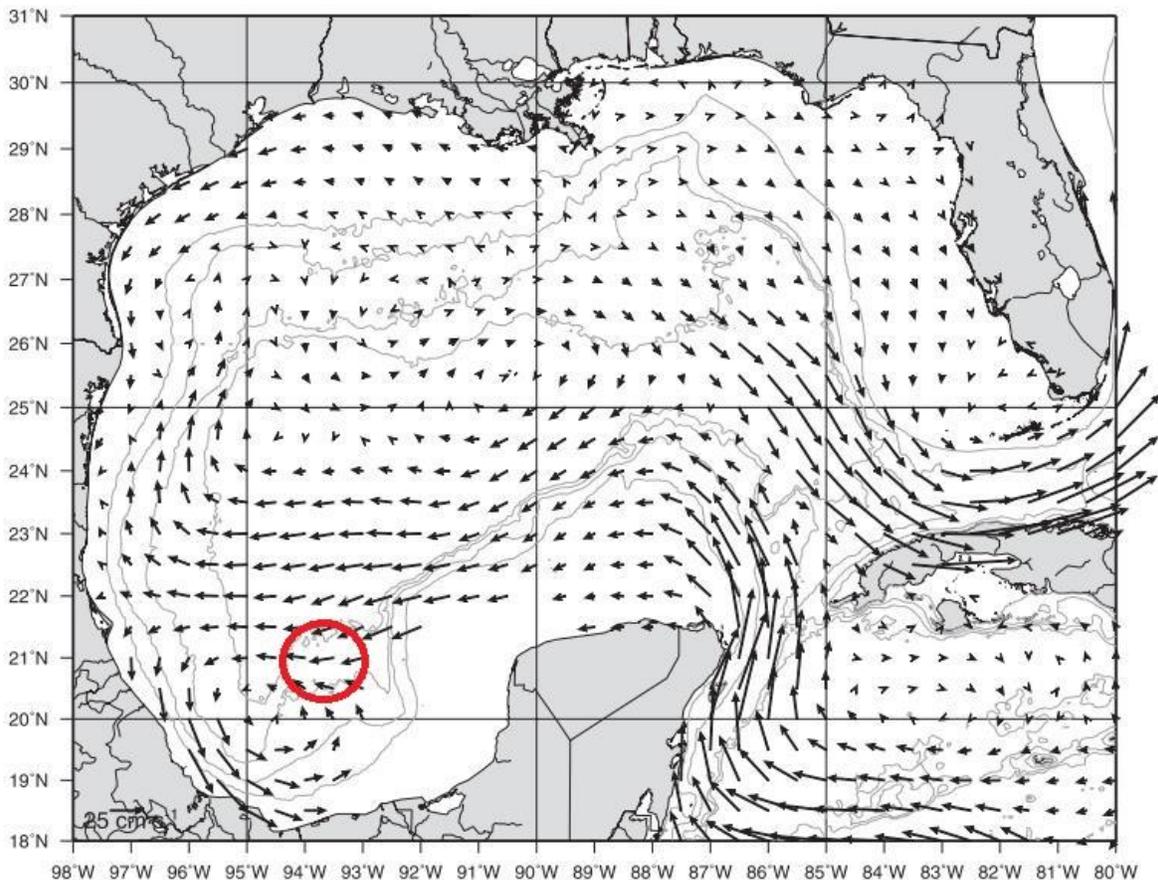


inconsistentes debido a dicha complejidad. Durante los meses de transición entre la temporada de lluvias y la temporada de secas, dicha estocasticidad elimina cualquier patrón de corriente superficial identificable en una escala de tiempo decenal en el GCBC (DiMarco *et al.*, 2005). Di Marco *et al.* (2005), utilizaron registros de 1,397 flotadores de deriva, entre 1989 y 1999, para describir los patrones de circulación en una escala de tiempo decenal del Golfo de México, incluyendo el giro ciclónico al sur de los 21°N cerca de la superficie de la Bahía de Campeche que rodea el Área Contractual, basándose en un promedio de 10 años de datos de corrientes provenientes de flotadores de deriva (**Figura 1-8**). El GCBC es más fuerte durante la temporada de secas (**Figura 1-9**).

La corriente superficial promedio, de 1989 a 1999, se muestra en la **Figura 1-8** con velocidades promedio aproximadas a 25 cm/s. Para la temporada de secas, las corrientes presentan intensidades de 50 cm/s en la porción suroeste del Golfo de México (**Figura 1-9**). Las velocidades promedio de las corrientes de aguas profundas dentro y cerca del Área Contractual son menores a 10 cm/s (Vázquez de la Cerda, 2005; **Figura 1-10**).

Figura 1-8. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie (Periodo 1989–1999).

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

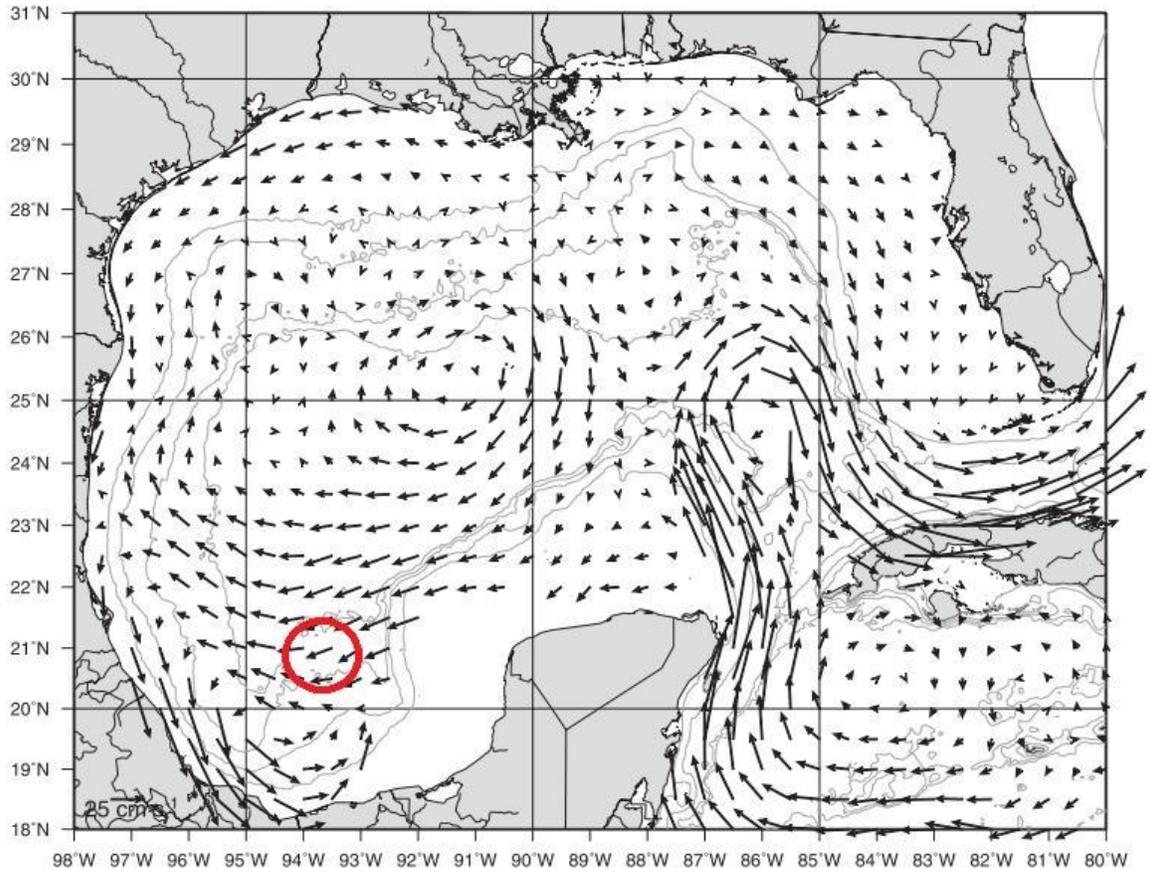


Fuente: Adaptada de Di Marco et al., 2005.



Figura 1-9. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie para la Temporada de Secas (Periodo 1989–1999).

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

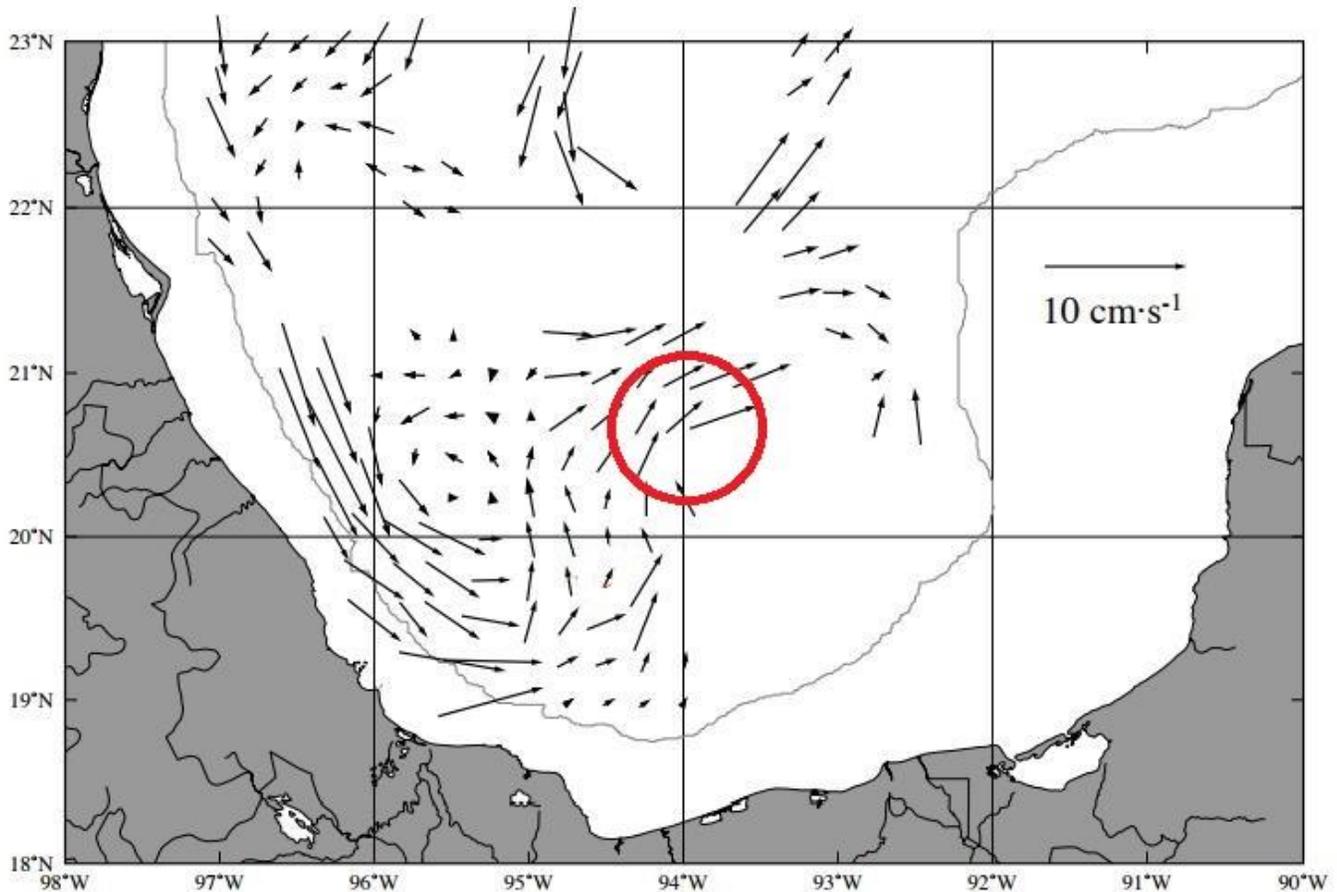


Fuente: Adaptada de Di Marco et al., 2005.



Figura 1-10. Promedio de la Velocidad de la Circulación Profunda en la Bahía de Campeche (Periodo: 1989-1999).

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



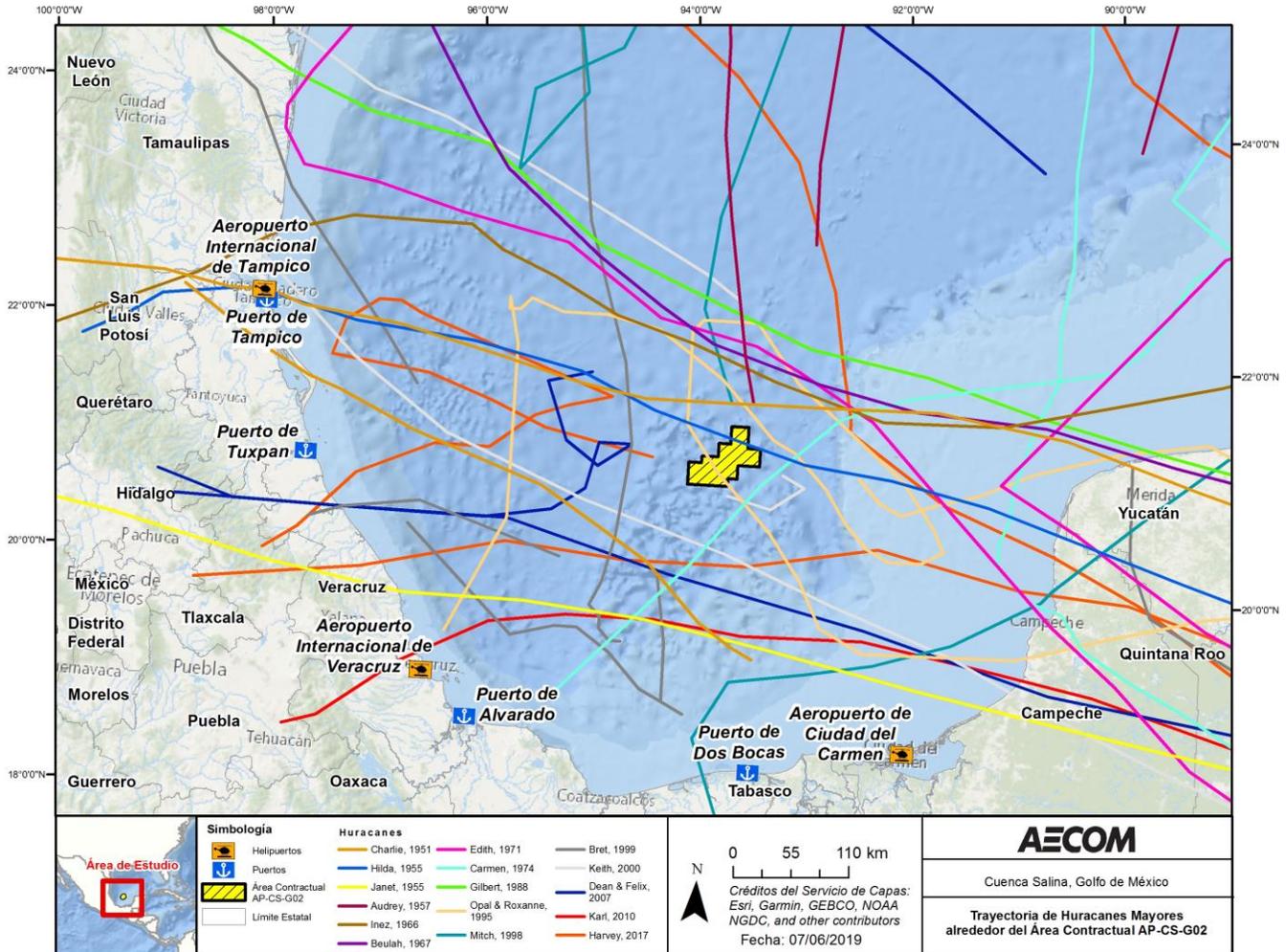
Fuente: Vázquez de la Cerda, 2005.

1.1.2.8 Eventos Extremos

El periodo de huracanes y ciclones tropicales en el Golfo de México generalmente está comprendido entre junio y octubre, donde septiembre representa el mes con mayor incidencia (NOAA-NHC, 2018). Un promedio de 10 tormentas tropicales son generadas en el Océano Atlántico durante esta temporada, de las cuales aproximadamente seis se intensifican hasta convertirse en huracanes y dos o tres de ellos llegan a convertirse en huracanes mayores (categoría ≥ 3 , dentro de la escala Saffir-Simpson, NHC 2018). Dentro de los últimos 68 años (1950-2017), 132 huracanes han atravesado alguna porción del Golfo de México, en donde 57 de ellos fueron huracanes mayores (categoría ≥ 3), y 18 pasaron dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (**Figura 1-11** y **Tabla 1-3**). Estos huracanes fueron: Charlie (1951), Hilda (1955), Janet (1955), Audrey (1957), Inez (1966), Beulah (1967), Edith (1971), Carmen (1974), Gilbert (1988), Opal (1995), Roxanne (1995), Mitch (1998), Bret (1999), Keith (2000), Dean (2007), Félix (2007), Karl (2010), y Harvey (2017). Los huracanes Dean y Roxanne, han causado severos daños a plataformas petroleras en el sur del Golfo de México (Knapp *et al.*, 2010).



Figura 1-11. Trayectoria de Huracanes Mayores (Categoría ≥ 3) dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017).



Fuente: NOAA-NHC, 2018.



Tabla 1-3. Resumen de Huracanes Mayores Sucedidos Dentro de un Radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017)

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

Nombre	Año	Fecha	Categoría	Viento máximo (km/hr)	Mínima presión atmosférica (mbar)
Charlie	1951	Ago 12 – Ago 30	4	213	968
Hilda	1955	Sep 12 – Sep 20	3	205	952
Janet	1955	Sep 21 – Sep 30	5	280	914
Audrey	1957	Jun 25 – Jun 29	4	232	946
Inez	1966	Sep 21 – Oct 11	4	240	929
Beulah	1967	Sep 5 – Sep 22	5	260	923
Edith	1971	Sep 5 - Sep 18	5	259	943
Carmen	1974	Ago 29 – Sep10	4	241	928
Gilbert	1988	Sep 8 – Sep 20	5	295	888
Opal	1995	Sep 27 – Oct 6	4	241	916
Roxanne	1995	Oct 7 – Oct 11	3	185	956
Mitch	1998	Oct 22 – Nov 9	5	287	905
Bret	1999	Ago 18 – Ago 25	4	232	944
Keith	2000	Sep 28 – Oct 6	4	222	939
Dean	2007	Ago 13 – Ago 27	5	280	905
Félix	2007	Ago 31 - Sep 6	5	278	930
Karl	2010	Sep 14 – Sep 18	3	205	956
Harvey	2017	Ago 17 – Ago 31	4	213	941

Fuente: Knapp et al., 2010; NOAA-NDBC, 2018 y NOAA-NHC, 2017.

1.1.2.9 Tsunamis

Los tsunamis en el Golfo de México tienen dos causas potenciales: 1) sismicidad; y 2) fallas de masa submarinas (SMF, por sus siglas en inglés), las cuales pueden ser o no, sísmicamente inducidas (Pampell-Manis *et al.*, 2016). Debido a las condiciones geológicas del Golfo de México, es poco probable que la actividad sísmica desencadene un tsunami directamente o indirectamente (vía SMF). Lo anterior sugiere que tales eventos tienen una frecuencia muy baja de ocurrencia en la región tectónicamente pasiva. No se han tenido reportes de SMFs con potencial tsunamigénico cercanos al Área Contractual.

1.1.2.10 Resumen de Susceptibilidad de los Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos

A continuación, en la **Tabla 1-4** se presenta un resumen del nivel de susceptibilidad de las instalaciones del Proyecto a los efectos meteorológicos y oceanográficos adversos descritos anteriormente. Los niveles de susceptibilidad de muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto se definieron con base en los daños ocasionados en la industria del petróleo debido a la ocurrencia de dichos fenómenos.



Tabla 1-4 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 del en las aguas profundas del Golfo de México es pequeño. No se identificaron daños en la industria del petróleo debido a dicho fenómeno en el Golfo de México.
Viento, corrientes y oleaje asociados a eventos extremos.	Medio	Los huracanes y Nortes que suceden en el Golfo de México ocasionan fuertes vientos, oleaje de gran altura y/o corrientes superficiales intensas. Dichos fenómenos han ocasionado daños severos más de una vez en la industria petrolera en el Golfo de México.
Tsunami	Muy bajo	La probabilidad de ocurrencia de dicho fenómeno 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.

1.1.3 Criterios de Diseño y Estándares Utilizados para el Proyecto

A continuación se describen los Criterios de Diseño y Estándares Utilizados para el Proyecto, con base en las características del sitio y en la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. Además, se describen los aspectos considerados en el diseño mecánico y del sistema de protección contra incendio. El diseño civil no se toma en cuenta debido a que la perforación exploratoria no se considera como un tipo de construcción para los propósitos de esta ERA (la actividad se encuentra limitada a operaciones y mantenimiento).

Shell contratará la MODU por medio de una empresa especializada tal como Transocean. Adicionalmente, algunos equipos a bordo, así como servicios adicionales que formen parte del Proyecto, serán contratados por medio de terceros. En los casos que aplique, los equipos e instalaciones estarán certificados por un organismo de clasificación internacional miembro de la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (IACS, por sus siglas en inglés), tal como: *Det Norske Veritas* (DNV), *American Bureau of Shipping* (ABS) o *Bureau Veritas* (BV), que apruebe el diseño de los equipos para las posibles condiciones ambientales del sitio (e.g., vientos, mareas, corrientes, y oleaje), y certifique que los equipos, procedimientos, sistemas o servicios cumplan con los estándares nacionales e internacionales aplicables.

Por el momento, Shell no ha determinado la MODU que será utilizada durante el Proyecto, pero lo más factible es que provenga de la compañía Transocean, generación DSME 12000 Ultra-Deepwater, u otro buque de perforación con características similares. La MODU utilizará criterios de meteorología y oceanografía iguales o similares a las siguientes condiciones operativas (con base en el buque TOI DW DSME 12000):

- Profundidad máxima del agua: 12,000 pies (~3,657 m);
- Condiciones de tormenta, velocidad máxima del viento: 51.7 nudos (~26.6 m/s); y
- Condiciones de tormenta, altura de ola máxima: 22.6 pies (~6.9 m).



La **Figura 1-12** y **Figura 1-13** presentan el diseño general de un buque de perforación típico, basado en la Serie Transocean Ultra-Deepwater DSME 12000 (ver **Capítulo 5, Anexo 5.1.1**).



Figura 1-12. Diseño General de una MODU típica (basado en el buque TOI DW DSME 12000).

Diseño general de una MODU típica (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Fuente: TOI DW DSME 12000, 2019.



Figura 1-13. Diseño General de una MODU típica (basado en el buque TOI DW DSME 12000).

Diseño general de una MODU típica (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Diseño general de una MODU típica (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Fuente: TOI DW DSME 12000, 2019.



Se prevé que el Proyecto cumpla con los estándares internacionales sugeridos en las *Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos en Materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos* de ASEA y los Lineamientos de Perforación de Pozos de la CNH, los cuales se encuentran descritos en la solicitud de Autorización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) del Sector Hidrocarburos a implementar en el Área Contractual AP-CS-G02, ingresada a la ASEA el 16 de abril de 2019.

Lo anterior, a través del documento “*Listado de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-CS-G02*” del 6 de marzo de 2019, en el cual se especifican los estándares que Shell implementará en el desarrollo de sus actividades y su justificación. Dicho documento se incluye en el **Capítulo 5, Anexo 5.6**.

Los estándares que implementará Shell corresponden tanto a estándares internos, como a estándares emitidos por 8 instituciones reconocidas internacionalmente:

- 1) El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (*American National Standards Institute, ANSI*)
- 2) El Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute, API*)
- 3) La Dirección de Petróleo de Noruega (*Norsk Søkkel Konkuranseposisjon, NORSOK*)
- 4) La Comisión Electrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission, IEC*)
- 5) La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (*American Society of Mechanical Engineers, ASME*)
- 6) La Organización Marítima Internacional (*International Maritime Organization, IMO*)
- 7) La Organización Internacional de Normalización (*The International Organization for Standardization, ISO*)
- 8) La Asociación Nacional de Protección contra Incendio de Estados Unidos (*United States of America National Fire Protection Association, NFPA*)

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

1.1.4 Proyecto Civil

Como se mencionó anteriormente, la perforación exploratoria no es considerada una forma de proyecto civil para los propósitos de este ERA, ya que la actividad del Proyecto se limita a operación y mantenimiento. Debido a que las actividades se llevarán a cabo en mar abierto, la infraestructura necesaria será trasladada al sitio lista para operar.

El posicionamiento de la MODU no requiere trabajos de ingeniería civil debido a que utiliza un sistema de posicionamiento dinámico para mantener su posición, por lo tanto, no requiere de anclajes. Sin embargo, para llevar a cabo de forma adecuada el posicionamiento del pozo en el lecho marino, se requieren estudios geotécnicos y estudios de peligros de poca profundidad. Los estudios geotécnicos proporcionan las características físicas y mecánicas debajo del lecho marino para la planeación de la instalación del tubo conductor, la tubería de revestimiento y el cabezal del pozo. El estudio de peligros de poca profundidad identifica las características geológicas (burbujas de gas, hidratos de gas, fallas cercanas a la superficie, flujos de acuíferos someros, sedimentos no consolidados o anomalías del lecho marino) que podrían representar un riesgo para las instalaciones de perforación planeadas. Ambos estudios serán realizados por especialistas de Shell en las áreas correspondientes.



1.1.5 Proyecto Mecánico

La cantidad exacta de pozos de exploración que se perforarán en el Área Contractual está sujeta a la maduración de las actividades del Proyecto en curso. Sin embargo, la perforación del Pozo Tipo está prevista provisionalmente para el primer trimestre de 2020 (enero-marzo). La fecha de perforación del Pozo G está aún por definirse pero se realizará dentro del periodo de licencia. La **Figura 1-2** muestra una ubicación preliminar del Pozo Tipo (Latitud: 21.082, Longitud: -93.709, ITRF 2008) y el Pozo G (Latitud: 21.247, Longitud: -93.412, ITRF 2008). La ubicación preliminar se encuentra en aguas profundas con un tirante aproximado de 2,192 m.

Se han identificado prospectos adicionales en el Área Contractual y se estima que se podrían perforar hasta cinco pozos exploratorios adicionales durante el período de exploración (10 años), los cuales estarían sujetos a la aprobación de la CNH. Las coordenadas geográficas de los pozos adicionales aún no han sido determinadas dentro del Área Contractual. Los equipos de perforación y elementos auxiliares contratados por Shell cumplirán con la certificación correspondiente y los estándares de diseño aplicables. Las características fundamentales de los principales elementos del equipo se describen en la **Sección 1.3.5 Equipos de Proceso y Auxiliares**.

1.1.5.1 MODU

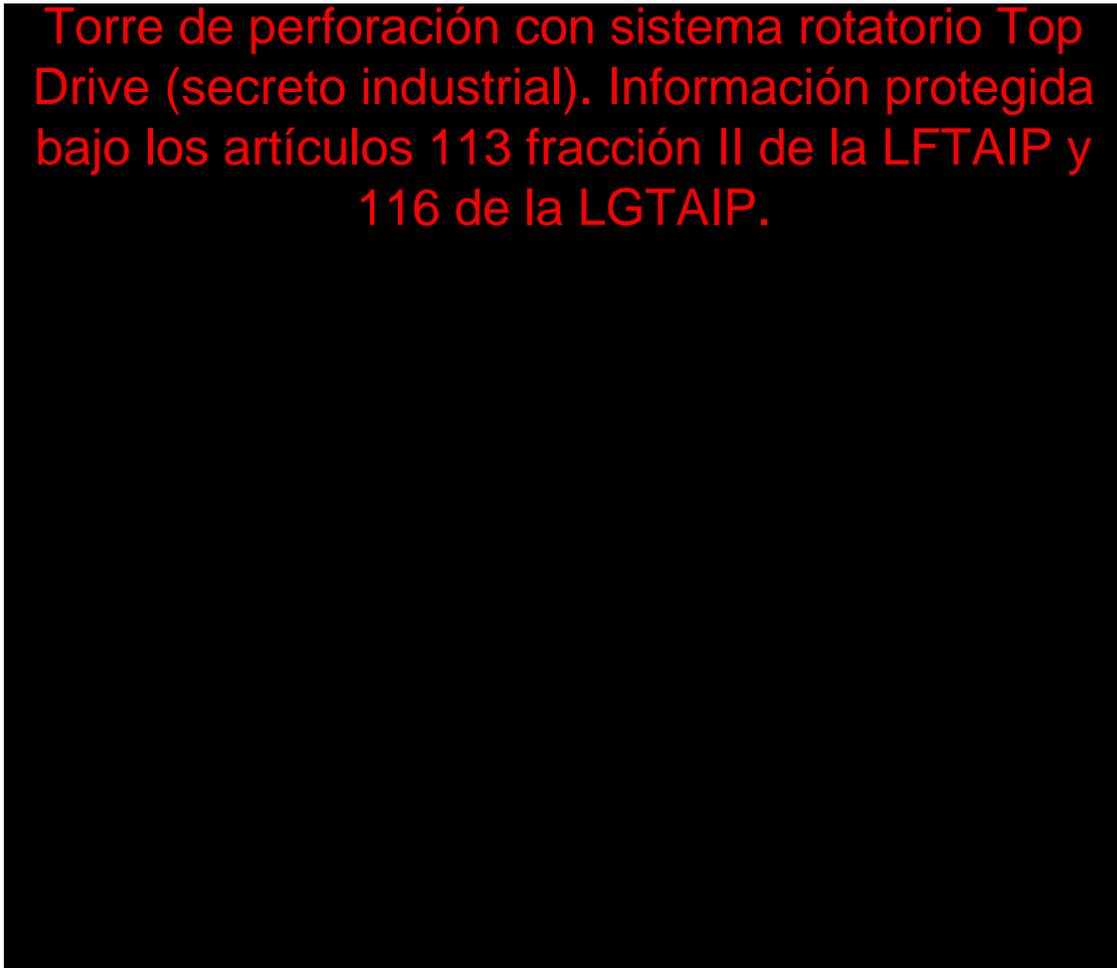
Como se mencionó anteriormente, el tipo de MODU específico que Shell contratará no ha sido determinado aún, sin embargo, se prevé que sea un buque de perforación perteneciente a la compañía Transocean de la generación DSME 12000 Ultra-Deepwater (con capacidad de perforar en aguas ultra profundas) o, en su caso, un buque de perforación alternativo con características similares. Los buques de perforación se caracterizan por la presencia de una apertura en la sección media del casco, conocida como "pozo central" (moonpool) con una torre de perforación colocada sobre ella. La selección del buque de perforación se basará en los planes de perforación, los requisitos técnicos y la disponibilidad.

La torre de perforación (estructura similar a una grúa) y los malacates (equipo de elevación principal) se montan en el piso de perforación. La línea de perforación (alambre de acero) pasa desde los malacates a la parte superior de la torre de perforación a través del bloque de corona (arreglo de poleas) y del bloque viajero (conjunto de poleas), el cual puede desplazarse hacia arriba o hacia abajo del piso de perforación. El bloque viajero sujeta a un gancho con forma de asa, el cual sujeta a la sarta de perforación junto con el sistema rotativo estándar "Top Drive" que hace que gire la sarta de perforación. El sistema funciona como una grúa que levanta la sarta de perforación (tuberías de perforación unidas para transmitir fluido de perforación, peso y el torque a la barrena de perforación) dentro de la torre de perforación y luego la baja a través del pozo central hasta la superficie del mar (**Figura 1-14**).

Un sistema de compensación vertical reduce la influencia del oleaje para mantener la sarta de perforación en posición estable en relación con el lecho marino, mientras se agregan tramos de tubería de perforación (de aproximadamente 9 m) a la sarta de perforación, la cual, desciende progresivamente.



Figura 1-14. Torre de Perforación Con Sistema Rotatorio Top Drive.



Fuente: Ocean Drilling Program, 2002.

El Top Drive es un dispositivo mecánico que hace que rote la sarta y la barrena de perforación e inyecta el fluido de perforación a través de la sarta. Debido a que el fluido circula en un sistema cerrado, primero lubrica la barrena y posteriormente regresa junto con los recortes de perforación a la superficie. El Top Drive puede desplazarse hacia arriba o descender debido al movimiento vertical que ejerce la acción del malacate. La perforación del lecho marino es realizada por medio de la barrena unida al extremo inferior de la sarta de perforación.

1.1.5.2 Control de Presión en el Pozo

Durante la perforación de los pozos, se prevé utilizar un sistema de Perforación con Presión Controlada (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 del mismo, por debajo de la tubería de revestimiento de 22". El MPD se empleará para reducir riesgos asociados a la perforación y mejorar 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 será menor o equivalente a la presión de formación durante las operaciones.



1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones (BOP)

En el caso de que se pierda el control primario del pozo, las medidas del control secundario deben aplicarse. Estas medidas incluyen la utilización un preventor de reventones (BOP, por sus siglas en inglés). El BOP se instala en la parte superior del pozo al nivel del lecho marino creando un sello hermético a presión y permitiendo la circulación de los fluidos de perforación. El BOP está equipado con tres sistemas para evitar el flujo de fluidos del reservorio hacia el riser y posteriormente a la MODU:

- Preventor anular – sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación con un sello de caucho;
- Ariete de tubería – sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación con dos bloques de acero opuestos; y
- Ariete ciego de corte – corta la columna de perforación en el pozo para brindar aislamiento o sellado completo. Generalmente se utiliza como último recurso.

El preventor anular y los arietes ciegos de corte se activan manualmente. La activación del ariete de tubería es manual o automatizado por el sistema de emergencia. Un BOP típico consiste en un conjunto de hasta seis preventores ariete y uno o dos anulares. Se prevé que Shell utilizará tres arietes ciegos de corte, dos arietes de tubería (uno variable y uno de diámetro fijo). La configuración estándar del BOP tiene los preventores de ariete ubicados en la parte inferior y los preventores anulares en la parte superior.

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. Las pruebas y el mantenimiento del BOP serán verificadas por terceros. La **Figura 1-15** muestra un diagrama ejemplo de BOP.



Figura 1-15. Preventor de Reventones Submarinos (BOP).

**Preventor de reventones submarinos BOP (secreto industrial).
Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la
LFTAIP y 116 de la LGTAIP.**

Fuente: TOI DW DSME 12000, 2019.



1.2 Proyecto Sistema Contra Incendios

El Código para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera de la Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés), requiere que se cuente con sistemas de detección automática de incendios y sistemas de alarma, así como sistemas de extintores fijos y portátiles. La MODU contratada deberá cumplir con las reglas aplicables de las sociedades de clasificación. Los requerimientos principales se describen con mayor detalle en las siguientes secciones.

1.2.1 Sistema de Bombeo del Agua Contra Incendio

Estarán disponibles tres bombas de agua con capacidad de 675 m³/hr cada una y dos bombas auxiliares de tipo Jockey de 45 m³/hr cada una, para extraer agua directamente del mar y descargarla 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, dos chorros de agua simultáneos con 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.

1.2.2 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 de la MODU 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 de la MODU.
- La red contra incendios deberá contar con válvulas de aislamiento para que pueda ser utilizada en caso de 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 protegidos. 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.

1.2.3 Hidrantes y Mangueras

El Código de la IMO y las reglas aplicables por las sociedades de clasificación requieren que los hidrantes y las mangueras de la MODU 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 de la MODU que sea accesible para la tripulación mientras se navega o se dedica a operaciones de perforación.
- Se debe proveer una manguera para cada hidrante.



- Las mangueras contra incendios deben ser de material aprobado y deben tener la longitud suficiente para proyectar un chorro de agua a cualquiera de los espacios en los que pueda requerirse su uso. Sus longitudes mínimas y máximas deben cumplir con lo establecido por las sociedades de clasificación. Cada manguera contra incendios debe estar provista de una boquilla de doble propósito y los acoplamientos necesarios. Las mangueras contra incendios, junto con los accesorios y herramientas necesarias, deberán estar listas para su uso en cualquier momento, y se mantendrán en posiciones visibles cerca de los hidrantes o conexiones del servicio de agua.
- Los gabinetes para hidrantes y mangueras contra incendios deberán contar con mangueras de diámetros y longitudes específicas y boquillas multiusos con juntas de conexión bajo los siguientes estándares:
 1. Manguera DN40 x 20M con boquilla de chorro/spray de 19 mm para el área de alojamiento;
 2. Manguera DN50 x 15M con boquilla de chorro/spray de 19 mm en el área de maquinaria; y
 3. Manguera DN50 x 20M con boquilla de chorro/spray de 19 mm en áreas abiertas y otros espacios.

1.2.4 Sistemas de Detección de Incendios y Gas

Los espacios con riesgo de incendio deben contar 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 el **Capítulo 5, Anexo 5.3**, se proporciona un plano del sistema contra incendios y respuesta a emergencias proporcionado por la compañía Transocean. El sistema local de extinción de incendios tendrá capacidad de activación automática y manual; estará interconectado con el Sistema de Detección de Incendios y Gas.

Los detectores de incendios que serán utilizados para cada área estarán adecuados para cada tipo de incendio que pudiera ocurrir en dichas áreas, incluyendo la capacidad de evitar falsas alarmas (**Tabla 1-5**).

Tabla 1-5. Tipos de Detectores de Incendios por Ubicación.

Área	Principio de Detección
Piso de perforación	Flama
Áreas de procesos, cuarto para desgasificador, cuarto para zaranda vibratoria, cuarto para tanque de fluido 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
Turbina, áreas/cuartos para generadores	Flama o humo
Cuartos de compresores de aire	Humo o calor
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 (diésel)	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 solo 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 objetivo del Proyecto es evaluar el potencial de la región para la producción comercial de hidrocarburos. El período inicial de exploración tiene como objetivo descubrir las estructuras geológicas en el subsuelo para identificar si alguna de esas estructuras tiene reservas de hidrocarburos y determinar, de ser descubiertas, la viabilidad comercial de las reservas.

1.3.1 Secuencia de Perforación

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

- Una fase inicial conocida como "perforación sin tubo ascendente" o "riserless" (es decir, un sistema abierto sin conexión directa de retorno de fluido y recortes de perforación a la MODU) para perforar el "agujero superior" y
- Una fase secundaria conocida como "perforación con tubo ascendente" o "con riser" (es decir, sistema de circuito cerrado con conexión directa de retorno de fluido y recortes de perforación a la MODU).

Durante la fase de perforación riserless, la sarta de perforación desciende hasta el lecho marino. Luego se utiliza para remover sedimentos marinos por medio de jeteo hasta una profundidad de aproximadamente 60 m a 100 m por debajo del lecho marino. A medida que el material es removido por jeteo, se instala simultáneamente un tubo de acero estructural, conocida como el tubo conductor. En esta etapa inicial, el tubo conductor se emplea para evitar que los sedimentos removidos vuelvan a caer en el vacío, así como para dirigir la sarta de perforación. En etapas posteriores de perforación, el tubo conductor se usará como la base para el cabezal del pozo, el equipo de control del pozo y las tuberías de revestimiento.

Después de la instalación del tubo conductor, una sección del agujero del pozo se perfora típicamente a varios cientos de metros debajo del lecho marino. Una sección de tubería de acero llamada "tubería de revestimiento de superficie", se introduce en el pozo y se cementa en su lugar para evitar que se colapse. Una vez que se ha ejecutado y cementado la tubería de revestimiento de superficie, se completa la fase de perforación riserless para la mayoría de los pozos estándar.

La profundidad a la que continúa la perforación riserless depende del diseño de cada pozo específico y está típicamente influenciada por los resultados de una evaluación sísmica previa a la perforación de los peligros y la presión de la perforación. Esta evaluación de peligros de poca profundidad consiste en una interpretación estructural y estratigráfica de datos sísmicos para delinear cualitativamente las zonas de presión anormal, los gases poco profundos, la estabilidad del lecho marino, los flujos de poca profundidad y los hidratos de gas.

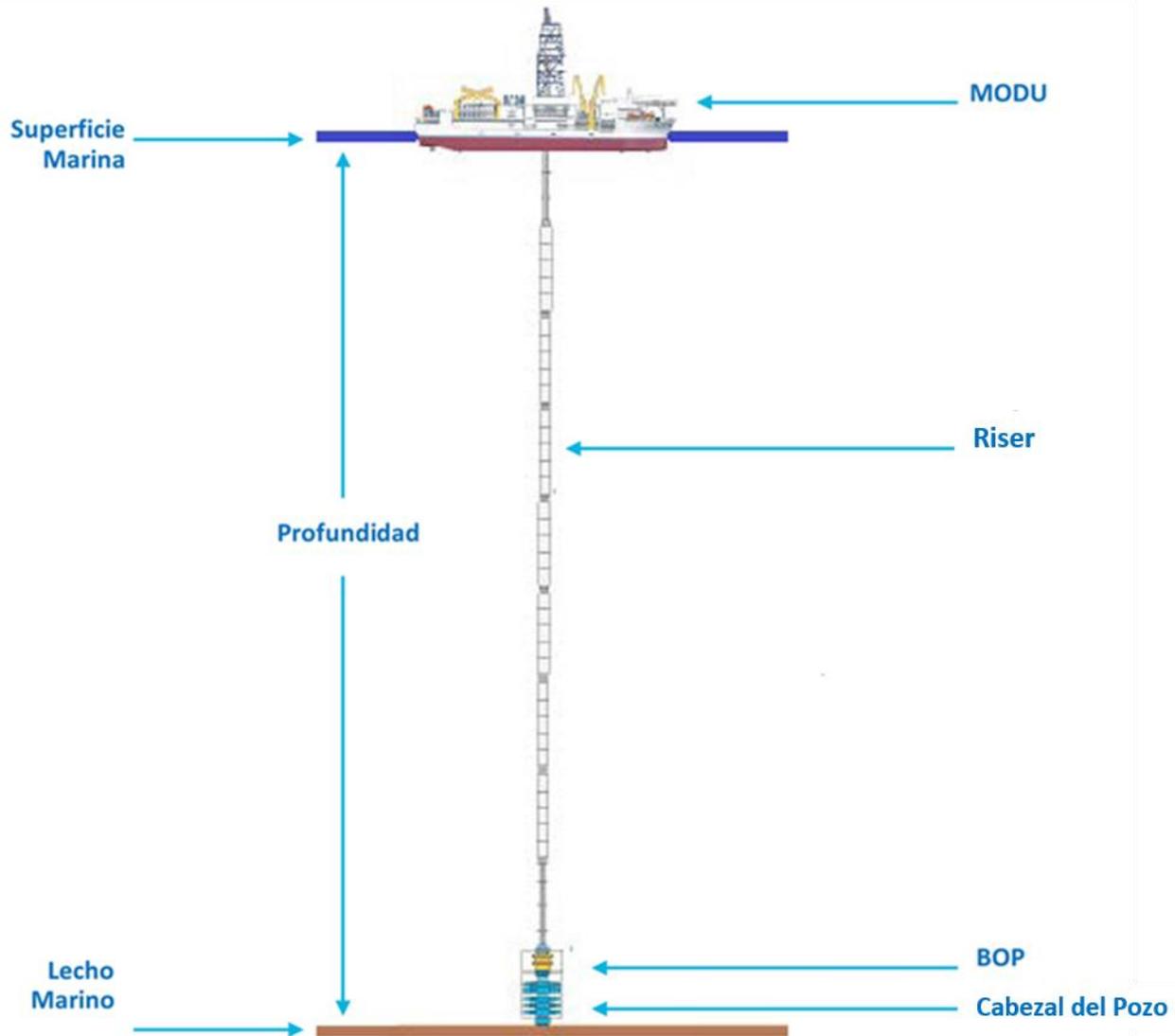
Una vez completada la fase riserless, comienza la fase con riser. El primer paso consiste en instalar un BOP en la parte superior del cabezal del pozo y se conecta a la MODU por medio del riser (**Figura 1-16**). El BOP consta de una serie de dispositivos de cierre individuales que se utilizan para sellar y controlar cualquier presión extrema o flujo descontrolado desde el yacimiento, los cuales son descritos en la **Sección 1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones (BOP)**.

Con el riser conectado al BOP, se crea una conexión entre la MODU y el pozo que se conoce como el "sistema ascendente". Este sistema permite que los fluidos de perforación circulen en el equipo de perforación, asciendan hacia la MODU, se procesen, y se vuelvan a utilizar después del tratamiento. Con el riser en su lugar, se perfora la



siguiente sección más profunda del pozo y, nuevamente, se baja una tubería adicional y se cementa en su lugar. Esto continúa hasta que el pozo alcanza la profundidad deseada. El ensamblaje completo del tubo conductor y las secciones subsiguientes se conoce como tubería de revestimiento.

Figura 1-16. Diagrama de una MODU Típica con Tubo Ascendente y BOP.



Fuente: Adaptado de JAMSTEC, 2015.



Se implementarán técnicas de registro de pozo para determinar la presencia de hidrocarburos producibles. Con base en estos resultados, el pozo será revestido (posiblemente probado), taponado temporalmente o taponado definitivamente. La **Figura 1-17** muestra la geometría teórica del Pozo Tipo, según lo planeado tentativamente para el Proyecto al momento de redacción de este documento. El diseño es solo para fines ilustrativos y puede estar sujeto a cambios. Se espera que el Pozo Tipo alcance una profundidad total de aproximadamente 4.8 km (2,192 m de profundidad de agua más 2,630 m de profundidad de pozo) por debajo del nivel medio del mar. Se espera que el tubo conductor tenga un diámetro de 36 pulgadas (91.44 cm) (instalado simultáneamente durante la fase inicial de jeteo). Una vez en su lugar, la primera sección se perforará con un diámetro de 26 pulgadas (66.04 cm). Luego se instalará una tubería de revestimiento de superficie de 22 pulgadas (55.88 cm). Posteriormente, se perforarán secciones de diámetros que disminuyen secuencialmente, como se muestra en la **Figura 1-17**. Como principio general, el diámetro del pozo se mantendrá al tamaño mínimo posible (teniendo en cuenta la viabilidad técnica, el costo y la seguridad).



Figura 1-17. Geometría Teórica del Pozo Según lo Planeado para el Proyecto (los Diámetros de la Sección se Presentan en Pulgadas).



Fuente: Shell, 2019.



Para la perforación del Pozo Tipo durante el Período Inicial de Exploración, la duración de la campaña de perforación se muestra en la siguiente **Tabla 1-6**. En total, la duración de la campaña de perforación dependerá de la profundidad final del pozo y tomará aproximadamente de 70 días a 120 días, incluida la movilización, la perforación, la adquisición de datos técnicos del registro del pozo, el perfil sísmico vertical, y el taponamiento. Los días de perforación para los pozos subsiguientes podrían aumentar o disminuir según la profundidad deseada del pozo a perforar. En la práctica, los pozos del Proyecto podrían no perforarse secuencialmente y, en cambio, podrían perforarse individualmente en cualquier momento durante el Período de Exploración. El Período de Exploración (10 años) se considera como la duración del Proyecto dentro del contexto de esta ERA.

Tabla 1-6. Etapas Iniciales del Período de Exploración

Etapas	Nombre	Actividades	Duración Aproximada
1	Movilización y prospección del sitio de perforación		7-14 días
2	Operaciones	Perforación	50-80 días
		Adquisición de Registros del Pozo	4-10 días
		Perfil sísmico vertical (VSP)	1 - 2 días
3	Taponamiento y desmovilización		10-15 días

Fuente: Shell, 2019.

1.3.1.1 Control del Pozo

La información acerca del control del pozo se presentó en la **Sección 1.1.5.2 Control de Presión en el Pozo**, en donde se explica que se prevé utilizar un sistema de Perforación con Presión Controlada. El sistema MPD está diseñado para mantener una presión de fondo de pozo constante durante algunas etapas de la construcción del mismo, por debajo de la tubería de revestimiento de 22". Los ingenieros a cargo de los fluidos de perforación realizarán revisiones continuas para mantener la presión del sistema constante en caso de picos o descensos de presión.

1.3.1.2 Taponamiento y Desmovilización

Después de la perforación, si un pozo se considera productivo, puede suspenderse la operación mediante la instalación de cemento o tapones mecánicos, con el propósito de aislar los intervalos de extracción de hidrocarburos, y colocar una tapa de suspensión al pozo para permitir el reingreso al mismo en una fecha posterior (para su finalización y producción).

Si no se encuentra una reserva comercialmente explotable, el pozo será taponado definitivamente, de acuerdo con las leyes Federales Mexicanas, regulaciones y mejores prácticas internacionales. Shell presentará ante la ASEA el "Aviso de Conclusión: Modalidad de Construcción de Pozo". Dicho aviso, incluirá el informe detallado de la construcción del pozo, el cual incluye: un análisis comparativo de las actividades programadas contra las realmente realizadas; el estado mecánico final del pozo; el reporte detallado de la conclusión del taponamiento, y la evidencia de atención a las recomendaciones del Análisis de Riesgo de la ingeniería de detalle.

Asimismo, se enviará a la CNH el "Informe de abandono de pozo", conforme a los términos establecidos en los Lineamientos de Perforación de Pozos.

Las actividades típicas de taponamiento incluyen el aislamiento del pozo utilizando cemento o tapones mecánicos para evitar el flujo de hidrocarburos hacia la superficie. Además, las zonas en el pozo que se sabe que contienen hidrocarburos móviles también se taponarán y aislarán. Se realizará una inspección de la limpieza del sitio después de completar las operaciones de perforación para proporcionar un estado de la condición del lecho marino alrededor del pozo. El cabezal de pozo de perforación permanecerá en su lugar (a esta profundidad del agua, no interferiría con la pesca o las actividades humanas). La MODU dejará la ubicación y cesará todo el transporte de embarcaciones



relacionado con la perforación. Se desecharán los residuos finales generados durante el Proyecto de acuerdo con las regulaciones mexicanas aplicables.

1.3.2 Materias Primas, Productos y Subproductos

1.3.2.1 Perforación

Se utilizarán fluidos de perforación, también conocidos como “lodos”, para controlar la presión del pozo, prevenir la entrada de fluidos de formación, lubricar la barrena, remover los recortes del pozo y transportarlos hacia la superficie. Se utilizará fluido de perforación base agua (WBDF, por sus siglas en inglés) y fluido de perforación base sintética (NADF, por sus siglas en inglés), de acuerdo con el diseño del pozo y las condiciones geológicas existentes. La base del fluido para WBDF es agua de mar, y para el NADF, éste será formulado con fluido base No-Acuoso del Grupo III. De las tres principales categorías de NABF, clasificadas de acuerdo al contenido aromático en los fluidos base, el Grupo III tiene un impacto reducido en el ambiente acuático. Los fluidos del Grupo III son biodegradables, no se bioacumulan y tienen baja toxicidad (IOGP, 2016).

Se podrían agregar agentes densificantes u otras sustancias químicas, típicamente como la goma guar, barita y bentonita, para incrementar la densidad o viscosidad, según sea necesario.

El WBDF, NADF y los agentes densificantes no contienen sustancias incluidas en los Listados de AAR. La **Tabla 1-7** enlista los materiales de perforación típicos y sus números de registro del Servicio de Resúmenes Químicos (CAS, por sus siglas en inglés). La NOM-052-SEMARNAT-2005 establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de residuos peligrosos, además de establecer la base para caracterizar las sustancias como (C) corrosivas, (R) reactivas, (E) explosivas, (T) tóxicas, (I) inflamables o (B) biológico-infecciosas, referidas con el acrónimo “CRETIB”. Como resultado de los estudios técnicos y el análisis CRETIB presentado ante las autoridades por Petróleos Mexicanos (PEMEX), los recortes de perforación y, en consecuencia, los fluidos de perforación, no se consideran peligrosos (PEMEX, 2003).

Tabla 1-7. Clasificación del Material de Perforación.

Material	Número CAS	Estado Físico
Agua	7732-18-5	Líquido
Barita	7727-43-7	Sólido
Bentonita	1302-78-9	Sólido
Hidróxido de Calcio (Cal)	1305-62-0	Sólido
Detergente / Antiespumante	N/A	Líquido
Cemento	N/A	Sólido

En ciertas condiciones, otras sustancias químicas y aditivos pueden utilizarse para tratar los fluidos de perforación. Estos productos pueden ser empacados en tambos o sacos y almacenarse en cantidades menores. Estos productos no se consideran peligrosos con base en los Listados de AAR. La **Tabla 1-8** enlista los productos típicos, concentraciones y funciones.



Tabla 1-8. Aditivos del Fluido de Perforación.

Producto	Función	Rango de Concentración Típico (kg/m ³)
Goma Guar	Viscosidad	10
Hidróxido de Sodio	Ajuste de pH	1
Carbonato de Sodio	Ajuste de pH	1
Hidróxido de calcio (Cal)	Control de pH	10 a 18
Carbonato de Calcio	Material para Pérdida de Circulación	5 a 100
Silicato cristalino	Control de Filtración	5 a 15

1.3.2.2 Flujo No Planeado o No Controlado

Las condiciones propicias para un reventón de pozo se generan cuando se pierde el control de la presión del fluido del yacimiento. Las presiones del pozo son controladas normalmente por sobrebalance hidrostático durante la perforación, como se explica en la **Sección 1.1.5.2 Control de Presión en el Pozo**. Si esto falla, se activarán medidas de seguridad adicionales, según se describe en la **Sección 1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones (BOP)**.

Durante la pérdida de control del pozo junto con la falla del BOP, se podrían liberar hidrocarburos que contengan sustancias incluidas en los Listados de AAR (gas natural y petróleo crudo).

Los escenarios potenciales de reventones en las operaciones de perforación incluyen liberaciones tanto en la parte superior como submarina, ya sea pozo abierto o de un pozo con restricciones (e.g., la sarta de perforación en el pozo) y con diferentes trayectorias de flujo, tal como hacia el agujero de perforación directamente, fuera de la tubería de revestimiento o a través del espacio anular. La **Tabla 1-9** presenta un resumen de los escenarios modelados de reventón de pozo submarino y los volúmenes de descarga potenciales respectivos. Estos se describen con mayor detalle en el **Capítulo 2 Descripción de las Zonas de Protección En Torno a las Instalaciones**.

Tabla 1-9. Escenarios Submarinos Modelados.

Escenario	Descripción	Volumen de Descarga
1	Reventón Submarino – Temporada de Lluvias	100,000 bbl/día (15,899 m ³ /día) por 30 días
2	Reventón Submarino – Temporada de Secas	100,000 bbl/día (15,899 m ³ /día) por 30 días

1.3.3 Hojas de Seguridad

Las Hojas de Seguridad contienen información de los peligros potenciales de un producto o sustancia química (salud, inflamabilidad, reactividad y ambiente), procedimientos de trabajo seguro y emergencia en caso de un derrame o liberación accidental. A continuación se resumen las consideraciones de seguridad para las sustancias de los Listados AAR contenidas en el petróleo crudo y gas natural. Ya que la perforación es exploratoria, la composición exacta de hidrocarburos del Área Contractual no se conoce, por lo cual se anexan las hojas de seguridad generales para crudo Istmo, gas natural y sulfuro de hidrógeno (H₂S) en el **Capítulo 5, Anexo 5.11**, sin embargo, la composición y propiedades exactas de los compuestos pueden variar.

1.3.3.1 Riesgos del Petróleo Crudo

La composición y características del petróleo crudo varían dependiendo de la formación geológica, temperatura y presión. La densidad estimada del petróleo crudo proveniente de la ubicación del Pozo Tipo no se conoce con



exactitud, pero se prevé que sea dentro del intervalo para crudo medio de 25 API a 35 API (Instituto Americano del Petróleo, por sus siglas en inglés). El petróleo crudo se encuentra clasificado como un líquido inflamable Categoría 3, de acuerdo a la NFPA, y podría tener una apariencia de color café. La **Tabla 1-10** presenta los valores del Crudo Istmo a manera de ejemplo de un crudo medio.

Tabla 1-10. Propiedades del Crudo Istmo.

Parámetro	Valor
Temperatura de Ebullición (°C)	538
Punto de inflamabilidad (°C)	23-38
Peso Específico	0.860 a 15.5 °C
Color	Café
Olor	Desagradable
Solubilidad en Agua	Insoluble

Fuente: PEMEX, 2012.

De acuerdo con la NFPA, los siguientes riesgos están asociados con el petróleo crudo:

- **Salud 1. Ligeramente peligroso:** Irritación o posible lesión reversible. Ligeramente irritante, reversible dentro de 7 días.
- **Inflamabilidad 3 (entre los 23°C-38°C):** Líquidos y sólidos que pueden encenderse en casi todas las condiciones de temperatura ambiental, como la gasolina o el metanol.

1.3.3.2 Riesgos del Gas Natural

El gas natural no tiene color ni olor. Es más ligero que el aire (con una densidad relativa de 0.61, mientras que la del aire es 1), y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad, las fugas y emisiones se dispersan rápidamente, reduciendo la probabilidad de formación de atmosferas explosivas.

El resumen de la hoja de seguridad del gas natural elaborada por PEMEX se presenta como referencia en la **Tabla 1-11**.



Tabla 1-11. Propiedades del Gas Natural.

Parámetro	Valor
Fórmula Molecular	Mezcla ($\text{CH}_4 + \text{C}_2\text{H}_6 + \text{C}_3\text{H}_8 + \text{C}_4\text{H}_{10}$)
Temperatura de Ebullición a 1 atmósfera	- 165.5°C
Temperatura de Fusión	- 182.0°C
Densidad Relativa de los Vapores (Aire = 1) a 15.5 °C	0.61 (Más ligero que el aire)
Densidad del Líquido (Agua = 1) a 0°/4 °C	0.554
Tasa de Expansión	1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas
Solubilidad en Agua a 20 °C	Ligeramente soluble (de 0.1 @ 1.0%)
Apariencia y Color	Gas incoloro, insípido y con ligero olor a huevo podrido
Punto de Inflamabilidad	- 222.0°C
Temperatura de ignición espontánea	525.22°C
Límite de Explosividad Inferior	4.5 %
Límite de Explosividad Superior	14.5 %

Fuente: PEMEX, 2015.

De acuerdo con la clasificación de la NFPA, los peligros del gas natural son los siguientes:

- **Salud 1. Ligeramente peligroso:** Irritación o posible lesión reversible. Ligeramente irritante, reversible dentro de 7 días.
- **Inflamabilidad 4 (debajo de 23°C):** Sustancias que vaporizan rápida o completamente a presión atmosférica y a temperatura ambiente normal, o que se dispersan con facilidad en el aire y que arden fácilmente.

1.3.3.3 Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)

Aunque no se espera, existe una posibilidad remota de encontrar sulfuro de hidrógeno (H_2S) durante las actividades de perforación en el Área Contractual, por lo que se incluye la hoja de seguridad para el H_2S como medida de precaución **Capítulo 5, Anexo 5.11**.

El H_2S es un gas altamente inflamable y tóxico, sin color y con un olor a huevo podrido, aunque las concentraciones superiores a 0.1 ppm reducen el sentido del olfato. La **Tabla 1-12** hace referencia a las propiedades del sulfuro de hidrógeno.



Tabla 1-12. Propiedades del Sulfuro de Hidrógeno.

Parámetro	Valor
Temperatura de Ebullición a una Atmósfera	- 60.2°C
Densidad Relativa de vapor (Aire = 1)	1.19
Solubilidad en Agua a 20°C	38 kg/m ³
Apariencia y Color	Gas incoloro de olor característico a huevos podridos
Punto de Fusión a 1 atm	- 85°C
Temperatura de Autoignición	260°C
Límite de Inflamabilidad Inferior	4.3 %
Límite de Inflamabilidad Superior	46 %

Fuente: INFRA, 2015.

De acuerdo con la clasificación de la NFPA, los peligros del sulfuro de hidrógeno son los siguientes

- **Salud 4. Severamente peligroso:** Una exposición muy corta podría causar muerte o lesiones residuales serias, aun cuando se brinde pronta atención médica.
- **Inflamabilidad 4 (debajo de 23°C):** Sustancias que se vaporizan rápidamente o completamente a presión atmosférica y a temperatura ambiente normal, o que se dispersan con facilidad en el aire y que arden fácilmente.

1.3.4 Almacenamiento

La MODU mantendrá un inventario de líquidos, substancias y artículos consumibles que se utilicen en los servicios esenciales y operaciones de perforación. Algunos fluidos y materiales serán almacenados a granel en tanques de almacenamiento. La capacidad y el número de tanques dependerán de la MODU específica contratada por Shell. La **Tabla 1-13** enlista los materiales y las capacidades de almacenamiento generales de las MODUs típicas. Ninguna de las sustancias se considera peligrosa según los Listados AAR.

Tabla 1-13. Capacidades de Almacenamiento Típicos en MODUs (Buque de Perforación).

Material	Capacidad
Fluido de perforación	1,408 m ³ activo / 1,678 m ³ en reserva
Agua para perforación	3,000 m ³
Agua potable	1,300 m ³
Salmuera	1,600 m ³
Aceite base para el fluido de perforación sintético	850 m ³
Combustible	8,000 m ³
Material a granel (Productos químicos para el fluido de perforación y cemento)	850 m ³
Material en sacos	10,000 sacos

Fuente: TOI DW DSME 12000, 2019.



1.3.5 Equipos de Proceso y Auxiliares

Los principales equipos e instalaciones que se utilizarán durante el periodo de exploración se describen a continuación.

1.3.5.1 MODU

Shell planea utilizar un buque de perforación durante el periodo de perforación (de 70 días a 120 días) del Pozo Tipo. Las especificaciones y las características técnicas de este tipo de embarcación se presentan en la **Tabla 1-14**, **Tabla 1-15** y **Tabla 1-16** (coincidiendo con el ejemplo del buque de perforación de la **Figura 1-12**, TOI DWE DSME 12000). Las especificaciones de la MODU contratada podrían variar de los valores listados a continuación.

Tabla 1-14. Parámetros Genéricos de Operación de una MODU (Buque de Perforación).

(Con base en la generación TOI DWE DSME 12000)

Parámetro	Valores	
Velocidad Máxima de Tránsito	12.5 nudos	
Condiciones de Operación	Oleaje: 18.7 pies	Viento: 60 nudos
Condiciones de Tormenta	Oleaje: 22.6 pies	Viento: 120.7 nudos
Profundidad del Agua	Equipado: 10,000 pies (3,048 m)	Máximo: 12,000 pies (3,657 m)
Profundidad de Perforación	Máximo: 40,000 ft	

Fuente: TOI DW DSME 12000, 2019.

Tabla 1-15. Dimensiones/Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación).

(Con base en la generación TOI DWE DSME 12000)

Parámetro	Valores	
Longitud (Eslora)	781 pies	238 m
Amplitud (Manga)	138 pies	42 m
Profundidad (Puntal)	62 pies	19 m
Calado de Tránsito	29 pies	8.8 m
Calado de Operación	39 pies	12 m
Desplazamiento de Carga Máxima	114,608 toneladas estándares (ton std)	103,971 toneladas métricas
Carga de Plataforma Variable - Funcionamiento	30,692 ton std	27,844 toneladas métricas
Carga de Plataforma Variable - Tránsito	19,734 ton std	17,903 toneladas métricas

Fuente: TOI DW DSME 12000, 2019.



Tabla 1-16. Equipo y Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación).

Departamento de la MODU	Descripción del Equipo y Capacidades Clave
Equipo Submarino y de Perforación	<ul style="list-style-type: none"> • Torre de perforación, donde se encuentran y operan los equipos de perforación (incluidos el malacate y el motor superior (referido como Top Drive)). • Estantes para riser. • Sistema de fluido de perforación: bombas para fluido de perforación (referido en algunas ocasiones como lodo), tanques para fluidos de perforación y equipos de control de sólidos. • Sistema de cementación: tanques a granel, sistema de mezcla y bomba de cemento de alta presión. • Laboratorio de fluidos de perforación. • Espacio de almacenamiento para albergar los consumibles asociados de perforación (combustóleo, productos químicos para el fluido de perforación, químicos para cemento, etc.) y equipos (herramientas de perforación, herramientas de finalización, equipos de prueba, etc.). • Equipo de control de pozos incluyendo BOP submarino, estrangulador y separador de gas-fluido de perforación. Las funciones del BOP submarino son operadas por controles múltiplex, incluida la capacidad de desconexión de emergencia. • Risers marinos.
Marino	<ul style="list-style-type: none"> • Generador de energía a base de diésel para operar el buque y equipos (así como un generador de emergencia). • Sistema de posicionamiento dinámico para mantener la ubicación en el sitio del pozo (no se requerirán anclajes submarinos). • Sistema de gestión del buque que monitorea y controla el lastre para mantener la estabilidad del buque. • Apoyo de navegación, incluyendo la ayuda de trazado automático de radar (ARPA, por sus siglas en inglés) para proporcionar una alerta temprana de los buques u objetos a la deriva en un curso de colisión con el equipo de perforación. • Cuatro tomas de agua de mar con flujos de entrada continuos que van de 175 m³/h a 2,545 m³/h. El ingreso de bioincrustaciones marinas se previene por medio de rejillas, filtros y un sistema de protección contra crecimiento marino con un ánodo de cobre/aluminio instalado en cada filtro de agua de mar.
Auxiliar	<ul style="list-style-type: none"> • Plataforma de aterrizaje de helicópteros y equipo de reabastecimiento de combustible. • Grúas para transferencia de equipos y suministros. • Alojamiento para tripulación, oficinas, sala de radio, cocina, comedor, salas de reuniones, salas recreativas e instalaciones de lavandería. • Sistema de agua potable (desalinización de agua de mar). • Sistema de tratamiento de aguas residuales. Típicamente, una MODU tiene dos o más unidades para cumplir con los requisitos de MARPOL 73/78 con respecto a coliformes fecales y sólidos suspendidos. • Instalaciones de manejo de residuos (tratamiento in situ o almacenamiento temporal) de conformidad con el "Plan de gestión de residuos" del buque según lo requerido por el Anexo V de MARPOL 73/78. • Equipos de seguridad, emergencia, salvavidas y dispositivos de prevención de derrames, detectores de incendios y alarmas, sistema de detección de gas y H₂S, sistemas de diluvio (incluyendo el piso de la plataforma, salas de máquinas y áreas de cubierta inferior) y sistemas de agua nebulizada en las salas de máquinas, equipos de derrames, botes salvavidas, balsas para evacuación de emergencia, instalaciones médicas.



1.3.5.2 Árbol Submarino

El Árbol Submarino (SSTT, por sus siglas en inglés), es un bloque de válvulas instalado dentro del perfil interno del BOP. En el caso de una desconexión de emergencia entre el equipo de perforación y el pozo, el SSTT facilita el control del pozo sin requerir que el BOP corte la junta.

Internamente, el SSTT tiene un orificio que permite acceso a herramientas operadas por cable. Todas las transiciones internas del orificio se estrechan gradualmente para no interferir o engancharse con las herramientas operadas por cable. El SSTT tiene la habilidad de cortar cables y tubería flexible, utilizados para desplegar las herramientas de medición del yacimiento.

1.3.5.3 Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo

La Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo (SSSV, por sus siglas en inglés), es un dispositivo de seguridad instalado debajo del lecho marino en el cabezal del pozo, que detiene el flujo de hidrocarburos en el caso de una emergencia. El sistema puede ser controlado desde la superficie o el subsuelo, y está diseñado para aislar el pozo en caso de cualquier falla en el sistema. La presión hidráulica obliga a una camisa en la válvula a deslizarse hacia abajo, comprimiendo un resorte y abriendo una válvula de retención. Cuando la presión hidráulica se pierde, el resorte empuja la camisa hacia arriba, cerrando la válvula.

1.3.6 Pruebas de Verificación

El equipo descrito anteriormente en la **Sección 1.3.5 Equipos de Proceso y Auxiliares**, estará certificado por la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación, tales como DNV, ABS o BV.

1.4 Condiciones de Operación

Debido a que las características exactas del yacimiento del Área Contractual son desconocidas, todas las operaciones se monitorean y controlan cuidadosamente desde varios cuartos de control a bordo de la MODU.

La **Tabla 1-17** enlista los rangos de presiones y temperaturas de trabajo del equipo del proceso disponible. Las especificaciones pueden variar con respecto a las especificaciones del equipo a ser obtenido.

Tabla 1-17. Presiones y Temperaturas de Trabajo Típicas.

Proceso	Presión de Trabajo (psi)	Temperatura de Trabajo (°C)
Árbol Submarino	10,000 – 15,000	-18 – 121
Tubería Flexible de Alta Presión	5,000 – 15,000	N/A

Fuente: Expro Group, 2018.

Los diagramas definitivos de tubería e instrumentación aún no están disponibles en esta etapa del Proyecto.

1.4.1 Especificaciones del Cuarto de Control

La MODU estará equipada con un sistema de control de perforación. La MODU tendrá ocho estaciones de trabajo instaladas en las siguientes ubicaciones como parte del sistema de control:

- 4 estaciones de trabajo para cuarto de mando de perforación;
- 1 estación de trabajo en la sala de control de fluidos de perforación;
- 1 estación de trabajo en la oficina principal;
- 1 estación de trabajo en la oficina del supervisor de perforación; y



- 1 estación de trabajo en el cuarto de control de máquinas.

Las operaciones controladas específicas se pueden ejecutar y monitorear de forma remota desde las estaciones de trabajo. Los siguientes parámetros y sistemas serán monitoreados, registrados y operados:

- Presión y temperatura de flujo / cabezal de pozo.
- Características y flujos de petróleo, gas y agua.
- Presión y temperatura de las tuberías de revestimiento / anillo.
- Sistema de parada de seguridad.

1.4.2 Sistemas de Aislamiento

El diseño de la MODU separa las principales áreas de operación, minimizando el riesgo para los operadores, el ambiente y los bienes materiales. Los alojamientos, los cuartos de control y el equipo esencial de seguridad, se encuentran en áreas que se consideran no peligrosas. Existen varios sistemas de seguridad, automáticos y manuales, que se activan en caso de una falla en el equipo o de alguna anomalía en el proceso, como se describe con mayor detalle a continuación.

1.4.2.1 Sistemas de Paro de Emergencia

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 Procesos

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).

La presión se registra y se monitorea en diferentes puntos a través de sensores. Un sistema de control basado en medidores de alta y baja presión detendrá el flujo hacia la superficie si la presión no se encuentra dentro de los límites establecidos. Los depósitos de presión están protegidos por válvulas piloto que activarán automáticamente las válvulas de seguridad de los depósitos si se registran anomalías en la presión. También hay botones manuales instalados en áreas designadas, accesibles para la tripulación del buque o el equipo de perforación, que pueden ser activados en caso de una emergencia.

En el caso de una pérdida de señal o de energía, los componentes se moverán hacia la posición predeterminada más segura.



1.4.2.1.2 Paro de Emergencia

Los sistemas ESD monitorean y detectan condiciones peligrosas o de emergencia que se desarrollan a bordo de la MODU, por ejemplo: detección de incendios o gases, despresurización, funcionamiento del generador de emergencia, etc. y actúan para prevenir que dichas situaciones peligrosas se intensifiquen. El sistema ESD funciona en dos modos: modo automático y modo manual. Hay cinco niveles principales de ESD:

- Nivel ESD 0 - Paro catastrófico: Los demás niveles de paro son activados y se aíslan todas las baterías. El único equipo que queda en operación es la luz de emergencia de escape, las luces de obstrucción y el sistema mundial de socorro y seguridad marítimos (GMDSS, por sus siglas en inglés). Los demás niveles de paro son activados.
- Nivel ESD 1: Paro de energía de emergencia: Los niveles de paro subsiguientes son activados y se realiza un corte en el suministro eléctrico del generador de emergencia. Solamente el sistema de alimentación ininterrumpida (UPS, por sus siglas en inglés) y las baterías se mantienen en operación para los servicios básicos de comunicación y para la evacuación de la unidad.
- Nivel ESD 2A, 2B, 2C - Paro de la alimentación eléctrica principal (estribor, centro y puerto): En caso de que sea detectada la presencia de gas, se apagan los generadores y se aísla el sistema principal de distribución eléctrica. Después de ser iniciado, se activan los sistemas de ventilación (controlados por el sistema de detección de incendios y gas). Así mismo, las válvulas de cierre rápido del sistema de combustible son cerradas.
- Nivel ESD 3 y Nivel ESD 4- Paro de actividades de perforación: Aislamiento eléctrico de los paneles de control, de los sistemas de comunicación no esenciales y de la iluminación.
- Nivel ESD 5 - Paro de emergencia local.

1.4.2.2 **Sistema de Contención de Derrames**

Los diseños de la MODU incorporan medidas de prevención de contaminación, en cumplimiento con las convenciones internacionales. Las pequeñas fugas, residuos o escurrimientos de hidrocarburos serán contenidos y recolectados por el sistema de drenaje. Las descargas al mar serán controladas de acuerdo con la MIA y con los permisos emitidos por CONAGUA y la Secretaría de Marina SEMAR. 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 Shell 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 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 Shell.



1.5 Análisis y Evaluación de Riesgos

1.5.1 Histórico de Accidentes e Incidentes

La siguiente sección resume el histórico de accidentes e incidentes para la perforación en aguas profundas, así como en las operaciones relacionadas o similares.

1.5.1.1 Incidentes Mayores de Derrames de Hidrocarburos en los Mares de Estados Unidos

La Oficina de Administración de Energía Oceánica de los Estados Unidos (BOEM, por sus siglas en inglés) reporta que desde 1964 hasta el año 2015, en la plataforma continental del Golfo de México en Estados Unidos, existieron 2,440 derrames mayores o iguales a 50 barriles. Estos derrames han sumado un total de 5,187,416 barriles de petróleo crudo, refinado, fluidos base sintética y otros químicos. De estos derrames, solo 17 de ellos, que corresponde al 0.7% del total, fueron mayores a 1,000 barriles.

La **Tabla 1-18** muestra que desde 2006 hasta 2015, un total de 4,910,951 barriles de petróleo crudo fueron derramados por 335 fuentes, en donde se utilizó una estimación inicial de 4,900,000 barriles, originados por el incidente de la plataforma Deepwater Horizon. En enero de 2015, el Tribunal Federal de los Estados Unidos, determinó una estimación más precisa de 3,190,000 barriles de petróleo. Lo anterior conduciría a un derrame total de petróleo, entre el 2006 al 2015, de 3,200,916 barriles. Adicionalmente, la **Tabla 1-18** proporciona mayores detalles en las tasas de derrame en plataformas y tendencias del volumen derramado, con base en el petróleo producido desde 1964 hasta 2015.

La **Tabla 1-19** muestra los datos de los mayores derrames de petróleo (BOEM, 2011). El informe de BOEM 2016 establece que no se identificaron derrames adicionales de gran volumen, desde el último informe, que cubrió el período desde 1964 hasta el 2010 (período que también cubre la **Tabla 1-19**).



Tabla 1-18. Tasas de Derrame en Plataforma y Tendencias de Volumen Derramado, con base en el Petróleo Producido desde 1964 hasta 2015.

Año	bbl ¹ Derramados por Bbbl ¹ Producidos	bbl Producidos por bbl Derramados	Producción (Bbbl)	Bbl Derramados por Tamaño de Derrame			# de Derrames por Tamaño de Derrame ²		
				1-999 bbl	≥ 1,000 bbl	Total	1-999 bbl	≥ 1,000 bbl	Total
1964-1970	142,035	7,041	1.54	2,760	216,616	219,376	11	9	20
1971-1975	11,962	83,061	1.87	5,407	16,935	22,342	721	2	723
1976-1985	3,750	266,682	3.22	9,121	2,956	12,077	671	2	673
1986-1995	1,162	860,805	3.53	4,097	0	4,097	286	0	286
1996-2005	3,478	287,486	5.34	13,508	5,066	18,574	401	3	404
2006-2015	955,179	1,047	5.14	10,951	4,900,000 ³	4,910,951	334	1	335
Total	251,321	3,979	20.6	45,844	5,141,573	5,187,416	2,424	17	2,441

¹ bbl – barril; Bbbl – billones de barriles

²En 2004 el Servicio de Administración de Minerales (Minerals Management Service) cambió los estándares para reportar los derrames, con el propósito de incluir los inventarios de las estructuras en la Plataforma Continental Exterior (OCS, por sus siglas en inglés) que fueron destruidas, dañadas en gran medida o desaparecidas. Estos derrames pasivos han impactado el número y volumen de los derrames, aunque estos derrames no fueron observados ni requirieron respuesta.

³Estas cifras están basadas en una estimación original del incidente de la plataforma Deepwater Horizon, donde fueron vertidos 4.9 millones de barriles de petróleo. En enero de 2015, un Tribunal Federal de los Estados Unidos determinó que la estimación más adecuada era de 3.19 millones de barriles de petróleo.

Fuente: Adaptado de BOEM, 2016 (U.S. DOI/BSEE OCS Spill Database, December 2015 (Spills); U.S. DOI/ONRR OCS Production Data, December 2015 (Production)).



Tabla 1-19. Derrames grandes en plataformas ($\geq 1,000$ bbl), en la Plataforma Continental Exterior de los Estados Unidos, desde 1964 hasta 2010.

Fecha del derrame	Prof. del agua (pies)	Distancia de la Costa (millas)	Volumen derramado (barriles)	Empresa	Descripción del Derrame: Causa y Consecuencias
8/4/1964	94	48	2,559	Continental Oil	Buque de carga impactó con Plataforma A, originándose incendio; la plataforma y el buque de carga sufrieron daños.
3/10/1964			11,869	Event Total	Cinco plataformas fueron destruidas durante el Huracán Hilda.
	94	48	5,180	Continental Oil	Destrucción de las plataformas A, C y D; reventones (por varios días).
	55	33	5,100	Signal O&G	Destrucción de la plataforma B; reventones (por 17 días).
	102	44	1,589	Tenneco Oil	Destrucción de la plataforma A; pérdida del tanque de almacenamiento.
19/7/1965	15	7	1,688	Pan American	Perforación del Pozo #7; reventones (por ocho días); daño mínimo.
28/1/1969	190	6	80,000	Union Oil	Perforación del Pozo A-21, reventón (por 10 días), 50,000 bbl durante el reventón, filtración de 30,000 bbl (durante las siguientes décadas); 4,000 aves muertas; cantidades considerables de petróleo en las playas.
16/3/1969	30	6	2,500	Mobil Oil	La plataforma sumergible Rimtide perforando en aguas inestables fue impactada por un buque de suministro; se originó el desplazamiento de la plataforma y el corte del cabezal del pozo; reventón (tres a cuatro días).
10/2/1970	39	14	65,000	Chevron Oil	Plataforma C, incendio por causa desconocida, reventón de 12 pozos (49 días); pérdida de la plataforma; cantidades pequeñas de petróleo en la playa.
1/12/1970	60	8	53,000	Shell Oil	Plataforma B, trabajos en el cable de perforación, explosión de gas, incendio, reventón (138 días). Cuatro fatalidades, 36 heridos, pérdida de la plataforma, pérdida de dos equipos de perforación, cantidades pequeñas de petróleo en las playas.
9/1/1973	110	17	9,935	Signal O&G	Falla estructural del tanque de almacenamiento de petróleo en la plataforma A.
26/1/1973	61	15	7,000	Chevron Oil	Hundimiento de la barcaza de almacenamiento de la plataforma CA en aguas inestables.
23/11/1979	280	10	1,500	Texoma Production	Perforación del tanque de diésel de la Unidad de Perforación Marina Móvil (MODU) Pacsetter III, originado por el impacto de un barco de trabajo en aguas inestables.
14/11/1980	60	27	1,456	Texaco Oil	Desbordamiento del tanque de almacenamiento de la Plataforma A, durante la evacuación del Huracán Jeanne.



Fecha del derrame	Prof. del agua (pies)	Distancia de la Costa (millas)	Volumen derramado (barriles)	Empresa	Descripción del Derrame: Causa y Consecuencias
24/9/2005			5,066	Event Total	Una plataforma y dos equipos de perforación destruidos por el Huracán Rita.
	230	78	2,000	Forest Oil	Destrucción de la Plataforma J, derrame de petróleo en cubierta y en el riser (tubo ascendente).
	238	78	1,494	Hunt Petroleum	La plataforma auto elevable tipo Jack-up Rowan Fort Worth fue arrastrada; jamás se encontró.
	182	69	1,572	Remington O&G	Las columnas de la plataforma auto elevable Jack-up Rig Rowan Odessa colapsaron.
20/4/2010	4,992	53	4,900,000 (* ver nota al pie de tabla)	BP E&P	En la plataforma Deepwater Horizon se originó una explosión de gas con reventones (87 días para taponar el pozo), incendios. Once fatalidades, heridas múltiples, pérdida de equipos de perforación. Petróleo en playas, afectación en fauna, y cierre temporal de zonas de pesca.

*4.9 millones es la cifra publicada en el informe BOEM/BSEE basado en una estimación. En enero de 2015, un Tribunal Federal de los Estados Unidos determinó que 3.19 millones de barriles de petróleo era una estimación más adecuada.

Las celdas grises se deben a que no se encontró dato en la fuente original.

Fuente: BOEM/BSEE 2016, originalmente de DOI/BSEE OCS Spill Database, Diciembre de 2015.



1.5.1.2 Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX

PEMEX lleva un registro tanto de los derrames nacionales costa afuera como aquellos ocurridos en tierra. Estos derrames han sido causados principalmente por vandalismo en lo que respecta a las instalaciones en tierra y por corrosión o fallas mecánicas tanto en tuberías terrestres como marinas.

La **Tabla 1-20** presenta el número de derrames registrados por PEMEX así como el volumen de petróleo derramado (de 1979 a 2012 únicamente). Los datos registrados en la tabla muestran cierta variabilidad (desde el 2005 se dejan de diferenciar datos en los ambientes marinos y terrestres, además de no registrarse volúmenes a partir del año 2012).

Tabla 1-20. Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX.

Año	Ambiente	Número Total de Derrames ¹	Derrames de PEMEX Exploración	Volumen total derramado (barriles) ²	Volumen derramado por Pemex Exploración (barriles)
1979	Marino	-	1 (Ixtoc-I)	-	467,000
1997	Marino	74	59	3,633	2,601
1998	Marino	62	55	26,172	25,997
1999	Marino	100	90	591	395
2000	Marino	54	52	535	522
2001	Marino	56	52	381	368
2002	Marino	52	51	221	219
2003	Marino	72	70	1,022	412
2004	Marino	110	110	374	374
2005	Marino y Terrestre	283	226	22,596	1,502
2006	Marino y Terrestre	278	220	25,707	3,410
2007	Marino y Terrestre	270	199	48,200	20,920
2008	Marino y Terrestre	227	152	13,899	2,008
2009	Marino y Terrestre	151	104	53,096	16,282
2010	Marino y Terrestre	149	87	27,971	2,293
2011	Marino y Terrestre	217	103	24,788	1,056
2012	Marino y Terrestre	251	204	2,123	-
2013	Marino y Terrestre	839	773	-	-
2014	Marino y Terrestre	432	17	-	-
2015	Marino y Terrestre	867	29	-	-
2016	Marino y Terrestre	1,352	42	-	-

¹Derrames ocurridos en todas las actividades de PEMEX (exploración, refinación y actividades de gas y petroquímica). Del 2005 en adelante, los datos no muestran una distinción entre los ambientes terrestres y marinos.

²A partir del año 2013 en adelante no se publican volúmenes derramados.

Fuente: Modificado de SEMARNAT, 2017.



1.5.1.3 Peor Escenario

El incidente con las mayores consecuencias para las operaciones de perforación es el de un reventón de pozo. Se dice que una liberación de hidrocarburos del pozo ha ocurrido cuando los hidrocarburos fluyen del pozo accidentalmente, pero el flujo es detenido por un sistema de barreras que se encuentran disponibles al momento del incidente. Un reventón de pozo tiene lugar cuando el fluido de la formación brota del pozo o entre las capas de formación, una vez que todas las barreras técnicas previamente definidas han fallado. Este evento es de muy baja ocurrencia. La frecuencia de un incidente de reventón en un pozo de exploración típico con BOP instalado, incluyendo los arietes ciegos de corte y siguiendo el principio de dos barreras, es de 1.2×10^{-4} (0.00012, o 0.012%) por pozo de exploración perforado (Lloyds Register, 2018).

Existen diversas causas que originan la pérdida de control de un pozo y que puedan desencadenar en un incidente de reventón del pozo. Las medidas de control del pozo se implementan en el sitio como parte de las operaciones de perforación, con el propósito de mantener el control de la presión de los fluidos en el pozo. Si las barreras de control fallan, podría generarse un flujo no controlado en los fluidos de formación, lo cual podría resultar en un incidente de reventón del pozo.

Los incidentes de reventones pueden prevenirse, en primera instancia, utilizando medidas de control primarias en los pozos. Lo anterior incluye la predicción y el monitoreo de las presiones de la formación y, en consecuencia, el control de la densidad del fluido de perforación. Durante la perforación del pozo, la brigada de perforación empleará el equipo y los procedimientos para mantener una sobrepresión (*i.e.*, una presión en el pozo que resulta mayor que la presión del fluido de la formación) para prevenir un ingreso de hidrocarburos hacia el pozo. Para ello, la densidad del fluido de perforación se controla para mantener una sobrepresión contra la formación, lo cual mantiene al pozo estable. La perforación y las propiedades geológicas se monitorean durante las operaciones y la densidad del fluido de perforación se incrementa o se disminuye en consecuencia, con el propósito de mantener una sobrepresión constante, lo cual mantiene el pozo estable.

Shell utiliza procedimientos estandarizados de planificación y diseño, además de ejecutar todas las operaciones de perforación de acorde con un programa de operaciones de pozos. Los procedimientos de ingeniería están diseñados para brindar una implementación consistente con el diseño y la planificación del pozo. Estos procedimientos incluyen los estándares y prácticas actuales de la industria. Además, Shell trabaja con contratistas de perforación calificados y con experiencia, y emplea procesos de aseguramiento de calidad, como el proceso de admisión de la MODU, para confirmar que el equipo es el adecuado para el propósito, además de satisfacer los estándares de Shell, contratistas y de las normas vigentes. Shell utiliza documentos puente para la definición de roles y responsabilidades del personal, además que la verificación y la supervisión brinda a Shell, la garantía que los contratistas efectúan sus entregas de acorde a sus sistemas de gestión. Los documentos puente aportan claridad en la administración y gestión de los asuntos relacionados con la salud, seguridad y ambiente para cada una de las actividades y operaciones particulares.

La MODU estará provista con medidas de control de pozo secundarias, en el evento poco probable de que las medidas de control primarias en el pozo fallen. El equipo de control secundario del pozo activará un sistema de paro de emergencia que permitirá cerrar el pozo. Se utilizará un BOP que cumpla con el estándar 53 API, según el cual, deberá soportar una presión de trabajo de 15,000 libras por pulgada cuadrada (psi), además de estar equipada con válvulas operadas hidráulicamente y mecanismos de sello que incluyen arietes ciegos de corte.

Si las barreras primarias y secundarias de control del pozo fallan, podría originarse una pérdida del control del pozo que resulte en un incidente de reventón.



1.5.2 Metodologías de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

Un riesgo es la medición de la probabilidad de ocurrencia de un evento indeseable y las consecuencias potencialmente adversas que este evento podría tener en las personas, el medio ambiente o los recursos económicos (IAGC-OGP, 1999). Un evento indeseable puede ocurrir debido a un peligro, el cual se define como una situación con el potencial de causar efectos adversos.

La evaluación de riesgos consiste en determinar la importancia de un riesgo, con base en su impacto potencial y su probabilidad de ocurrencia.

La identificación de peligros y evaluación de riesgos para este Proyecto, se encuentra limitada a las actividades de exploración, es decir, la construcción del Pozo Tipo, así como para pozos adicionales potenciales. Durante la presente fase del Proyecto, aún no ha sido posible determinar ciertos detalles técnicos del mismo, por ejemplo, la MODU específica que se utilizará. Por lo tanto, los eventos de riesgo descritos en esta sección se basan en los detalles esperados del Proyecto. La identificación de peligros y evaluación de riesgos será revisada nuevamente, si fuera apropiado, en caso de que el equipo contratado cambie significativamente y se presentará el Dictamen Técnico del Análisis de Riesgos de la etapa de ingeniería de detalle del Proyecto en el Aviso de Inicio de Actividades: Modalidad Exploración que se debe presentar a la ASEA. Durante las etapas de perforación, se llevará a cabo un registro detallado de riesgos.

Como parte del proceso de identificación de peligros y evaluación de riesgos, se han considerado todas las actividades del Proyecto, de modo que todos los eventos de riesgo potenciales se han cotejado contra el registro de riesgos internos de Shell. Únicamente aquellos eventos que pudieran desencadenar en la liberación de sustancias presentes en los Listados AAR, se han incluido en este ERA. Así mismo, los riesgos evaluados en este ERA, están alineados con la información de la solicitud de Autorización del SASISOPA a implementar en el Proyecto. Cabe señalar que otros eventos de riesgo que pudieran resultar en una liberación accidental de sustancias no descritas en los Listados AAR, están documentados en la MIA del Proyecto y en la información prevista para la autorización del SASISOPA a implementar en el Proyecto.

Los peligros identificados que forman parte del Registro de Peligros y Efectos de Shell, han sido actualizados con base en el proceso de identificación de Transocean para el Caso en Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HSE, por sus siglas en inglés) de Transocean Deepwater Thalassa (de ahora en adelante, Caso HSE de Deepwater Thalassa); el cual es un buque de perforación (MODU) cuyas características generales son similares al buque de perforación que Shell prevé utilizar durante el Proyecto. Dicho proceso de identificación se alinea con los pasos descritos en el ISO 17776: 2000 (Industrias de Petróleo y Gas Natural - Instalaciones de producción costa afuera - Directrices sobre herramientas y técnicas para la identificación de peligros y la evaluación de riesgos). La metodología para la evaluación de riesgos presentada en esta sección se basa en el Procedimiento para la Administración de Peligros, Riesgos y Aspecto Ambientales de Shell (HSE-PR-SEEM-008, ver **Capítulo 5 Anexo 5.4**). A continuación, se presenta un resumen del proceso completo de identificación de peligros y evaluación de riesgos, los cuales se alinean con las recomendaciones indicadas en las Guías de SEMARNAT y ASEA.

- **La Identificación de peligros** se realizó a través del método de “Identificación de Peligros” (HAZID, por sus siglas en inglés) durante sesiones de trabajo multidisciplinario, y se actualizó el Registro de Peligros y Efectos de Shell.
- Los riesgos potenciales se evaluaron mediante una **Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM**, por sus siglas en inglés). Dicha matriz corresponde a la matriz de evaluación de riesgos de Shell.
- Se identificaron las barreras de prevención y mitigación de los riesgos mediante la aplicación de la **metodología Bowtie**; y
- Se elaboró un resumen de las recomendaciones técnicas–operativas derivadas de la integración y aplicación del HAZID, RAM y la metodología Bowtie. En el **Capítulo 3** se presentan los Bowties para ilustrar las barreras de prevención, mitigación y recomendaciones.



Cada etapa mencionada anteriormente, relativa al resumen de este proceso, se explica con detalle en las siguientes secciones.

Las siguientes definiciones serán utilizadas en las secciones subsecuentes para describir el proceso de identificación de peligros y evaluación de riesgos ambientales:

- **Peligro:** Característica de un sistema, proceso o material, que representa el potencial de evento de riesgo (fuego, explosión o liberación tóxica).
- **Amenaza:** Es el acto que por sí mismo o encadenado a otros, puede generar un daño o afectación al bienestar o salvaguarda al personal, población, medio ambiente, instalación, producción, otro;
- **Riesgo Ambiental:** Probabilidad de que se produzca un daño o catástrofe en el medio ambiente debido a un fenómeno natural o acción humana.
- **Consecuencias:** son los efectos en las personas, los activos, las comunidades y el medio ambiente resultantes de la liberación de ese peligro;
 - **A las personas:** se refiere a los impactos en la salud y seguridad de los empleados, contratistas, subcontratistas y a la seguridad de la comunidad, e.g., las colisiones de tráfico en la carretera que involucran a terceras personas o las fatalidades o lesiones de terceros como resultado de incidentes operacionales;
 - **A los activos:** los daños ocasionados a Shell y a sus alianzas estratégicas bajo o sin control operacional;
 - **A las comunidades:** se refiere a las personas, recursos y activos impactados fuera de las instalaciones; y
 - **Al medio ambiente:** se refiere a los impactos al aire, agua y tierra tanto internos como externos a las instalaciones en cuestión.
- **Barreras de Prevención y Mitigación:** Conjunto de acciones para prevenir, atenuar, compensar y/o restablecer las condiciones ambientales existentes antes de la perturbación y/o deterioro que provocará la realización de algún proyecto en cualquiera de sus etapas.

La metodología HAZID consiste en un proceso sistemático y estructurado que identifica y documenta los peligros asociados con una operación, con el propósito de evaluar los riesgos potenciales a las personas, activos, comunidades y/o el medio ambiente. El estudio de un HAZID se realiza desglosando una operación en actividades o áreas y revisando cada una de ellas para identificar los peligros y riesgos potenciales asociados. Un HAZID es una técnica cualitativa llevada a cabo por un equipo multidisciplinario a través de reuniones.

Como parte del Procedimiento para la Administración de Peligros y Riesgos elaborado por Shell, Shell ha adoptado para el proceso de identificación de peligros, el Caso HSE de Deepwater Thalassa, Parte 4, Versión 1, Revisión 2 (Transocean, 2016), el cual se anexa en el **Capítulo 5, Anexo 5.7**.

El 8 de febrero de 2019, Shell llevó a cabo una reunión multidisciplinaria para actualizar el Registro de Peligros y Efectos asociados al Proyecto con base en el Caso de HSE de Deepwater Thalassa. Las minutas de la reunión con las firmas de los asistentes se encuentran en el **Capítulo 5, Anexo 5.5**. Los riesgos potenciales y sus consecuencias en las personas, activos, la comunidad y el ambiente, se revisaron y se documentaron en el Registro de Peligros y Efectos para la ubicación del Pozo Tipo. Tomando en consideración que el presente ERA debe enfocarse en los riesgos asociados con las sustancias enunciadas en los Listados AAR, sólo los riesgos asociados con dichas sustancias (y sus cantidades de reporte) fueron considerados .

Los riesgos asociados con la identificación de peligros se evaluaron utilizando la Matriz de Evaluación de Riesgos de Shell, conforme se explica a continuación.



La RAM es una matriz que se usa para la evaluación cualitativa de riesgos. La matriz está basada en el concepto de aplicar la experiencia pasada de eventos o incidentes ocurridos en operaciones similares, para proveer una perspectiva de cómo esos riesgos pueden ser administrados en el futuro. La matriz RAM se encuentra dividida en regiones que representan riesgos no tolerables, moderados y tolerables. La jerarquización de eventos de riesgo a través de esta matriz RAM, se establece en función de los rangos de frecuencia y las consecuencias adoptadas y reconocidas por Shell.

La **Figura 1-18** muestra la matriz RAM proporcionada en el Manual de HSE de Shell que se utilizó para evaluar los riesgos asociados con los peligros identificados del Proyecto.

Figura 1-18. Matriz de Evaluación de Riesgos de Shell (RAM).

SEVERIDAD	CONSECUENCIAS				PROBABILIDAD				
	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente	A	B	C	D	E
					No se ha escuchado que ocurra en la industria	Se ha escuchado que ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la organización o ha ocurrido mas de una vez por año en la industria	Ha ocurrido en la locación o ha ocurrido mas de una vez por año en la organización	Ha ocurrido mas de una vez por año la locación
0	Sin lesiones o efectos a la salud	Sin daños	Sin efectos	Sin efectos					
1	Lesion leve o leve efecto en la salud	Daño leve	Efecto leve	Efecto leve					
2	Lesion menor o efecto menor en la salud	Daño menor	Efecto menor	Efecto menor					
3	Lesion mayor o efectos mayor en la salud	Daño moderado	Efecto moderado	Efecto moderado					
4	Incapacidad total permanente o hasta 3 muertes	Daño mayor	Efectos mayor	Efecto mayor					
5	Mas de 3 muertes	Daño masivo	Efectos masivo	Efecto masivo					

Fuente: Shell EP, 2018.



El procedimiento general para la evaluación de riesgos utilizando la matriz RAM se describe a continuación:

- **Identificación de las consecuencias potenciales:** se identifican las consecuencias del “peor caso posible” que podrían desarrollarse a partir de la liberación del peligro bajo las condiciones prevalecientes;
- **Estimación de la severidad y la consecuencia potencial:** para cada consecuencia identificada se evalúa la severidad (0-5) en las cuatro categorías: Personas, Activos, Comunidades y Medio Ambiente;
- **Estimación de la probabilidad:** para cada consecuencia potencial, se estima la probabilidad de la consecuencia en los niveles de probabilidad de la A hacia la E. El nivel de probabilidad se juzga con base en experiencias pasadas. El enfoque hace referencia a la historia para determinar qué acciones se pueden o deben tomar para gestionar un riesgo en el futuro; y
- **Jerarquización del riesgo de la matriz RAM:** para cada consecuencia potencial, se determina el nivel de riesgo de la matriz RAM aplicable para cada una de las categorías (Personas Activos, Comunidades y Medio Ambiente) producto de la severidad de la consecuencia y de la probabilidad.

A continuación, se describen las diferentes categorías de riesgo definidas a través de la matriz RAM:

Categoría de Riesgos Tolerables (áreas azul claro y oscuro de la matriz RAM)

Los riesgos que caen bajo las áreas azul claro y oscuro de la matriz RAM se consideran de prioridad baja y tolerable. Estos riesgos de bajo impacto no requieren acciones preventivas o correctivas adicionales. Estos riesgos representan una situación de riesgo tolerable, y los programas de trabajo deben continuarse para mantener la integridad en los niveles de protección. Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área azul claro de la matriz RAM son: 0-A, 0-B, 0-C, 0-D, 0-E, 1-A, 1-B y 2-A. Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área azul oscuro de la matriz RAM son: 1-C, 1-D, 1-E, 2-B, 2-C, 3-A, 3-B y 4-A.

Categoría de Riesgos de Prioridad Media (área amarilla de la matriz RAM)

Los riesgos que caen bajo el área amarilla de la matriz RAM son considerados como riesgos de prioridad media. Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área amarilla de la matriz RAM son: 2-D, 2-E, 3-C, 3-D, 4-B, 4-C, 5-A, y 5-B. **Categoría de Riesgos de Prioridad Alta (área roja de la matriz RAM)**

Los riesgos que caen bajo el área roja de la matriz RAM son considerados como riesgos de prioridad alta. Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área roja de la matriz RAM son: 3-E, 4-D, 4-E, 5-C, 5-D y 5-E. Se requieren barreras para la administración de estos riesgos.

Los riesgos más importantes se reportan al director de operaciones de exploración y producción. Otros riesgos se notifican al vicepresidente de pozos regionales y a los gerentes de pozos de estas regiones, según la naturaleza específica del riesgo y su posición en la matriz.

La comunicación de riesgos y las barreras existentes para prevenir o mitigar estos riesgos, son importantes para reforzar la responsabilidad que cada miembro de la fuerza laboral tiene en la administración de riesgos.

Cuando sea razonablemente factible, estos riesgos se eliminan o se sustituyen por peligros de bajo riesgo. El principio de “tan bajo como sea razonablemente factible” (ALARP, por sus siglas en inglés) significa que el riesgo será reducido hasta donde sea razonablemente posible.

Shell utilizará un proceso de notificación y aprobación para garantizar que los riesgos sean administrados, además de establecer barreras de prevención suficientes para gestionar que estos riesgos se sitúen en un nivel ALARP.

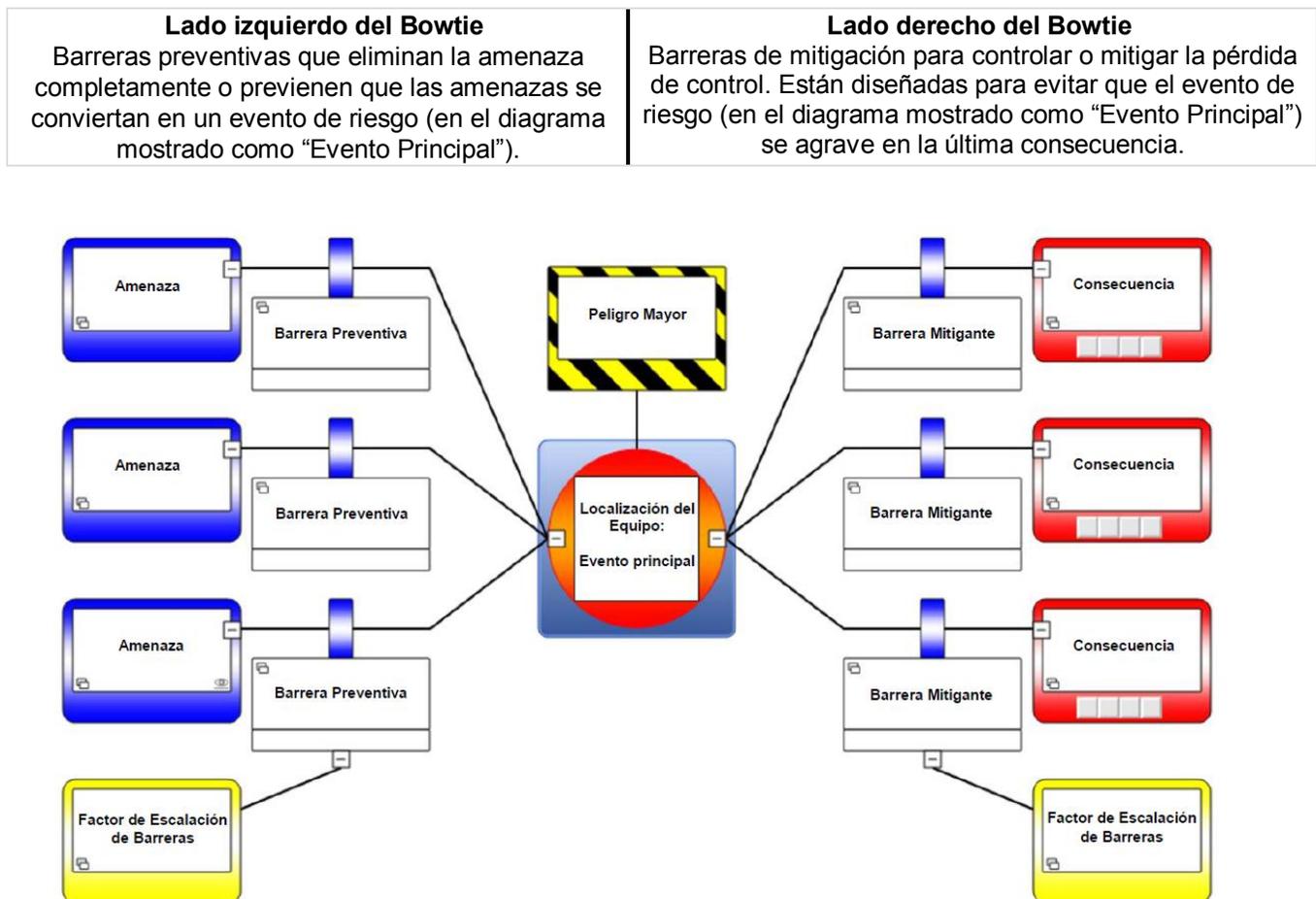


Metodología Bowtie

La administración de barreras contra accidentes es uno de los enfoques clave que Shell utiliza para gestionar sus principales eventos de riesgo. El análisis de barreras en la administración de riesgos utiliza una combinación de equipo, procesos y procedimientos llevados a cabo por personal competente, así como barreras para prevenir condiciones que podrían surgir y permitir que un peligro se convierta en un evento indeseable o evento de riesgo.

El Bowtie es una herramienta de administración de riesgo cualitativa que se emplea para la comunicación gráfica de un evento de riesgo, sus causas, consecuencias y barreras. En la metodología Bowtie, una vez identificado el peligro se asocia un evento riesgo. Se identifican las amenazas que son la causa del evento de riesgo y, posteriormente, se identifican las consecuencias derivadas del mismo. Puede haber más de una consecuencia para cada evento de riesgo. Posteriormente, se identifican las barreras de prevención y mitigación que administren adecuadamente el evento de riesgo, tanto para evitar que ocurra, como para mitigar y gestionar las consecuencias potenciales. La **Figura 1-19** muestra el diagrama Bowtie, en donde las barreras preventivas se muestran de lado izquierdo y las barreras de mitigación de lado derecho.

Figura 1-19. Diagrama Bowtie.



Fuente: Transocean, 2016.



Durante la Reunión de Evaluación de Riesgo, realizada por el equipo multidisciplinario interno de Shell el 8 de febrero de 2019, se efectuó un análisis de las barreras asociadas para cada riesgo. El equipo revisó los análisis Bowtie presentados en el Caso HSE de Deepwater Thalassa, “Adjunto 4-2: Diagramas Bowtie Deepwater Thalassa” para los peligros que han sido identificados en esta sección. Los diagramas Bowtie asociados con los eventos de riesgo se presentan en el **Capítulo 3** conjuntamente con las recomendaciones técnicas-operativas.

El análisis Bowtie permite una demostración integral con relación a las barreras de prevención y mitigación, apropiadas, robustas y sistemáticas implementadas, que a su vez informan acerca del proceso de planificación de acciones de riesgo, además de mejorar la administración de los riesgos clave para el negocio de Shell.

Shell evaluó los riesgos asociados con la construcción e intervención de un pozo costa afuera y otras actividades asociadas, así como los riesgos marinos. Shell identificó las barreras que deben implementarse para prevenir que eventos de riesgo ocurran y para mitigar las consecuencias, en caso de que estos eventos llegaran a suceder. Las barreras se identificaron en colaboración con expertos multidisciplinarios en la materia, provenientes de toda la compañía. Para que estas barreras sean efectivas, cada una de ellas debe ser independientes de otras, y ser capaces de detener completamente el desarrollo de un evento de riesgo, sin la asistencia de otras barreras, tareas o equipos adicionales. Las barreras de Shell consisten en tareas y actividades críticas bien definidas, lo cual mejora la calidad del sistema. Esto incluye medidas para mantener seguro al personal, tal como la prevención de igniciones, la extinción de incendios, la protección contra explosiones, el equipo de monitoreo de H₂S, evacuación y salida del personal, planes de respuesta a emergencias y medidas para la contención, recuperación y control de los hidrocarburos liberados.

La administración de riesgos es un proceso dinámico. Los riesgos se reevalúan regularmente, y Shell busca continuamente mejorar su conocimiento relativo a las barreras con la finalidad de garantizar una estrategia robusta de administración de riesgos. Los eventos de riesgo potenciales identificados para el Proyecto y descritos aquí, han sido identificados por especialistas en seguridad y personal de riesgo operacional dentro de Shell. Estos eventos se han evaluado con base en las tendencias y eventos históricos de la industria, así como en el programa de perforación propuesto.



1.5.2.1 Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos Ambientales Asociados al Proyecto

A partir del Registro de Peligros de Shell actualizado durante la reunión multidisciplinaria, se seleccionaron los peligros y riesgos que involucran una posible liberación de las sustancias descritas en los Listados AAR. Dado que este es un Proyecto de perforación exploratoria, las características detalladas del hidrocarburo en el yacimiento aún no son conocidas, por lo que fueron estimadas. La **Tabla 1-21** presenta los eventos de riesgo que podrían desencadenar una liberación de sustancias incluidas en los Listados AAR. La lista completa de AAR contiene cientos de sustancias, sin embargo, las sustancias de AAR relacionadas con el Proyecto y sus cantidades de reporte correspondientes se listan en la **Tabla 1-22**.

Los especialistas de Shell han estimado las propiedades de los hidrocarburos del yacimiento del Pozo Tipo, con el propósito de proveer las proporciones esperadas de las sustancias listadas en la **Tabla 1-22**. La composición de los fluidos del yacimiento está basada en su análogo de la parte del Golfo de México correspondiente en Estados Unidos, la cual tiene una proporción gas-aceite (Gas-Oil-Ratio/API) similar a la estimada para este yacimiento. Lo anterior se utiliza para calcular el volumen de gas y petróleo requerido para alcanzar las cantidades de reporte de los Listados AAR. La **Tabla 1-23** muestra los volúmenes estimados correspondientes de petróleo y gas requeridos para alcanzar las cantidades de reporte de cada sustancia peligrosa.

Cada uno de los eventos de riesgo indicados en la **Tabla 1-21**, ha sido comparado con los volúmenes que desencadenan cantidades de reporte según los Listados AAR. Si el evento de riesgo pudiera derivar en la liberación de sustancias mencionadas en los Listados AAR en cantidades iguales o mayores a las cantidades de reporte, dicho evento de riesgo es considerado para su evaluación.



Tabla 1-21. Resumen de Riesgos, Amenazas y Consecuencias.

ID.	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias
R1	Liberación de gas poco profundo	Incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas poco profundo previo al inicio de operaciones. Plataforma posicionada incorrectamente.	Liberación encendida; múltiples fatalidades y daño ambiental.
R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación	Brote de fluidos del yacimiento sin riser, preventor (BOP) en su lugar. Brote de fluidos del yacimiento con el riser, preventor (BOP) en su lugar. Errores en el diseño o construcción del pozo.	Explosión o incendio a nivel de plataforma; múltiples fatalidades; pérdida de la plataforma; reventón de pozo; daño ambiental.
R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo	Brote de fluidos del yacimiento. Falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero.	Explosión o incendio a nivel de plataforma; múltiples fatalidades; pérdida de la plataforma; reventón de pozo; daño ambiental.
R4	Pérdida de Posición	Condiciones climáticas extremas. Fallo de sistemas DP o propulsión.	Falla o pérdida del riser, pérdida de control de pozo, incendio y/o explosión, nube tóxica por posible presencia de H ₂ S, daño ambiental.
R5	Pérdida de estabilidad	Condiciones climáticas extremas. Cambios de peso no planeados/distribución/inundación de compartimento.	Volcamiento y/o (ruptura del riser), hundimiento del buque de perforación y falla y/o pérdida del riser; incendio y/o explosión, nube tóxica por posible presencia de H ₂ S, daño ambiental.
R6	Pérdida de Integridad Hermética	Carga masiva en cubierta. Condiciones meteorológicas extremas. Corrosión. Impacto en la embarcación.	Volcamiento y/o hundimiento del buque de perforación y falla y/o pérdida del riser; incendio y/o explosión, nube tóxica por posible presencia de H ₂ S, daño ambiental.



Tabla 1-22. Sustancias Incluidas en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas.

Sustancia	Cantidad de Reporte
Primer Listado de AAR – Sustancias Tóxicas	
Sulfuro de Hidrógeno	10 kg
Segundo Listado de AAR – Sustancias Inflamables y Explosivas	
Sulfuro de Hidrógeno	500 kg
Metano	500 kg
Etano	500 kg
Propano	500 kg
Butano	500 kg
Pentano	3,000 kg
Hexano	20,000 kg

Fuente: DOF, 1990; DOF, 1992.



Tabla 1-23. Límites de Liberación para Sustancias de AAR para el Yacimiento.

	Sulfuro de Hidrógeno	Metano	Etano	Propano	Butano	Pentano	Hexano
Densidad a 20°C /1 atm (kgm ⁻³)	1.434	0.668	1.264	1.882	2.489		
Densidad a 25°C (kgm ⁻³)						620.9	654.8
Cantidad de reporte indicada en Listados AAR (kg)	10	500	500	500	500	3,000	20,000
Cantidad de reporte indicada en Listados AAR (m ³)	7.0	748.5	395.6	265.7	200.9	4.8	30.5
% de gas del yacimiento	2%	66.29%	10.72%	10.37%	1.56%		
% de hidrocarburos del yacimiento						0.42%	1.57%
Volumen de la mezcla del yacimiento para alcanzar las cantidades de reporte de AAR en m³ para cada constituyente	350	1,129.1	3,690.3	2,562.2	12,878.2	1,142.9	1,942.7

Fuente: Shell, 2019; DOF, 1990; DOF, 1992.

Para Shell, las sustancias con mayor probabilidad de llegar a las cantidades de reporte son, el H₂S, en caso de que este gas sea liberado, y el pentano, si los hidrocarburos son liberados. Los volúmenes de crudo y gas liberados que podrían desencadenar las cantidades de reporte son:

- 1,142.9 m³ de petróleo crudo
- 350 m³ (en condiciones normales de presión y temperatura) del yacimiento de gas

Dado que se desconocen las características del yacimiento, estos valores solo son indicativos e ilustran la “mejor estimación” disponible al momento de escribir este ERA. Los volúmenes de liberación de los peores escenarios creíbles se han estimado para cada uno de los eventos de riesgo. La **Tabla 1-25** indica estos volúmenes y registra si éstos exceden las cantidades de reporte.

El informe de la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP, por sus siglas en inglés) sobre la Seguridad en los Procesos (práctica recomendada sobre los indicadores clave de desempeño, 2017) utilizan sustancias y cantidades de reporte similares con respecto a los Listados AAR, para categorizar los incidentes de la pérdida de contención primaria (LOPC, según sus siglas en inglés). Shell se adhiere a los estándares de la IOGP.

Para que los eventos sean registrados como Eventos de Seguridad del Proceso (PSE, por sus siglas en inglés), debe liberarse una cantidad mínima de material peligroso en el período de una hora. El Nivel 1 de PSE registra incidentes con las consecuencias más graves. El Nivel 2 de PSE registra incidentes con consecuencias menores.

Para gases y líquidos inflamables con puntos de ebullición por debajo de 35°C, las cantidades se encuentran alineadas con los Listados AAR. Los valores límite de crudo con gravedad API mayor que 15, resultan más conservadores que el equivalente mencionado en los Listados AAR para el pentano y el hexano (ver **Tabla 1-24**).



Tabla 1-24. Cantidades Límite de Liberación de Materiales Peligrosos Según IOGP por la Pérdida de Contención Primaria (LOPC).

Clase de material peligroso	Nivel 1 ¹	Nivel 2 ¹
Materiales de peligro tóxico por inhalación – incluye: Sulfuro de Hidrógeno (H ₂ S)	≥ 25 kg (55 lb)	≥ 2.5 kg (5.5 lb)
Gas inflamable, por ejemplo: Gas natural Metano, etano, propano, butano	≥ 500 kg	≥50 kg
Líquidos inflamables con punto de ebullición ≤ 35°C (95°F) y punto de ignición < 23°C (73°F), por ejemplo: Gas licuado del petróleo (LPG) Gas natural licuado (LNG)	≥ 500 kg	≥50 kg
Líquidos inflamables con punto de ebullición > 35°C (95°F) y punto de ignición < 23°C (73°F), por ejemplo: Petróleo crudo con gravedad API>15 API	≥ 7 bbl	≥ 0.7 bbl

¹ Cantidades de liberación al aire libre

Fuente: IOGP Process Safety – Recommended Practice on Key Performance Indicators, 2017.

Vida Útil del Peor Escenario, Estimaciones de Volumen y Consideraciones

Es muy poco probable que un reventón de pozo suceda. En el caso poco probable en el cual las medidas de control primarias y secundarias del pozo fallen, y se provoque un incidente de reventón, Shell iniciará una serie de medidas tan pronto como sea factible y cuando sea seguro hacerlo. Varias de estas medidas se desplegarán simultáneamente para proporcionar una respuesta integral. Además, este enfoque proporcionará un nivel de contingencia, de modo que, si las medidas de respuesta inicial no son exitosas, medidas adicionales estarán disponibles para ser desplegadas como respaldo:

- Intervención del BOP: la primera respuesta de Shell sería aplicar las medidas de intervención directas destinadas a cerrar el BOP original. Shell mantendrá el equipo y los Vehículos Operados Remotamente (ROVs, por sus siglas en inglés) los cuales serán desplegados para intentar proveer la fuerza hidráulica para cerrar los arietes de corte directamente en el BOP. Se estima que una respuesta de intervención del BOP se efectuará inmediatamente como medida de respuesta.
- Sistema de contención del pozo (Capping stack): Si se produjera un incidente de reventón seguido de una falla total del BOP, Shell iniciaría inmediatamente la movilización de un sistema primario de contención del pozo o capping stack. Se estima que la movilización e instalación de la contención tomaría menos de 13 días.
- Pozo de alivio: A medida que las operaciones de contención del pozo se lleven a cabo, se ejecutarán Operaciones Simultáneas (SIMOPS, por sus siglas en inglés) para perforar un pozo de alivio. Un pozo de alivio es un pozo secundario que se perfora con la intención de interceptar el pozo del incidente en alguna distancia predeterminada por debajo del lecho marino. El propósito del pozo de alivio es neutralizar permanentemente el reventón del pozo mediante el bombeo de agua salada, lodo y concreto hacia el pozo con el incidente. Si el incidente es más grave, la respuesta del equipo de trabajo del pozo de alivio iniciará en paralelo con el equipo de trabajo del sistema de contención. Se estima que un pozo de alivio se realizará en menos de 90 días para el peor escenario creíble.

La modelación del derrame de hidrocarburos indicada en el **Capítulo 2**, muestra los resultados para el escenario simulado de 30 días de descargas no controladas de hidrocarburos originadas en el lecho marino durante dos



temporadas: lluvias (abril a septiembre) y secas (octubre a marzo). Los 30 días de derrame no controlado se consideran como el Peor Escenario de Descarga Creíble (WCCD, por sus siglas en inglés) debido a que las operaciones de contención se estiman que tomen menos de 13 días para ejecutarse.

El proceso interno de Shell para calcular la velocidad de descarga del pozo en régimen permanente consiste en calcular el WCCD asociado con la pérdida del control del pozo, según se explica a continuación.

Para calcular la tasa del flujo de hidrocarburos por reventón, se utiliza un modelo integrado (desarrollado por Petroleum Experts), el cual abarca tanto el modelo del yacimiento como el modelo del pozo del flujo de salida. De esta manera, el efecto dinámico de la disminución en el tiempo puede capturarse en el pronóstico de 30 días para los volúmenes de descarga. El modelo del yacimiento se alimenta con todas las consideraciones representativas del subsuelo. En el caso de yacimientos múltiples dentro de una sola sección de perforación, los modelos de yacimientos múltiples serán conectados a un modelo de flujo de salida común.

Los modelos de yacimientos pueden consistir en modelos de depósitos con balance de material simple o modelos completos de simulación 3D, si éstos se encuentran disponibles. El uso de los modelos de depósitos con balance de material conectados es conservador, pero será el método común para las etapas tempranas del Proyecto, donde la información detallada de campo es escasa. El modelo del pozo con el flujo de salida se basa en la referencia final del diseño del Pozo Tipo y utiliza las correlaciones de flujo apropiadas acorde con las velocidades del flujo potencialmente altas. El nodo superior del pozo se ubicará en el BOP, el cual, para aguas profundas estará instalado en el lecho marino. Se considerará la contrapresión basada en la profundidad del agua y en un gradiente de agua de 0.445 psi/pie. Se consideran tres escenarios diferentes de flujo de salida (agujero abierto, perforación de tubería y espacio anular); la tasa de descarga final calculada para el pozo es un promedio ponderado de la probabilidad de los tres escenarios.

Los estándares y controles efectivos reducen la probabilidad y las consecuencias de incidentes potenciales durante las actividades de perforación exploratoria. Pero incluso con los mejores controles, es imposible eliminar todas las posibilidades de que un evento indeseado ocurra. Tomando en consideración las barreras de prevención y de mitigación que se implementarán para los eventos de riesgo, es poco probable que llegara a suceder un escenario de reventón de pozo; a menos que se presente una falla total del BOP. En el remoto caso de que se llegará a presentar una amenaza que involucre la pérdida de control del pozo, el BOP será activado como una barrera secundaria para prevenir el escalamiento a un evento de riesgo, y sólo una falla completa del mismo, podrá resultar en un reventón de pozo.



Tabla 1-25. Resumen de Eventos Peligrosos y Volúmenes Estimados de Liberación.

ID	Evento de Riesgo	Volumen estimado y tipo de liberación*	¿Mayor a cantidad de reporte (AAR)?	¿Mayor al límite IOGP?
R1	Liberación de gas poco profundo	Cantidades rastreables del gas del yacimiento	Indefinido**	Indefinido**
R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación	~100,000 barriles/día (~15,899 m ³ /día) petróleo crudo ~42 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí
R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo	~100,000 barriles/día (~15,899 m ³ /día) petróleo crudo ~42 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí
R4	Pérdida de Posición	~100,000 barriles/día (~15,899 m ³ /día) petróleo crudo ~42 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí
R5	Pérdida de estabilidad	~100,000 barriles/día (~15,899 m ³ /día) petróleo crudo ~42 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí
R6	Pérdida de Integridad Hermética	~100,000 barriles/día (~15,899 m ³ /día) petróleo crudo ~42 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí

* Se considera el peor escenario posible

** A pesar de no conocer la cantidad estimada de liberación, es incluido como evento de riesgo.



1.5.2.2 Evaluación y Clasificación de los Eventos de Riesgo

La matriz RAM mostrada en la **Figura 1-18** presenta los niveles de severidad y probabilidad utilizados en esta evaluación de riesgos. La evaluación considera la **probabilidad** de que un evento ocurra y la **severidad** potencial de las consecuencias al medio ambiente, en caso de que esto suceda.

La probabilidad de que un evento pasado ocurra nuevamente con sus efectos se juzga sobre una base cualitativa, considerando la probabilidad de que este evento ocurra en el futuro. La probabilidad asignada (de eventos pasados) se basa en datos históricos, los cuales pudieron no considerar todas las medidas de control implementadas. El Proyecto cuenta con amplias medidas de control para reducir la probabilidad de que un evento no planificado ocurra, pero la evaluación asume que no pueden descartarse todas las posibilidades de que un evento ocurra.

La severidad se basa en el daño potencial que puede afectar el medio ambiente. La **Tabla 1-26** contiene las definiciones de severidad utilizadas en esta evaluación de riesgos para todos los receptores.

La evaluación de eventos no planificados en este ERA está diseñada para complementar la evaluación de impacto ambiental abarcada en la MIA, la cual será presentada al mismo tiempo que este documento. La evaluación del ERA tiene un alcance distinto, en donde se especifican los escenarios que pudieran liberar cantidades de reporte de las sustancias indicadas en los Listados de AAR.

A los eventos de riesgo de la **Tabla 1-25**, se les asignaron valores de probabilidad y severidad de acuerdo las categorías descritas en la **Tabla 1-26**, los resultados del nivel de riesgo se resumen en la **Tabla 1-27**. En el **Capítulo 5, Anexo 5.9**, se presenta la matriz detallada de la evaluación de riesgos en donde se evalúa la probabilidad y severidad de cada uno de ellos para cada receptor (persona, activo, comunidad y medio ambiente) y se incluyen las barreras de prevención y las recomendaciones de Shell, así como los niveles de riesgo de cada uno.



Tabla 1-26. Categorías del Nivel de Severidad para Eventos No Planificados.

		Categoría			
Severidad		Personas	Activo	Comunidad	Ambiente
0	Ningún efecto	Sin afectaciones a la salud	Sin daños	Sin efecto	Sin efecto
1	Efecto leve	<p>Ningún daño o efecto a la salud. <i>Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Caso de primeros auxilios o ningún tratamiento, enfermedades que causan incomodidad notable, irritación leve o efectos transitorios reversibles después de la exposición. 	Cuesta menos de US \$100,000.	No se observan efectos adversos o percibidos en los medios de la vida, los bienes sociales y culturales, la seguridad y la salud de la comunidad, las personas vulnerables o indígenas. Conocimiento del público local, pero no preocupante.	<p>Los daños ambientales contenidos en las instalaciones. Ejemplo: Más de un barril de hidrocarburo derramado.</p>
2	Efecto menor	<p>Lesión menor o efecto a la salud. <i>Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Requiere tratamiento médico, pérdida de días laborales (hasta 5 días), enfermedades con efectos reversibles para la salud (intoxicación alimentaria, dermatitis). 	Cuesta entre US \$100,000 y US \$1, 000,000.	Los efectos limitados sobre los medios de vida y/o los bienes sociales o culturales, la salud de la comunidad. Preocupación pública local o regional.	<p>Daño ambiental menor, pero ningún efecto duradero. Ejemplo: De uno a seis barriles derramados. AP brillo < 3 días.</p>
3	Efecto moderado	<p>Lesiones graves o efectos a la salud. <i>Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Discapacidades a largo plazo, enfermedades con efectos de cicatrización irreversible, sensibilización, pérdida de audición inducida por ruido, trastornos crónicos de la espalda o lesiones por esfuerzo o enfermedad mental por estrés con efectos reversibles para la salud. 	Cuesta entre US \$1, 000,000 y US \$10, 000,000.	Efectos de subsistencia y/o activos sociales y culturales, salud de la comunidad. Preocupación pública local o regional. Los interesados locales, por ejemplo, las ONG, la industria y el gobierno son conscientes	<p>Daño ambiental moderado que persistirá o requerirá limpieza. Ejemplo: Derrame de más de 6 barriles. Efectos y daños observados fuera del sitio (peces o vegetación).</p>



		Categoría			
Severidad		Personas	Activo	Comunidad	Ambiente
4	Efecto importante	<p>Incapacidad total permanente o hasta tres muertes. <i>Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Enfermedades con efectos de salud irreversibles, quemaduras corrosivas, asbestosis, silicosis, cáncer, enfermedad mental por estrés con efectos irreversibles para la salud, accidente de coche que resulten en uno, dos o tres muertes. 	<p>Cuesta entre US \$10, 000,000 y US \$100, 000,000.</p>	<p>Efectos persistentes en los medios de vida y/o en los bienes sociales y culturales, salud de la comunidad. La mitigación es compleja o prolongada. La preocupación pública nacional. Impacto en las relaciones locales y nacionales con los interesados. Participación de gobiernos nacionales y/o ONG con potencial para acción internacional de ONG.</p>	<p>Diversos daños ambientales que requerirán medidas extensivas para restaurar los usos benéficos del medio ambiente. Ejemplo: Derrame de hidrocarburos que termina en áreas que requieren operaciones de limpieza. Despliegue significativo de equipos de respuesta a derrames de hidrocarburos o aplicación de dispersantes.</p>
5	Efecto masivo	<p>Más de tres muertes. <i>Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:</i></p> <ul style="list-style-type: none"> Enfermedades con efectos irreversibles para la salud, como asbestosis, múltiple, cáncer en una gran población expuesta, gran incendio o explosión que resulten en más de tres muertes. 	<p>El costo excede los US \$100, 000,000.</p>	<p>Impacto persistente y grave en los medios de vida, la seguridad de la comunidad, la salud, la vulnerabilidad. El impacto puede afectar a una gran área geográfica o población La mitigación es compleja o prolongada, y de efectividad limitada. Preocupación pública internacional. Alto nivel de interés y acciones por de los gobiernos y/o por intercalación; ONG,</p>	<p>Grave daño ambiental persistente que llevará a una pérdida del uso comercial, recreativo o pérdida de recursos naturales en un área amplia. Ejemplo: Derrame de hidrocarburos que requiere medidas de limpieza y remediación exhaustivas (brote imprevisto, colisión de buque con plataforma o tubería)</p>

Fuente: Shell, 2019.



Tabla 1-27. Resumen de la Evaluación de Riesgos (Probabilidad y Severidad en Materia Ambiental)

ID.	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias	Severidad	Probabilidad
R1	Liberación de gas poco profundo	Incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas poco profundo previo al inicio de operaciones. Plataforma posicionada incorrectamente.	Liberación encendida; múltiples fatalidades y daño ambiental.	4	C
R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación	Brote de fluidos del yacimiento. Falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero.	Explosión o incendio a nivel de plataforma; múltiples fatalidades; pérdida de la plataforma; reventón de pozo; daño ambiental.	5	B
R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo	Brote de fluidos del yacimiento sin riser, preventor (BOP) en su lugar. Brote de fluidos del yacimiento con el riser, preventor (BOP) en su lugar. Errores en el diseño o construcción del pozo.	Explosión o incendio a nivel de plataforma; múltiples fatalidades; pérdida de la plataforma; reventón de pozo; daño ambiental.	5	B
R4	Pérdida de Posición	Condiciones climáticas extremas. Fallo de sistemas DP o propulsión.	Falla o pérdida del riser, pérdida de control de pozo, incendio y/o explosión, nube tóxica por posible presencia de H ₂ S, daño ambiental.	5	B
R5	Pérdida de estabilidad	Condiciones climáticas extremas. Cambios de peso no planeados/distribución/inundación de compartimento.	Volcamiento y/o (ruptura del riser), hundimiento del buque de perforación y falla y/o pérdida del riser; incendio y/o explosión, nube tóxica por posible presencia de H ₂ S, daño ambiental.	5	B
R6	Pérdida de Integridad Hermética	Carga masiva en cubierta. Condiciones meteorológicas extremas. Corrosión. Impacto en la embarcación.	Volcamiento y/o hundimiento del buque de perforación y falla y/o pérdida del riser; incendio y/o explosión, nube tóxica por posible presencia de H ₂ S, daño ambiental.	5	B



La RAM de Shell (**Figura 1-18**) y los niveles de severidad para eventos no planificados (**Tabla 1-26**), se combinaron para proporcionar una matriz para la significancia de los eventos de riesgo. Los eventos de riesgo han sido incluidos en la matriz para clasificarlos como: sin importancia, menores, moderados o de mayor significancia (**Tabla 1-28**).

Cada evento de riesgo mostrado en la **Tabla 1-27**, ha sido colocado en la RAM de Shell para obtener el nivel de riesgo y así poder conocer la importancia del evento de riesgo (según su clasificación de severidad y probabilidad) (**Tabla 1-29**). Los eventos de riesgo de mayor importancia son los asociados a reventón de pozo y falla en el riser; todos clasificados como “moderados” que, si bien son extremadamente poco probables, la severidad del impacto sería significativa si llegaran a ocurrir.

Tabla 1-28. Clasificación del Nivel de Riesgo.

		Probabilidad del Impacto				
		A	B	C	D	E
Severidad del Impacto	0	Sin importancia	Sin importancia	Sin importancia	Sin importancia	Sin importancia
	1	Sin importancia	Sin importancia	Menor	Menor	Menor
	2	Sin importancia	Menor	Menor	Moderada	Moderada
	3	Menor	Menor	Moderada	Moderada	Mayor
	4	Menor	Moderada	Moderada	Mayor	Mayor
	5	Moderada	Moderada	Mayor	Mayor	Mayor



Tabla 1-29. Importancia del Evento de Riesgo (Calificación Actual).

		Probabilidad del Impacto				
		A	B	C	D	E
Severidad del Impacto	0		Comunidad: R4*, R5*, R6* Ambiente: R4*, R5*, R6* Activos: R4*, R5*, R6*			
	1			Comunidad: R1		
	2		Personal: R1, R4, R5, R6 Activos: R1 Comunidad: R4			
	3		Activos: R6			
	4		Activos: R2, R3, R4, R5	Ambiente: R1		
	5		Personal: R2, R3, R4*, R5*, R6* Comunidad: R2, R3, R5, R6 Ambiente: R2, R3, R4, R5, R6			

*Formación de nube tóxica.

Es importante señalar que la identificación y la evaluación de los riesgos realizada en esta sección, tienen un enfoque particular en el impacto al medio ambiente, como lo es la liberación no controlada de hidrocarburos. Sin embargo, las consecuencias de los eventos aquí analizados, pueden impactar severamente al personal y a los activos de la compañía, por lo que dichas consecuencias son analizadas por medio de radios de afectación de inflamabilidad, explosión y toxicidad en el **Capítulo 2** (conforme a la Guía de SEMARNAT y Guía de ASEA).

Debido a que el Proyecto se realiza costa afuera (a aproximadamente 280 km de la costa más cercana) y a que los trabajos de perforación para pozos adicionales no se realizarán de manera simultánea, no se consideraron interacciones de riesgo, por lo que el riesgo a la comunidad no es evaluado para las consecuencias de explosión e incendio, y solamente se limita al buque de perforación. Sin embargo, para el evento de liberación no controlada de hidrocarburos, sí se considera el riesgo a la comunidad, en términos de probabilidad de presencia de hidrocarburos y tiempos de arribo a la costa. Dichos resultados se presentan en el **Capítulo 2**.

De acuerdo a la **Tabla 1-29**, todos los eventos de riesgo (del R1 al R6) evaluados para el receptor de medio ambiente y, al menos un evento de riesgo del resto de los receptores, obtuvieron un nivel de riesgo Moderado. Dado lo anterior, estos eventos fueron seleccionados como escenarios potenciales de riesgo para la descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones (radios de afectación y liberación no controlada de hidrocarburos) las cuales se describen en el siguiente capítulo.



2 Descripción de las Zonas de Protección En Torno a las Instalaciones

En esta sección se describen los resultados de la simulación numérica de las consecuencias de los eventos de riesgo evaluados en el **Capítulo 1, Sección 1.5 Análisis y Evaluación de Riesgos**, a partir de esta evaluación se definieron cuatro escenarios de riesgo: radiación térmica, de ahora en adelante, dardo de fuego; sobrepresión o explosión, toxicidad o nube tóxica y liberación no controlada de hidrocarburos en el mar. En la **Tabla 2-1** se enlistan los escenarios definidos, así como los eventos de riesgo asociados a cada uno.

Los resultados de estas simulaciones se expresan en radios potenciales de afectación para radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, de acuerdo a los criterios determinados en la Guía de SEMARNAT y Guía de ASEA, y se discuten en la **Sección 2.1, Radios Potenciales de Afectación: Dardo de Fuego, Explosión y Nube Tóxica**.

Tabla 2-1. Escenarios de Riesgo Definidos.

ID Escenario	Escenario	ID Evento de Riesgo	Evento de Riesgo y Amenaza
E.1	Incendio tipo dardo de fuego producto de una ruptura total de riser de 19.25"Ø.	R1	Liberación de gas poco profundo por incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas poco profundo.
		R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de perforación por brote de fluidos del yacimiento con o sin riser o errores en el diseño y construcción del pozo.
		R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de registro de pozos por brote de fluidos del yacimiento o falla del sistema tubería flexible y línea de acero.
		R4	Pérdida de posición por condiciones climáticas extremas o falla del sistema de propulsión.
		R5	Pérdida de estabilidad por condiciones climáticas extremas, cambios de peso no planeados, inundación de compartimientos o impacto a la embarcación.



ID Escenario	Escenario	ID Evento de Riesgo	Evento de Riesgo y Amenaza
		R6	Pérdida de integridad hermética por cubierta y cargamento masivo, condiciones meteorológicas extremas, impacto en la embarcación o corrosión.
E.2	Explosión producto de una ruptura total de riser de 19.25"Ø.	R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de perforación por brote de fluidos del yacimiento con o sin riser o errores en el diseño y construcción del pozo.
		R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de registro de pozos por brote de fluidos del yacimiento o falla del sistema tubería flexible y línea de acero.
		R4	Pérdida de posición por condiciones climáticas extremas o falla del sistema de propulsión.
		R5	Pérdida de estabilidad por condiciones climáticas extremas, cambios de peso no planeados, inundación de compartimientos o impacto a la embarcación.
		R6	Pérdida de integridad hermética por cubierta y cargamento masivo, condiciones meteorológicas extremas, impacto en la embarcación o corrosión.
E.3	Formación de nube tóxica a través de una ruptura total de riser de 19.25"Ø (liberación de producto sin ignición).	R4	Pérdida de posición por condiciones climáticas extremas o falla del sistema de propulsión.
		R5	Pérdida de estabilidad por condiciones climáticas extremas, cambios de peso no planeados, inundación de compartimientos o impacto a la embarcación.
		R6	Pérdida de integridad hermética por cubierta y cargamento masivo, condiciones meteorológicas extremas, impacto en la embarcación o corrosión.



ID Escenario	Escenario	ID Evento de Riesgo	Evento de Riesgo y Amenaza
E.4	Liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo.	R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de perforación por brote de fluidos del yacimiento con o sin riser o errores en el diseño y construcción del pozo.
		R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de registro de pozos por brote de fluidos del yacimiento o falla del sistema tubería flexible y línea de acero.

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 por los escenarios de dardo de fuego, explosión y formación de nube tóxica; y la segunda, corresponde a la **Sección 2.2**, donde se consideró el peor escenario correspondiente a la liberación no controlada de hidrocarburos (reventón de pozo) y su potencial impacto en el Golfo de México y las costas de la República Mexicana.



2.1 Radios Potenciales de Afectación: Dardo de Fuego, Explosión y Nube Tóxica

2.1.1 Software de Modelación de Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser

Para simular y estimar los radios de afectación debido a una falla en el riser, se utilizó la herramienta de modelación de consecuencias PHAST versión 8.11, desarrollado por la compañía DNV GL. El modelo incluye las siguientes suposiciones generales, las cuales se ven reflejadas en los resultados:

1. El radio de afectación por radiación térmica no considera el efecto de la radiación solar o cualquier protección u obstrucción física.
2. El radio de afectación es la distancia radial máxima desde la fuente de liberación en todas las condiciones de viento y todos los escenarios posibles.
3. 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, (ver **Sección 2.1.3 Condiciones de Modelación para Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser**).
4. El Método Multi-Energía (MEM, por sus siglas en inglés) es utilizado para obtener valores de sobrepresión en explosiones de alto nivel. El coeficiente de energía TNO 7, de la Organización de los Países Bajos para la Investigación Científica Aplicada, es utilizado para representar de manera realista, el peor escenario para una geometría normal de planta (incluyendo las instalaciones de prueba de pozo). Los valores para los radios de sobrepresión en explosiones son independientes de las condiciones climáticas.

La memoria de cálculo mostrando los datos de entrada y configuración del modelo se anexa en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.1**.



2.1.2 Criterios para Definir las Zonas de Protección por Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser

De acuerdo a 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 criterios para su definición 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 ²	5 kW/m ²	1.4 kW/m ²
Explosividad (Sobrepresión)	0.210 – 0.70 kg/cm ²	0.070 kg/cm ²	0.035 kg/cm ²
	3 – 10 lb/pulg ²	1 lb/pulg ²	0.5 lb/pulg ²
Toxicidad (Concentración)	-	IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) o TLV (15 min, STEL) (ppm)

Fuente: Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo: Modalidad Análisis de Riesgo de la SEMARNAT y la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la ASEA.

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

Tabla 2-3. Umbrales para Radiación Térmica.

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

Fuente: Estándar API 521, 2014: Sistemas de Descompresión y Alivio de Presión.

Los umbrales de sobrepresión corresponden a las condiciones que se muestran en la **Tabla 2-4**.



Tabla 2-4. Umbrales para Sobrepresión.

Sobrepresión (lb/pulg²)	Descripción
0.5 (zona de amortiguamiento)	En esta zona, se espera la ruptura de ventanas grandes y pequeñas, 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% se espera 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.
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.

Fuente: Criterios técnicos para simular escenarios de riesgo por fugas y derrames de sustancias peligrosas, en instalaciones de Petróleos Mexicanos (2012).

En lo que respecta a los umbrales de toxicidad, se utilizaron los valores de Peligro Inmediato para la Vida o la Salud Humana (IDLH, por sus siglas en inglés) para la zona de alto riesgo y el Valor Umbral Límite (TLV, por sus siglas en inglés) para la zona de amortiguamiento. La Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos, define un 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”. El valor de IDLH del sulfuro de hidrógeno (H₂S) es de 100 ppm el cual es establecido por el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH, 1994). Por otra parte, el TLV- Media Ponderada en el Tiempo (TWA, por sus siglas en inglés) se define como “la concentración media ponderada en el tiempo, para una jornada laboral normal de trabajo de 8 horas y una semana laboral de 40 horas”, a la cual, casi todos los trabajadores pueden estar expuestos repetidamente, día tras día sin efectos adversos. Los TLV de Límite de Exposición a Corto Plazo (STEL, por sus siglas en inglés) son concentraciones medias ponderadas en un tiempo de 15 minutos para una jornada laboral normal de 8 horas y una semana laboral de 40 horas. Los valores establecidos para el umbral TWA de 8 horas y el perteneciente a la exposición de corto plazo de H₂S son de 10 ppm y 15 ppm, respectivamente, lo cual se puede observar en la Hoja de Datos de Seguridad en el **Capítulo 5, Anexo 5.11**.

De acuerdo a la OSHA (2018), ante una atmósfera de 100 ppm de H₂S, los síntomas entre los dos minutos y 15 minutos de exposición son: tos, irritación ocular y pérdida de olfato (fatiga olfativa); entre los 15 y 30 minutos 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 horas de exposición se puede producir la muerte.

2.1.3 Condiciones de Modelación para Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser

Para llevar a cabo la simulación de los escenarios de riesgo 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 (**Capítulo 5, Anexo 5.10.1**)

Las condiciones atmosféricas utilizadas para las simulaciones se muestran en la **Tabla 2-5**.



Tabla 2-5. Condiciones Atmosféricas.

Parámetro	Valor
Temperatura Ambiente	20°C (F2), 25°C (D5/D10)
Humedad Relativa	70%
Estabilidad de Pasquill y Velocidad del Viento	F (2 m/s), D (5 m/s), D (10 m/s)
Rugosidad	0.2 mm (agua)

Las Clases de Estabilidad de Pasquill-Gifford (Pasquill, 1961) representan las condiciones climáticas en el sitio. La clasificación D5/D10 representa condiciones neutrales, parcialmente soleado/nublado con velocidades de viento de 5 m/s o 10 m/s, respectivamente. Esto representa las condiciones diurnas típicas y es el estado meteorológico observado con mayor frecuencia. La clasificación F2 representa condiciones estables de clima con una velocidad de viento menor a los 2 m/s. Esta representa condiciones típicas de claridad y calma.

Uno de los parámetros más importantes involucrados en la simulación de los escenarios de riesgo 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 a 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 explosión (sobrepresión). Bajo esta afirmación, la cantidad liberada de masa inflamable de la mezcla se calculó a partir de la tasa de liberación de la misma 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 la MODU (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. Finalmente, para el escenario de toxicidad se consideraron los tiempos de exposición establecidos para los valores límite.

Debido a que el Proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, aún no se conocen las condiciones reales de operación de los equipos, sin embargo, para fines de la obtención de zonas de protección y de acuerdo a la información proporcionada por especialistas de Shell, se seleccionaron las condiciones de operación enlistadas en la **Tabla 2-6**.

Tabla 2-6. Condiciones de Operación.

Parámetro	Riser
Diámetro	19.25" (488.95 mm)
Dirección de fuga	Vertical
Temperatura de descarga	11.6°C
Presión	10,700 psig
Flujo de gas de la mezcla	13.6 kg/s

Finalmente, como se mencionó en el **Capítulo 1**, no es posible conocer la composición y características del petróleo crudo hasta una vez realizada la perforación, sin embargo, para llevar a cabo la definición de radios de afectación se consideró una mezcla hipotética que contiene los compuestos enlistados en la **Tabla 2-7**.



Tabla 2-7. Composición de la Mezcla.

Compuesto	% vol.*
Metano	71.33
Etano	11.54
Propano	11.16
Hexano	1.69
Sulfuro de hidrógeno	2.15
Butano	1.68
Pentano	0.45

*Estos porcentajes fueron calculados a partir de los valores mostrados en la **Tabla 1-23** del **Capítulo 1**, para la obtención del 100% del volumen de la mezcla que es necesario introducir en el modelo.

Fuente: AECOM, 2019.

2.1.4 Resultados de la Modelación de Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser

En esta sección se presentan los resultados de las zonas de protección para los peores escenarios posibles ocasionados por un fallo o ruptura del riser, y que tienen como consecuencia una explosión, incendio o nube tóxica a nivel del buque de perforación (MODU).

2.1.4.1 Dardo de Fuego

Como primer resultado, se obtuvieron las zonas de protección en torno a las instalaciones para el escenario de incendio tipo dardo de fuego, para ello, se consideró un incidente con ignición inmediata, el dardo de fuego resultante tiene un radio de afectación de alto riesgo al equipo (límite inferior) de 16 m con una velocidad del viento de 2 m/s. Para esta misma velocidad de viento, el límite superior para la zona de afectación con un alto riesgo para el equipo tiene un radio de 1 m, con gran parte del calor dirigido hacia arriba en lugar de hacia el exterior o hacia otro equipo de perforación.

A velocidades de viento mayores, los radios de afectación incrementan y el calor se dirige a favor del viento, causando un alto riesgo para los equipos (límite superior), con radios extendiéndose hasta los 9 m a 5 m/s y a 29 m con una velocidad de 10 m/s. La zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento se encuentran a 46 m y 91 m, respectivamente, con una velocidad del viento de 2 m/s, extendiéndose hasta 61 m y 98 m, respectivamente, para velocidades de 10 m/s.

Los resultados del modelo PHAST para el escenario de dardo de fuego se encuentran resumidos en la **Tabla 2-8** y los radios de afectación se muestran en la **Figura 2-1**.



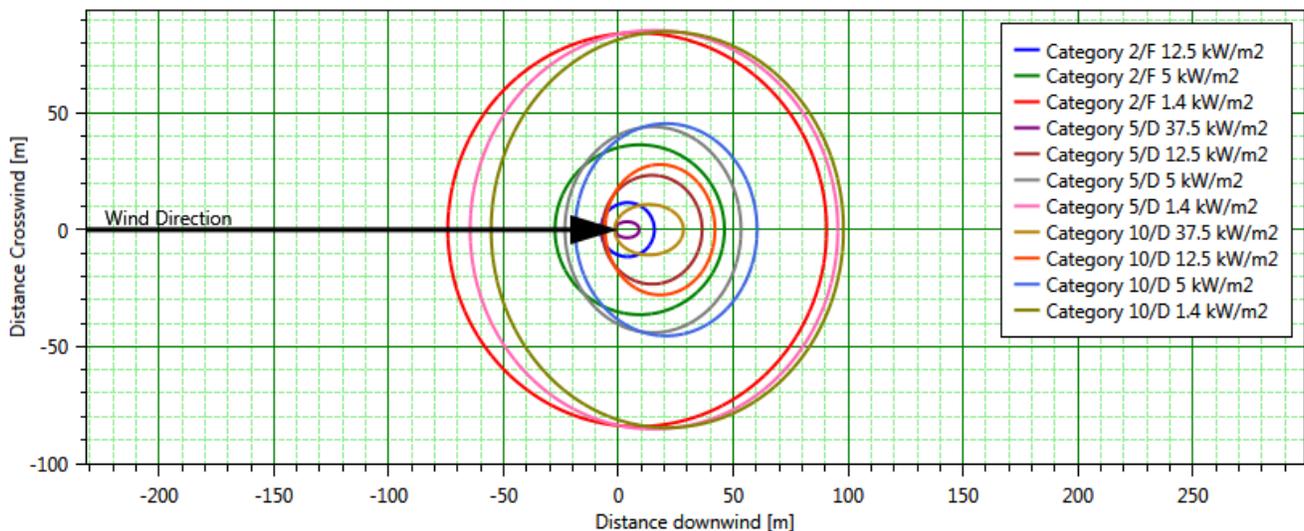
Tabla 2-8. Radios de Afectación para Dardo de Fuego.

ID	Escenario	Velocidad del Viento (m/s)	Alto Riesgo al Equipo (límite superior) – 37.5 kW/m ²	Alto Riesgo al Equipo (límite inferior) – 12.5 kW/m ²	Alto Riesgo – 5 kW/m ²	Amortiguamiento – 1.4 kW/m ²
E1	Incendio tipo dardo de fuego producto de una ruptura total de riser de 19.25"Ø.	2	1 m	16 m	46 m	91 m
		5	9 m	37 m	54 m	96 m
		10	29 m	42 m	61 m	98 m

Fuente: AECOM, 2019.

Figura 2-1. Radios de Afectación por Dardo de Fuego

Se muestran los diferentes radios para cada categoría mostrada en la **Tabla 2-8**. Eje de las abscisas, distancia en dirección del viento. Eje vertical, distancia perpendicular a la dirección del viento.



Fuente: AECOM, 2019.

Adicionalmente, uno de los principales efectos ambientales adversos derivado de un posible escenario de dardo de fuego por falla en el riser es la liberación de emisiones a la atmósfera. De acuerdo al IPIECA (2016), la combustión de hidrocarburos arroja aproximadamente un 85% de CO₂ y agua a la atmósfera, además de partículas inertes de carbono tales como hollín (10%) y cantidades traza de otros gases tales como compuestos aromáticos policíclicos (HAP por sus siglas en inglés), compuestos orgánicos volátiles (COV), monóxido de carbono (CO), dióxido de azufre (SO₂) entre otros, la mayoría de ellos reconocidos como gases de efecto invernadero.

2.1.4.2 Explosión

Para este escenario, los radios de afectación no se ven influenciados por las diferentes velocidades del viento. El radio de afectación de alto riesgo al equipo es de 53 m y de 123 m para límite superior (10 lb/pulg²) y límite inferior (3 lb/pulg²), respectivamente. La zona de alto riesgo (1 lb/pulg²) y la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg²) fueron de 277 m y 511 m, respectivamente. A partir de la explosión, se espera que sean liberados 816 kg de mezcla inflamable.



Los resultados del modelo PHAST para el escenario de explosión se encuentran resumidos en la **Tabla 2-9** y los radios de afectación del escenario se muestran en la **Figura 2-2**.

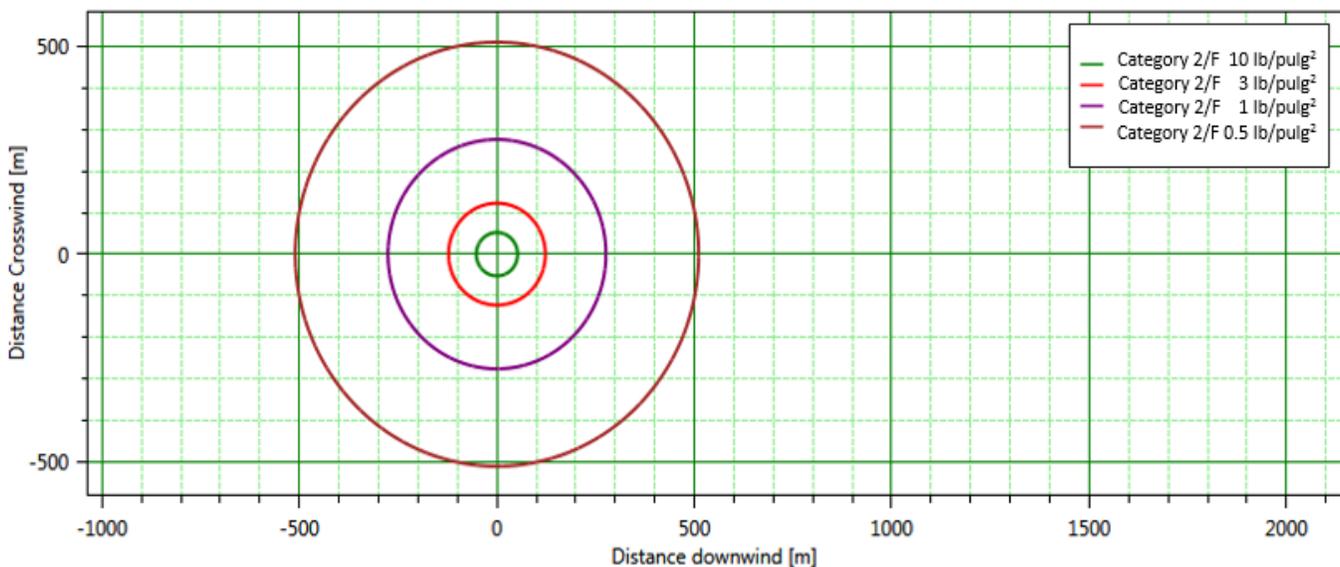
Tabla 2-9. Radios de Afectación por Explosión.

ID	Escenario	Velocidad del viento (m/s)	Alto Riesgo al Equipo (límite superior) 0.7 bar (10 lb/pulg ²)	Alto Riesgo al Equipo (límite inferior) -0.2 bar (3 lb/pulg ²)	Alto Riesgo - 0.07 bar (1 lb/pulg ²)	Amortiguamiento 0.035 bar (0.5 lb/pulg ²)
E2	Explosión producto de una ruptura total de riser de 19.25"Ø.	2, 5 y 10	53 m	123 m	277 m	511 m

Fuente: AECOM, 2019.

Figura 2-2. Radios de Afectación para Explosión.

Se muestran los diferentes radios para cada categoría mostrada en la **Tabla 2-9**. Eje de las abscisas, distancia en dirección del viento. Eje vertical, distancia perpendicular a la dirección del viento.



Fuente: AECOM, 2019.

2.1.4.3 Nube Tóxica

Finalmente, se consideró la formación de una nube tóxica en caso de liberación del producto sin ignición. La mezcla modelada podría contener un máximo de 2% en volumen de H₂S (i.e., 20,000 ppm) el cual es un estimado conservador, y debido a su elevada toxicidad a bajas concentraciones, se utilizaron los valores de IDLH, STEL y TWA de este compuesto.

La liberación de una nube tóxica de la mezcla (sin ignición) que contiene H₂S por falla en el riser no presentó ningún riesgo para los equipos. Para velocidades del viento de 2 m/s, 5 m/s y 10 m/s, la zona de alto riesgo (IDLH) se encuentra a una distancia de 86 m, 99 m y 101 m, respectivamente, con lo cual es posible afirmar que no existe una diferencia significativa entre los radios de afectación de la zona de alto riesgo en los diferentes tipos de condiciones



atmosféricas. Por otra parte, la zona de amortiguamiento se extiende hasta 872 m para un límite de exposición a largo plazo (TWA), y 595 m para una exposición a corto plazo (STEL), mientras que a una velocidad de 10 m/s la zona de amortiguamiento para STEL es de 321 m y para TWA es de 409 m. La altura máxima alcanzada es de aproximadamente 100 m para una estabilidad atmosférica de F2 (10 ppm).

Los resultados de la modelación en PHAST para un escenario tóxico se resumen en la **Tabla 2-10**. Los radios de afectación se muestran en la **Figura 2-3**.

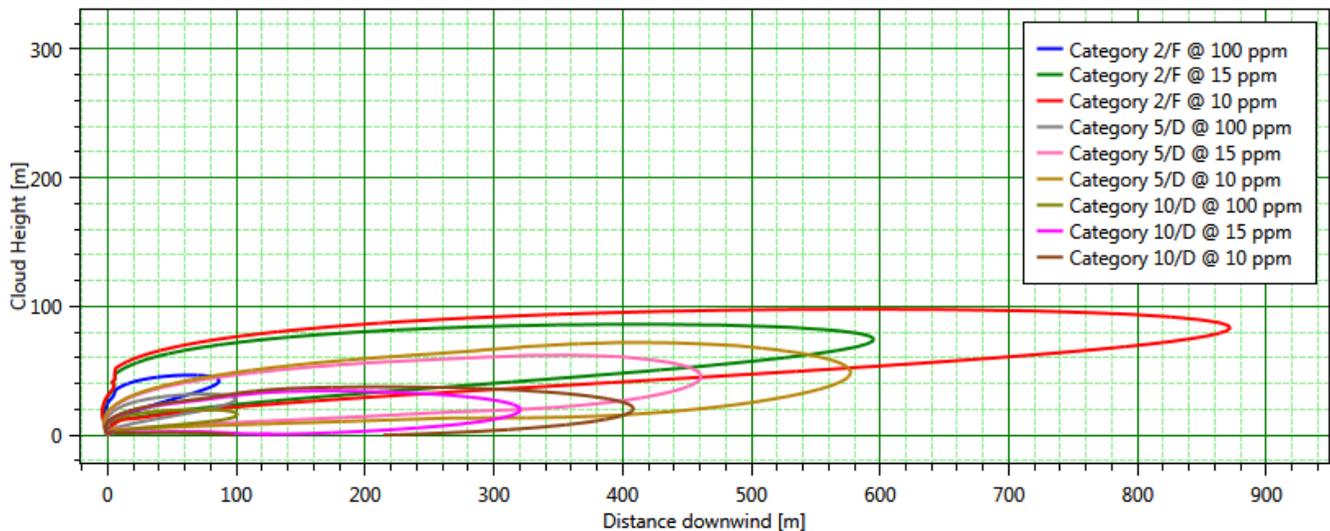
Tabla 2-10. Radios de Afectación por Toxicidad.

ID	Escenario	Velocidad del viento (m/s)	Alto Riesgo (IDLH)	Zona de Amortiguamiento (TLV)
E3	Formación de nube tóxica a través de una ruptura total de riser de 19.25"Ø	2	86 m	STEL (15 ppm): 595 m TWA (10 ppm): 872 m
		5	99 m	STEL (15 ppm): 461 m TWA (10 ppm): 577 m
		10	101 m	STEL (15 ppm): 321 m TWA (10 ppm): 409 m

Fuente: AECOM, 2019.

Figura 2-3. Radios de Afectación por Toxicidad (Perfil)

Se muestran los diferentes radios para cada categoría mostrada en la **Tabla 2-10**. Eje de las abscisas, distancia en dirección del viento. Eje vertical, altura de la nube tóxica



Fuente: AECOM, 2019.

2.1.5 Interacciones de Riesgo por Escenarios de Dardo de Fuego, Explosión y Toxicidad por Fallo en el Riser

Debido a que las actividades de exploración se llevan a cabo costa fuera, aproximadamente a 270 km de la costa más cercana, no existen áreas pobladas cercanas u otras instalaciones o infraestructura que se encuentren dentro de las zonas de peligro de incendio o explosión. Por lo que no se contemplan interacciones de riesgo con



instalaciones ajenas a Shell. Cabe señalar que los trabajos de perforación de los pozos adicionales dentro del Área Contractual no se realizarán de forma simultánea, por lo que no se consideran interacciones de riesgo entre MODUs.

De acuerdo con los valores para los radios de afectación establecidos en la Guía de SEMARNAT y en la Guía de ASEA, el radio de la zona de amortiguamiento para explosión fue de 511 m, el cual es ligeramente mayor que el radio de la zona de seguridad de 500 m para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras (DOF, 2016), por lo que los riesgos determinados por los radios de afectación se encuentran limitados específicamente al buque de perforación (MODU).

Dentro de las instalaciones del Proyecto, en caso de presentarse un evento catastrófico por dardo de fuego o explosión, la torre de perforación sería el equipo que recibiría mayor afectación por los efectos de sobrepresión y radiación térmica, al ubicarse en el centro de la zona de alto riesgo a equipos, así como las áreas cercanas al Moonpool tales como la grúa BOP, tanques de almacenamiento de agua de perforación, cuarto de bombas, cuarto eléctrico, tanques de almacenamiento de lodos, área de mezclado de lodos, almacén, entre otros (ver **Figura 1-13**).

En lo que respecta al daño a las personas, existe riesgo a la vida en caso de que las consecuencias antes mencionadas sucedan. Se considera un máximo de 200 personas que pueden encontrarse en la MODU, sin embargo, durante operaciones normales se espera que únicamente 10 empleados se encuentren en el piso del equipo de perforación. Dentro de las zonas de alto riesgo a equipos ($10 \text{ lb/pulg}^2 - 3 \text{ lb/pulg}^2$), existe el potencial de fatalidades afectando al personal en el piso de perforación. Dentro de las zonas de alto riesgo (1 lb/pulg^2), el personal expuesto podría presentar quemaduras de segundo grado y umbral de dolor por radiación térmica; los efectos por sobrepresión serían ruptura de tímpanos y heridas serias causadas por proyectiles. Se asume que el personal fuera de la zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) podría sobrevivir al evento y de acuerdo a eventos ocurridos anteriormente, podría escapar al mar de forma segura. Finalmente, los efectos en la zona de alto riesgo ante la formación de una nube tóxica con presencia de H_2S serían: tos, irritación ocular y pérdida de olfato dentro de los primeros 2 a 15 minutos, posteriormente, entre los 15 y 30 minutos se espera respiración agitada y somnolencia, con más de una hora de exposición, los síntomas incrementan gradualmente y la muerte puede llegar a ocurrir después de 48 horas.

La probabilidad de un escenario de explosión se basa en la frecuencia de eventos de explosión de SINTEF, basado en datos históricos para pozos típicos:

- La frecuencia de la explosión por actividades de perforación en aguas profundas por pozo perforado es = 1.2×10^{-4} (Lloyd's Register, 2018)
- La probabilidad promedio de una ignición inmediata = 0.2 (UKOOA 1999, Modelo 27)

Considerando estos datos, la probabilidad en general de una explosión reventón de pozo con ignición inmediata = 2.4×10^{-5} por año.

2.2 Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar

En esta sección se presentan los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos elaborado por RPS Ocean Science (de aquí en adelante, RPS) en representación de Shell, evaluando la trayectoria y destino de los eventos potenciales de liberación no controlada de hidrocarburos debido a un reventón de pozo en el lecho marino en la posición del Pozo Tipo en el Área Contractual. Las siguientes secciones describen los detalles de la modelación (datos metoceanicos, umbral de espesor de la capa de crudo, configuración del modelo y los escenarios modelados), seguidos por los resultados del modelo (con una especial atención en áreas de protección prioritarias como Áreas Naturales Protegidas y Sitios Ramsar que pudieran ser impactados). Los resultados del modelo se presentan como mapas de probabilidad acumulativa del afloramiento del hidrocarburo en la superficie del mar y la probabilidad de arribo del mismo a las costas.

La modelación de las posibles trayectorias de una liberación no controlada de hidrocarburos fue conducida para evaluar los efectos de los escenarios potenciales de derrame que podrían surgir por parte del Proyecto (consultar la **Sección 1.5 Análisis y Evaluación de Riesgos**), así como evaluar la probabilidad de la huella de los hidrocarburos



acumulados, y los potenciales efectos asociados con los diferentes escenarios dependiendo de las condiciones oceanográficas y meteorológicas (de ahora en adelante, metoceanicas).

2.2.1 Software de Modelación de Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar

La modelación llevada a cabo por RPS, en representación de Shell, se realizó con el software de modelación de liberación de hidrocarburos OILMAP. El modelo OILMAP Deep fue utilizado para simular una descarga continua en la ubicación del Pozo Tipo utilizando una velocidad de descarga definida y las características del crudo liberado (relación gas-aceite) para determinar la geometría de la pluma de hidrocarburos así como el tamaño de las gotas de crudo en la columna de agua (ver memorias de cálculo en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.2**). El modelo OILMAP fue utilizado después en modo estocástico para calcular la probabilidad de la huella del hidrocarburo liberado en la superficie del mar y en la costa a partir de las condiciones metoceanicas. Adicionalmente, se obtuvieron estimaciones del tiempo requerido (en días) para que el hidrocarburo aflore en la superficie y haga contacto con la costa.

2.2.2 Condiciones de Modelación de Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar

Las suposiciones utilizadas en esta modelación fueron conservadoras y no consideran otras medidas de respuesta a emergencias para contener o recuperar el crudo. Las medidas de respuesta y de emergencia ante un evento de liberación no controlada de hidrocarburos, se describen en el **Capítulo 3** de este documento y en el Capítulo 6 de la MIA para este Proyecto.

Las memorias de cálculo y configuración del modelo se proporcionan en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.2**.

Esta sección describe la modelación del peor escenario de la liberación no controlada de hidrocarburos; en el cual, se supone una reventón de pozo liberando una cantidad de 100,000 barriles diarios (bbl/día) por 30 días (3,000,000 bbl/días en total) de crudo medio en la localización del Pozo Tipo en el Área Contractual (**Tabla 2-11**). Los volúmenes de descarga fueron estimados por Shell basados en las características previstas del yacimiento como se detalló en la **Sección 1.5.2.1 Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos Ambientales Asociados al Proyecto**.

Tabla 2-11. Ubicación del Sitio de Derrame Modelado y Características del Escenario.

Nombre del Sitio	Latitud	Longitud	Profundidad	Proporción Gas/Hidrocarburo	Diámetro de descarga	Temperatura
Pozo Tipo	21.082°	-93.709°	2,192 m	518 scf/bbl	12.4 pulg.	107° C

Para simular de forma precisa el destino de la liberación no controlada de hidrocarburos en el océano, una evaluación extensa de las condiciones metoceanicas fue necesaria. Las corrientes marinas y el arrastre del viento son los principales agentes forzantes que controlan el destino de los hidrocarburos en el océano. Como se mencionó en la **Sección 1.1.2.1 Temporadas** y la **Sección 1.1.2.7 Patrones de Circulación**, existen dos patrones distintivos en las corrientes superficiales del océano, los cuales son consistentes e identificables en una escala de tiempo decenal. Estos periodos corresponden a la temporada de secas y de lluvias para los siguientes meses:

- Abril a septiembre: temporada de lluvias
- Octubre a marzo: temporada de secas

Para este estudio, los datos de viento se obtuvieron del Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima (CFSR, por sus siglas en inglés) del Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos (NCEP, por sus siglas en inglés) para un periodo de diez años (2001-2010). Los datos de reanálisis de corrientes en el Golfo de México, fueron obtenidos del Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano (HYCOM, por sus siglas en inglés) para un periodo de 10 años (2001-2010), proveniente del Laboratorio Naval de Investigación de los Estados Unidos (Halliwell, 2004). La circulación forzada por mareas, se obtuvo a partir del modelo HYDROMAP desarrollado por RPS. Los



parámetros correspondientes al escenario de liberación no controlada de hidrocarburos 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	Temporada	Descarga	Duración	Volumen Total Liberado
1	Área Contractual– Pozo Tipo	Crudo Medio	Reventón de Pozo	Lluvias	100,000 (bbl/día)	30 días	3,000,000 bbl
2	Área Contractual– Pozo Tipo	Crudo Medio	Reventón de Pozo	Secas	100,000 (bbl/día)	30 días	3,000,000 bbl

Fuente: RPS, 2019.

Se utilizaron dos umbrales de espesor de la capa de crudo en las modelaciones para determinar cuando la probabilidad de afloramiento en la superficie marina y de arriba a la costa se vuelve “significativa”. Para cada escenario, los umbrales fueron definidos a partir de publicaciones científicas arbitradas. Las justificaciones de cada umbral se muestran en la **Tabla 2-13**.

Tabla 2-13. Umbrales de la Modelación de Derrame de Hidrocarburos.

	Afloramiento de Hidrocarburo en la Superficie del Mar	Arribo del Hidrocarburo a las Costas
Umbral	0.01 mm (10.0 µm o 10.0 g/m²)	0.1 mm (100.0 µm o 100.0 g/m²)
Justificación	Se observan efectos letales en aves marinas en este umbral. Impactos subletales a mamíferos marinos, tortugas marinas y parches de sargazo flotantes.	Este espesor proporciona un umbral en donde pueden ser detectados impactos potenciales ecológicos en la flora y fauna costera. Con base en la síntesis de la literatura, se demuestra que la vida costera puede ser afectada a partir de este umbral: impactos letales a invertebrados intermareales en sustratos sólidos y en sedimentos, y efectos letales para aves en la línea costera.
Apariencia Visual	El crudo fresco con este espesor corresponde a una capa marrón oscuro o con brillo metálico.	Puede aparecer como una capa negra y opaca.
Referencias	French-McCay <i>et al.</i> 1996; French-McCay <i>et al.</i> 2009 (con base en la revisión de Engelhardt 1983, Clark 1984, Geraci y St. Aubin 1988, y Jenssen 1994 en los efectos de hidrocarburos en aves acuáticas y mamíferos marinos); French McCay <i>et al.</i> , 2011; French McCay <i>et al.</i> , 2012; French McCay 2016	French <i>et al.</i> , 1996; French-McCay, 2009; French McCay <i>et al.</i> , 2011; French McCay <i>et al.</i> , 2012; French McCay 2016

Fuente: RPS, 2019.



2.2.3 Resultados de la Modelación Estocástica de Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar

Los resultados de las simulaciones estocásticas que se presentan a continuación, incorporan la variabilidad temporal y espacial de los parámetros meteoceánicos, proporcionando un entendimiento general de las posibles trayectorias de los hidrocarburos liberados y su potencial distribución en el Golfo de México. Como se describió anteriormente, los resultados asumen el peor escenario de derrame con una tasa de descarga de 100,000 bbl/día, persistiendo durante 30 días. El tiempo de persistencia de 30 días está basado en una medida conservadora de respuesta, ya que las operaciones de taponamiento y contención del pozo (las cuales serán desplegadas después de un fallo en el BOP) es de aproximadamente 13 días.

La modelación estocástica se obtuvo a partir de la simulación de 121 y 120 trayectorias individuales para la temporada de lluvias y de secas, respectivamente, con variaciones de vientos estacionales y parámetros de corrientes de la región, iniciando la simulación en diferentes fechas para cada temporada. Posteriormente se generaron los mapas estocásticos sobreponiendo todas las trayectorias individuales para mostrar las huellas probabilidad del hidrocarburo liberado y el tiempo más corto que le tomaría para llegar a alguna costa. El resultado de la modelación estocástica no representa la extensión de los eventos individuales de la liberación de los hidrocarburos (los cuales serían considerablemente menores), sino que proporciona un entendimiento de la variabilidad acumulativa de las trayectorias para cada temporada, el cual, es posteriormente utilizado para optimizar un plan de respuesta a emergencias. La probabilidad del 5% utilizada en este documento, se encuentra alineada con el límite de probabilidad de la Agencia Canadiense de Evaluación Ambiental (CEAA, 2017) para proyectos costa afuera equivalentes.

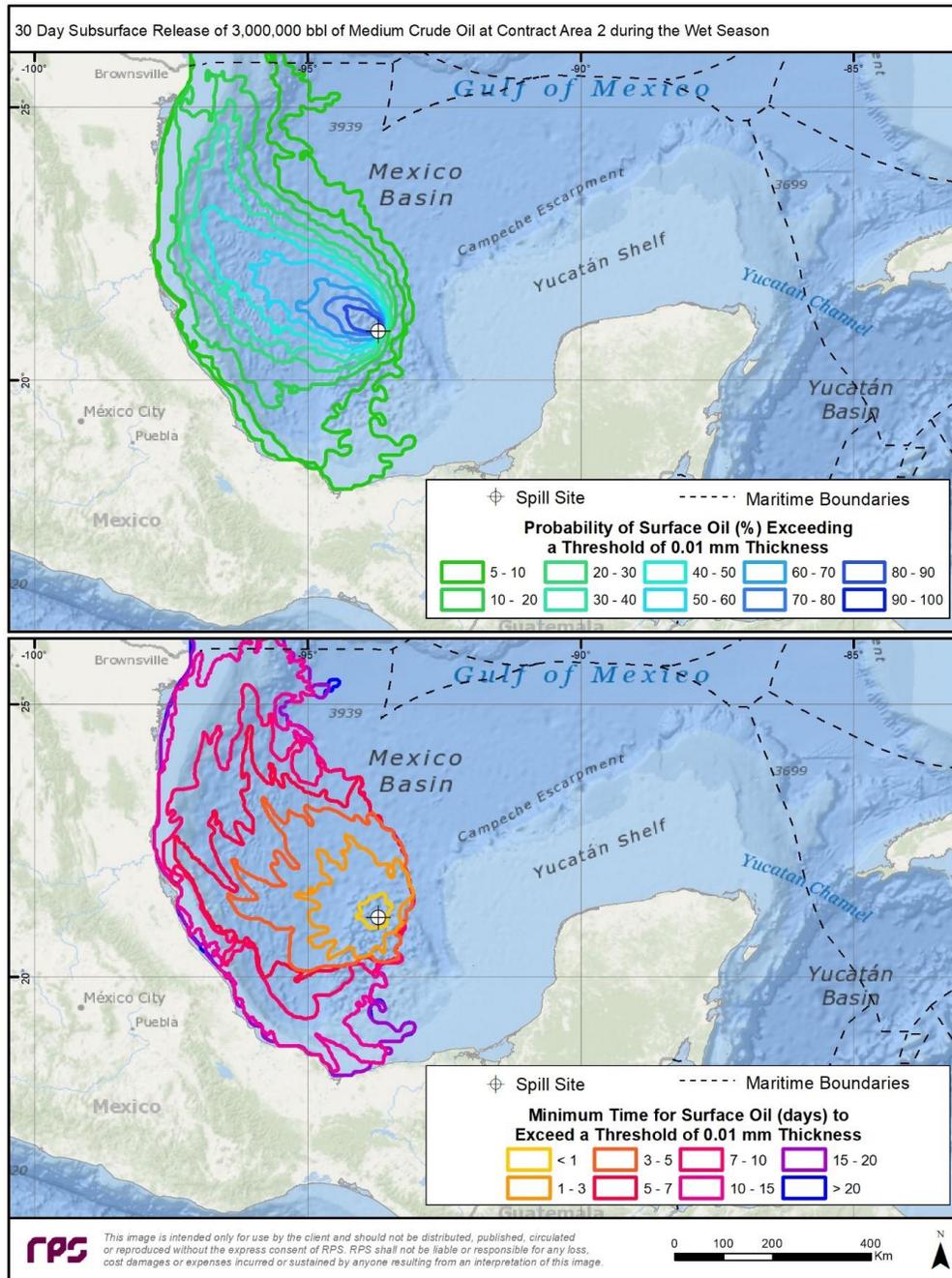
Para cada escenario (Temporada de Lluvias y Temporada de Secas), las siguientes figuras son presentadas (**Figura 2-4 a Figura 2-7**):

1. **Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar y en la costa:** Estos mapas muestran las áreas donde el hidrocarburo podría encontrarse en la superficie del mar y en la costa, y la probabilidad asociada al arribo del crudo basada en el análisis de trayectorias conjuntas. El mapa no implica que toda el área contorneada será cubierta por el crudo en caso de que ocurriera un evento. El mapa tampoco proporciona ninguna información de la cantidad de crudo en un área específica.
2. **Tiempos mínimos de arribo:** Este mapa ilustra el tiempo mínimo de arribo requerido para que el crudo llegue a cualquier punto dentro de esta huella. Estos resultados también están basados en un análisis conjunto de trayectorias.



Figura 2-4. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación No Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo en la Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio- 30 días). Probabilidad y Tiempo de Arribo en Superficie Marina.

Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de lluvias (abril-septiembre); probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm).

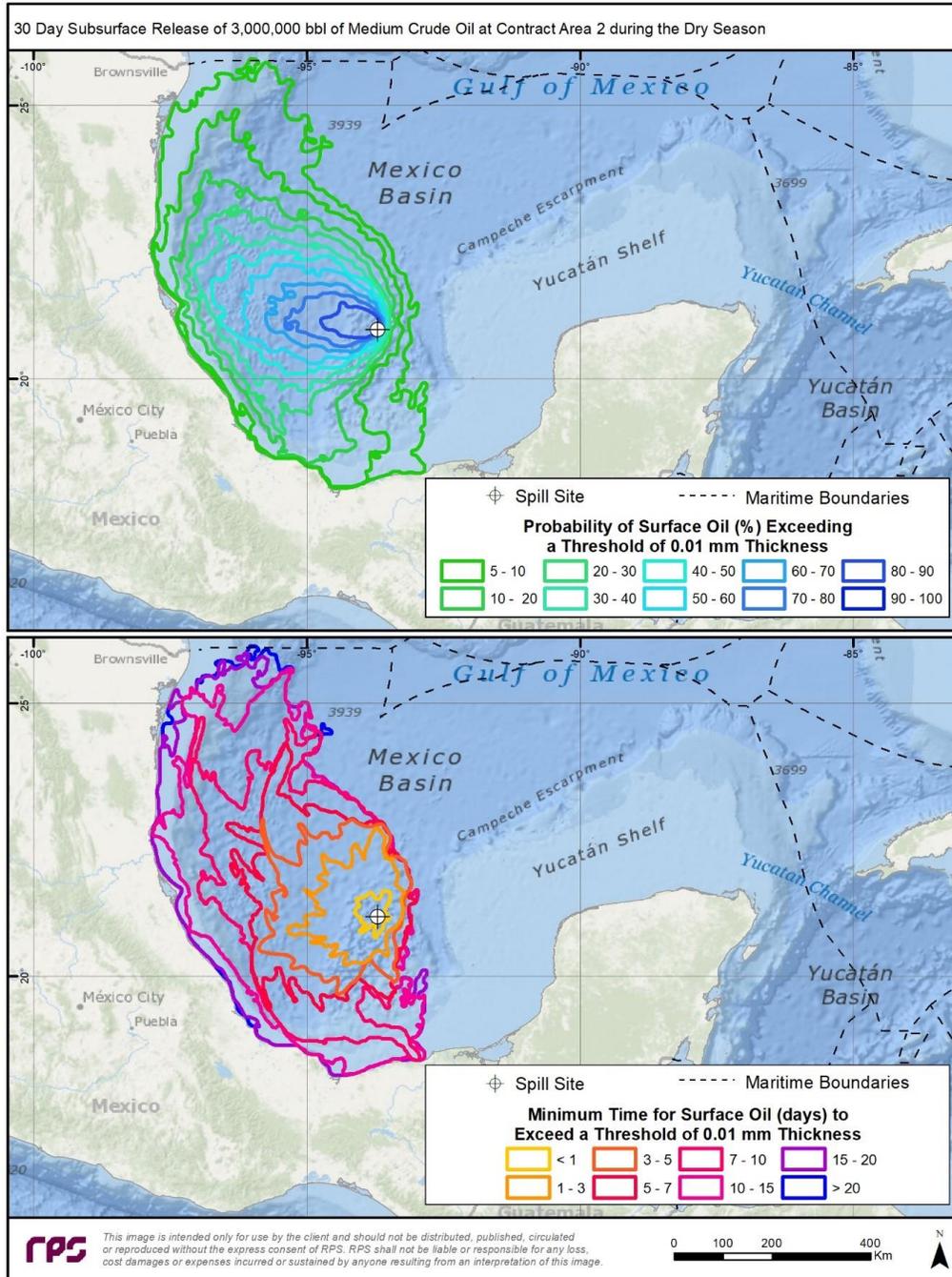


Fuente: RPS Group, 2019.



Figura 2-5. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación No Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo en le Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio – 30 días). Probabilidad y Tiempo de Arribo en Superficie Marina.

Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de secas (octubre-marzo); probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm).

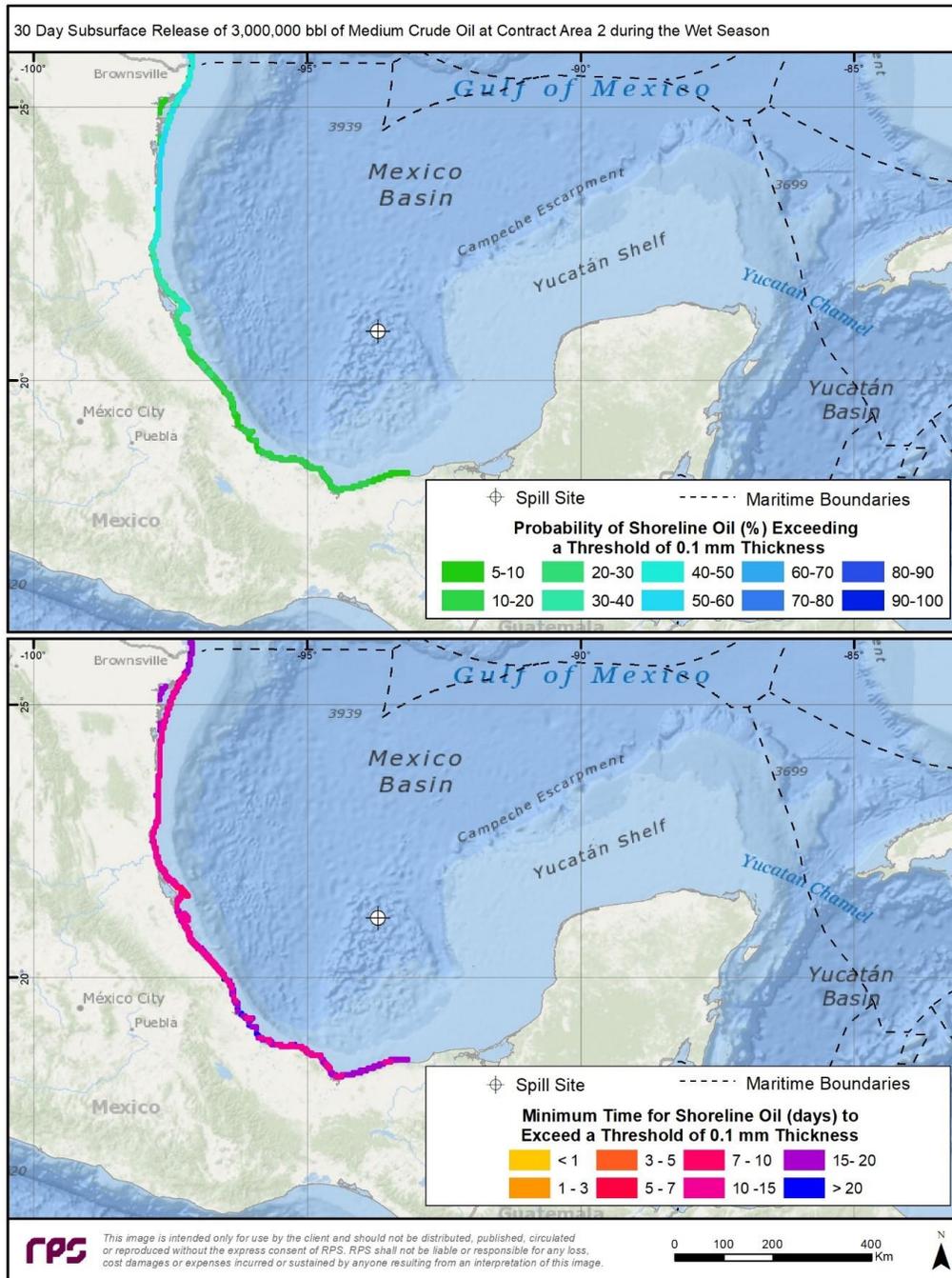


Fuente: RPS Group, 2019.



Figura 2-6. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación No Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo en la Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio). Probabilidad y Tiempo de Arribo en la Costa.

Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de lluvias (abril-septiembre); probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo a la costa (inferior) utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm).

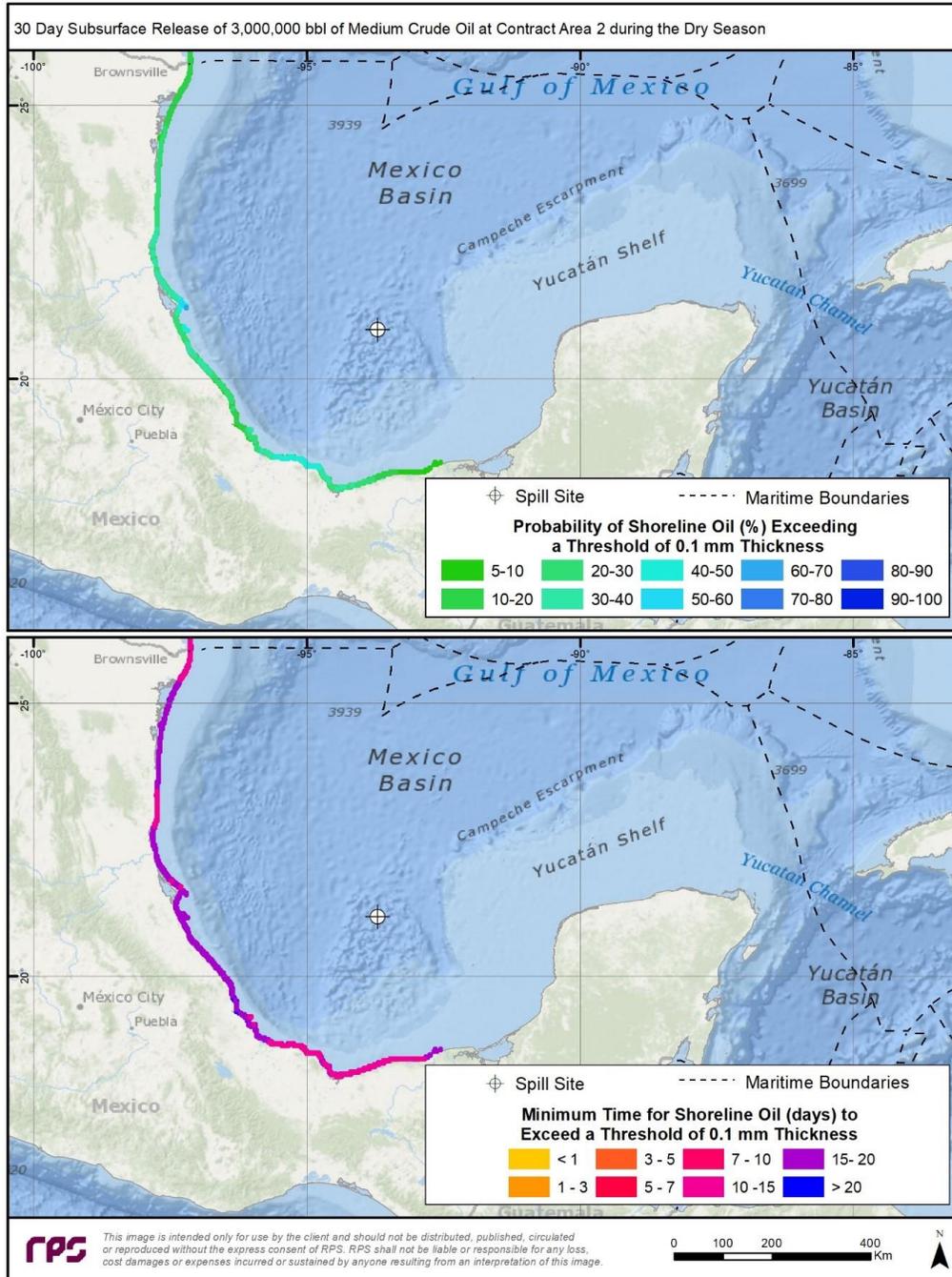


Fuente: RPS Group, 2019.



Figura 2-7. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación No Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo en la Ubicación del Pozo Tipo (3,000,000 bbl de Crudo Medio). Probabilidad y Tiempos de Arribo en la Costa.

Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de secas (octubre-marzo); probabilidad de presencia de hidrocarburos a la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo a la costa (inferior) utilizando un umbral de espesor 0.1 mm (100 µm).



Fuente: RPS Group, 2019.



Con base en los resultados estocásticos, se concluye lo siguiente para cada escenario:

Resultados Estocásticos de la Temporada de Lluvias:

- Las probabilidades de la presencia de hidrocarburos en la superficie marina se encuentran orientados al oeste del sitio de liberación, abarcando un área de sur a norte. Los resultados del modelo indican que, hasta un 20% de las trayectorias individuales pudieran salir de las aguas territoriales de México hacia el norte (para un umbral de espesor de 0.01 mm) dentro de los primeros 10 a 15 días.
- La superficie marina con mayor probabilidad (75-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 192 km al noroeste del Pozo Tipo, con probabilidades ligeramente más bajas (50-75%) que alcanzan hasta 415 km en la misma dirección. Relativamente pocas trayectorias (menos del 10%) alcanzan distancias de hasta 797 km al norte del sitio del derrame. Las aguas superficiales con probabilidades de presencia de hidrocarburos (> 50%) se pueden alcanzar dentro de los primeros 3 a 5 días desde el inicio de la liberación.
- La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste y noroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo a la costa se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

Resultados Estocásticos de la Temporada de Secas:

- Las probabilidades de la presencia de hidrocarburos en la superficie marina se orientan al oeste del sitio de liberación en la ubicación del Pozo Tipo abarcando un área de sur a norte. Los resultados del modelo indican que las trayectorias no dejan las aguas territoriales de México (para un umbral de espesor de 0.01 mm).
- La superficie marina con mayor probabilidad (75-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 226 km al oeste del sitio de liberación, con probabilidades ligeramente más bajas (50-75%) que alcanzan hasta 335 km hacia el oeste-noroeste del sitio de liberación. Pocas trayectorias (menos del 10%) viajan distancias de hasta 580 km al noroeste del sitio de liberación y 300 km al sur del sitio de liberación. Las aguas superficiales con alta probabilidad de presencia de hidrocarburos (> 50%) se pueden alcanzar dentro de los primeros 3 a 7 días desde el inicio de la liberación.
- La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste y suroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo a la costa se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

2.2.4 Áreas Prioritarias de Protección

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:

- Regiones Marinas Prioritarias (RMPs)
- Sitios Marinos Prioritarios (SMPs)
- Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs)
- Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHPs)
- Áreas Naturales Protegidas (ANPs)
- Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAs)
- Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar)
- Unidades de Gestión Ambiental (UGAs)

La probabilidad de presencia y tiempo de arribo de los hidrocarburos en estas áreas se presentan en forma de tablas el **Capítulo 5, Anexo 5.10.3**. Debido al estatus de protección legal, las ANPs (creadas por decreto Presidencial) y



sitios Ramsar (creadas por decreto en la Convención Ramsar - Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas) se presentan con mayor detalle a lo largo de esta sección. Posteriormente, se presenta la síntesis de resultados para las otras áreas. Cabe señalar que varias áreas protegidas tienen más de una unidad de designación (*i.e.*, una zona puede ser enlistada como ANP y como AICA simultáneamente), y, por lo tanto, aparecerá en más de una tabla. En estos casos, las fronteras de los sitios varían por designación.

Los tiempos de arribo mostrados más adelante, se derivan de considerar el tiempo mínimo de llegada para cada área protegida, de la totalidad de corridas individuales (121 trayectorias en temporada de lluvias y 120 en temporada de secas) que conforman la simulación estocástica. La probabilidad de arribo a la costa es producto de la cantidad de trayectorias que tuvieron presencia en la costa (superando el umbral de espesor establecido) en relación al total de corridas realizadas. Adicionalmente al tiempo mínimo de arribo (una sola trayectoria), se presenta la probabilidad de excedencia P95, en donde el tiempo estimado indica que la mayor cantidad de trayectorias habrán arribado a dicha zona.

2.2.4.1 Áreas Naturales Protegidas (ANPs)

Durante la temporada de secas y de lluvias, el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tuvo la mayor probabilidad de **presencia de hidrocarburos en la superficie marina**, con un tiempo mínimo de arribo de 14.8 días y 10.3 días, respectivamente (**Tabla 2-14**).

Durante la temporada de secas, el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tuvo la mayor probabilidad de **presencia de hidrocarburos en la costa** seguida por Los Tuxtlas, con tiempos mínimos de arribo de 15.0 días y 12.5 días, respectivamente. Durante la temporada de lluvias la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa fue para Laguna Madre y Delta del Río Bravo seguida de Playa Rancho Nuevo, con tiempos mínimos de llegada de 11.5 días en ambos casos (**Tabla 2-15**).



Tabla 2-14. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Áreas Naturales Protegidas.

Las celdas grises representan áreas con 0% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie marina.

Superficie Marina							
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Temporada de Secas (octubre a marzo)			Temporada de Lluvias (abril a septiembre)		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)
ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo						
	Los Tuxtlas						
	Playa de Rancho Nuevo						
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	23.5	14.8	14.9	20.7	10.3	12.4
	Sistema Arrecifal Veracruzano	19.3	13.6	13.9	8.3	14.5	14.6

Fuente: RPS Group, 2019.

Tabla 2-15. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Áreas Naturales Protegidas.

Impacto a las Costas							
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Temporada de Secas (octubre a marzo)			Temporada de Lluvias (abril a septiembre)		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)
ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	27.7	12.5	12.6	57.9	11.5	11.5
	Los Tuxtlas	46.2	12.5	12.5	18.2	13.2	13.2
	Playa de Rancho Nuevo	26.9	14.9	14.9	49.6	11.5	11.5
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	63.9	15.0	15.0	41.3	8.8	10.0
	Sistema Arrecifal Veracruzano	31.9	14.5	14.6	18.2	11.4	11.4

Fuente: RPS Group, 2019.



2.2.4.2 Sitios Ramsar

Tanto para la temporada de secas como para la temporada de lluvias, el Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano, es el único sitio Ramsar con probabilidad de sufrir presencia de hidrocarburo en la superficie marina, con tiempos de arribo de 13.9 días y 14.6 días, respectivamente (**Tabla 2-16**).

Con respecto a los sitios Ramsar costeros, durante la temporada de secas, los Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan, tienen la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos, con un tiempo estimado de arribo de 12.6 días. Durante la temporada de lluvias, el Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre, es el lugar más probable para recibir hidrocarburos, con un tiempo de arribo de 13.9 días (**Tabla 2-17**).

Tabla 2-16. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Sitios Ramsar.

Las celdas grises representan áreas con 0% de probabilidad de afloramiento de hidrocarburos en la superficie del mar

Impacto a la Superficie del Mar							
Humedales de Importancia Internacional (Ramsar)		Temporada de Secas (octubre a marzo)			Temporada de Lluvias (abril a septiembre)		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)
Ramsar	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre						
	Laguna de Tamiahua						
	Manglares y Humedales de Tuxpan						
	Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan						
	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	19.3	13.9	14.6	8.3	14.6	14.6
	Playa Tortuguera Rancho Nuevo						
	Sistema Lagunar Alvarado						

Fuente: RPS Group, 2019.



Tabla 2-17. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Sitios Ramsar.

Impacto a las Costas							
Humedales de Importancia Internacional (Ramsar)		Temporada de Secas (octubre a marzo)			Temporada de Lluvias (abril a septiembre)		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)
Ramsar	<i>Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre</i>	20.2	16.2	16.4	52.1	13.9	14.0
	<i>Laguna de Tamiahua</i>	34.5	16.9	16.9	38.0	13.9	13.9
	<i>Manglares y humedales de Tuxpan</i>	29.4	16.0	16.0	27.3	13.8	13.8
	<i>Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan</i>	46.2	12.6	12.6	17.4	13.4	13.4
	<i>Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano</i>	26.9	14.9	15.6	14.9	12.2	12.2
	<i>Playa Tortuguera Rancho Nuevo</i>	26.9	14.9	14.9	49.6	11.5	11.5
	<i>Sistema Lagunar Alvarado</i>	40.3	14.0	14.0	16.5	13.1	13.1

Fuente: RPS Group, 2019.

Mientras que los resultados son útiles para planear los distintos escenarios de la liberación no controlada de hidrocarburos, las tablas muestran la peor consecuencia de diferentes escenarios, y no deberán ser combinados como uno solo. Por ejemplo, el tiempo de arribo de hidrocarburos a las costas en la temporada de secas en el Sistema Arrecifal Lobos Tuxpan fue de 14.8 días, y para el Sistema Arrecifal Veracruzano fue de 13.6 días, sin embargo, solamente uno o el otro tiempo de arribo es posible (no es posible que sucedan en combinación), debido a que estos tiempos mínimos de arribo corresponden a diferentes trayectorias de corridas del modelo independientes.

Los resultados antes mostrados, son las estadísticas de los peores escenarios posibles en combinación con el peor escenario de descarga (100,000 bbl/día) y el peor escenario de duración de la descarga (30 días), por lo que se espera que el impacto real de una liberación descontrolada de hidrocarburos sea menor.

A continuación se presenta un resumen de las probabilidades de la presencia y tiempo de arribo de hidrocarburos para el resto de las áreas protegidas.



2.2.4.3 Regiones Marinas Prioritarias (RMPs)

El Giro Tamaulipeco tiene una probabilidad > 90% de que la presencia de hidrocarburos en la superficie del mar rebase el umbral de espesor establecido con un tiempo mínimo de arribo de 1.6 días y 1.9 días para la temporada de secas y lluvias, respectivamente. Todas las RMPs potencialmente afectadas por el hidrocarburo y sus estadísticas asociadas se encuentran enlistadas en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.3**, donde se muestran que 10 de las 12 RMPs evaluadas podrían recibir hidrocarburos en sus costas.

2.2.4.4 Sitios Marinos Prioritarios (SMPs)

Durante la temporada de secas, la mayor probabilidad (63.9%) de presencia de hidrocarburos en las costas es para las Lagunas Pueblo Viejo-Tamiahua, con un tiempo estimado de arribo de 14.1 días, mientras que en la temporada de lluvias, Laguna Madre tiene la mayor probabilidad de presencia (57.9%) con un tiempo de arribo estimado de 11.5 días. Las estadísticas de los SMPs se muestran en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.3**.

2.2.4.5 Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs)

Ninguna de las siete RTPs tiene probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar debido a su condición geográfica. La probabilidad más alta de arribo del hidrocarburo a la costa es en la Laguna de Tamiahua para la temporada de secas con una probabilidad del 58% y en Laguna Madre durante la temporada de lluvias con un 57.9% de probabilidad, con tiempos de arribo de 14.1 y 11.5 días, respectivamente. Las estadísticas de las RTPs se muestran en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.3**.

2.2.4.6 Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHPs)

Las afectaciones por presencia de hidrocarburos en la superficie del mar solamente tienen probabilidades de afectar el área de Río Bravo Internacional durante la temporada de lluvias. El arribo de hidrocarburos a las costas durante la temporada de secas tiene mayor probabilidad para los Tuxtles con un tiempo mínimo de arribo de 12.1 días. Durante la temporada de lluvias, la mayor probabilidad de arribo es para Río Bravo Internacional con un tiempo mínimo de arribo de 15.7 días. Las estadísticas de los RHPs se muestran en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.3**.

2.2.4.7 Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAs)

En la temporada de secas, Los Tuxtles tienen la mayor probabilidad de arribo en 12.5 días. En temporada de lluvias, Laguna Madre tiene la mayor probabilidad de arribo en 11.5 días. Las estadísticas de las AICAs se muestran en el **Capítulo 5, Anexo 5.10.3**.

2.2.4.8 Unidades de Gestión Ambiental (UGAs)

La SEMARNAT ha identificado y designado Unidades de Gestión Ambiental o UGAs para ser manejadas en términos de regulación de uso de suelo, protección ambiental y uso sustentable de recursos naturales. Debido a que las UGAs cubren el territorio mexicano de manera contigua, estos no representan una lista de áreas sensibles. Sin embargo, son referencias útiles cuando se evalúa la protección ambiental para áreas específicas. Las UGAs con la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie marina durante ambas temporadas son las UGAs 183 y 184, con una probabilidad > 80% para ambos sitios y con un tiempo de arribo de 1.3 y 0.2 días, respectivamente en la temporada de secas y de 1.4 y 0.2, respectivamente, durante la temporada de lluvias. Considerando el escenario de arribo de hidrocarburos a la costa las UGAs 11, 160 y 200 tienen una probabilidad > 55% para la temporada de secas, y las UGAs 2 y 158 tienen una probabilidad > 50% para la temporada de lluvias.



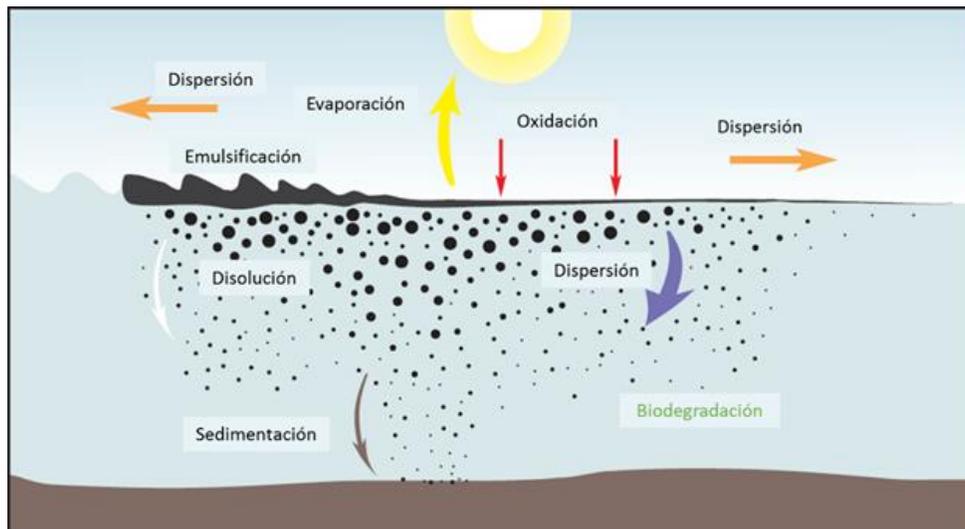
2.2.5 Efectos Sobre el Sistema Ambiental

2.2.5.1 Hidrocarburos Derramados al Mar

El destino y comportamiento de los hidrocarburos en el mar, depende mayoritariamente de las propiedades físicas y químicas del mismo. Es la composición química del petróleo, en combinación con las condiciones meteorológicas, lo que afecta la forma en la que el crudo 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 2-8** y se describe en la **Tabla 2-18**.

Figura 2-8. Intemperización del Hidrocarburo en el Ambiente Marino

Se muestran los efectos de Evaporación, Oxidación, Disolución, Biodegradación, Sedimentación y Emulsificación.



Fuente: Oil Spill Response Limited, 2018.



Tabla 2-18. Resumen del Proceso de Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Ecosistema Marino

Proceso	Efecto
Difusión	El hidrocarburo se dispersa sobre el mar, adelgazándose con respecto a la distancia de la fuente. La tasa de difusión dependerá de la viscosidad, la acción de las olas, la velocidad del viento y la temperatura del aire.
Evaporación	Las fracciones ligeras se evaporan rápidamente, esto puede producir una atmósfera explosiva. La velocidad de evaporación depende del contenido volátil del hidrocarburo, la velocidad del viento y la temperatura del aire y del mar.
Emulsificación	Las mezclas de agua de mar con el hidrocarburo forman una emulsión viscosa y persistente, incrementado el volumen total hasta tres a cuatro veces. El grado de emulsión depende de la composición del hidrocarburo y del estado del mar.
Dispersión	El hidrocarburo se descompone en gotas las cuales se mezclan en la columna de agua. La velocidad de dispersión depende de la viscosidad del hidrocarburo y del estado del mar.
Sedimentación	El hidrocarburo se adhiere a partículas suspendidas que son lo suficientemente pesadas para hundirse al lecho marino. La tasa de sedimentación depende de la concentración del sedimento en suspensión. Las altas concentraciones ocurren en las bocas de los ríos y en las aguas costeras.
Biodegradación	El hidrocarburo es consumido por bacterias que lo descomponen en compuestos más pequeños hasta que se convierte en dióxido de carbono y agua. La tasa de biodegradación depende del tipo de hidrocarburo, la disponibilidad de los nutrientes (nitrógeno y fosforo), la concentración del oxígeno y la temperatura del agua.
Disolución	Los componentes solubles en agua, tales como el benceno y tolueno, se disuelven en la columna de agua y pueden afectar a los organismos marinos. El grado de disolución dependerá de la composición del hidrocarburo; la mayoría de los hidrocarburos contienen pequeñas fracciones solubles.
Foto-oxidación	El hidrocarburo se descompone en componentes más pequeños y compuestos solubles. El grado de foto-oxidación dependerá del tipo de hidrocarburo y la forma a la que esté expuesto a la luz del sol.

Los procesos de intemperización influyen en el alcance del daño ambiental causado por el hidrocarburo liberados al ambiente marino. También determinan las sustancias que quedan dentro del hidrocarburo. La mayoría del gas contenido (metano, etano, propano y butano) en el yacimiento será liberado y disipado a medida que el fluido alcance la temperatura y presión atmosférica. A medida que el hidrocarburo envejece, las fracciones ligeras (incluyendo el pentano y el hexano inicialmente en forma líquida) se evaporan a temperaturas más altas se dispersan más fácilmente que los componentes más pesados del hidrocarburo.

La composición del hidrocarburo que potencialmente pudiera arribar a las áreas de protección prioritarias identificadas anteriormente, en caso de una liberación no controlada, dependerá de las características del yacimiento y del proceso de intemperización.

2.2.5.2 Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Ambiente Físico

Las costas dentro de las áreas que potencialmente podrían ser afectadas por una liberación no controlada de hidrocarburos han sido categorizadas de acuerdo con el Índice de Sensibilidad Ambiental (ISA) de la NOAA, mostrado en la **Tabla 2-19**. El índice clasifica los tipos de costa de acuerdo con su sensibilidad ante el hidrocarburo, donde ésta incrementa conforme al número ISA. Solo los tipos de costa potencialmente encontrados dentro de la región en el Golfo de México han sido incluidos en esta tabla.



Tabla 2-19. Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA.

ISA	Tipo de Costa
1A	Costas rocosas expuestas
1B	Estructuras solidas hechas por el hombre (expuestas)
1C	Acantilados/diques verticales expuestos
2A	Plataformas expuestas y talladas por las olas en lecho de roca, barro o arcilla
2B	Escarpes expuestos y pendientes pronunciadas en arcilla
3A	Playas de arena fina a mediana
3B	Escarpes y pendientes pronunciadas en la arena
4	Playas de arena de grano grueso
5	Playas mixtas de grava y arena
6A	Playas de grava (gránulos y gravilla)
6B	Estructuras de escolleras y piedras de grava (empedrado)
7	Llanuras de marea expuestas
8A	Escarpes en lecho de roca, limo o arcilla y costa rocosa protegida
8B	Estructuras sólidas hechas por el hombre (protegidas)
8C	Escolleras protegidas
8D	Costas de turba rocosas protegidas
8E	Costas de turba
9A	Llanuras de marea
9B	Bancos bajos de vegetación
9C	Mareas hipersalinas
10A	Marismas de agua salada y salobre
10B	Marismas de agua dulce
10C	Pantanos
10D	Humedales de arbustos y manglares

Las estimaciones conservadoras de la extensión costera (utilizando la categorización NOAA ISA) que pudiera ser afectada por una liberación de hidrocarburos con una probabilidad de arribo del 5%, se presentan en la **Tabla 2-20**. Los tipos más comunes de costas fueron del grupo 9A - llanuras de marea y bancos bajos de vegetación. El siguiente grupo más común fueron aquellas agrupadas en la categoría 3-6A, la cuales fueron playas con granulometría variada desde arena hasta grava. Seis por ciento del área en temporada de lluvias y 5% en temporada de secas se encontraron en las áreas con mayor sensibilidad de marismas, pantanos y manglares.



Tabla 2-20. Tipos de Costa Dentro del Área Potencialmente Afectada por los Hidrocarburos.

Kilómetros estimados de costa con potencial presencia de hidrocarburos, correspondiente al 5% de la huella de probabilidad obtenida en los resultados de la modelación estocástica proporcionada por RPS.

Código ISA	Tipo de Costa	Lluvias (km)	Secas (km)
1-2	Todas las costas expuestas – acantilados rocosos, costas, plataformas talladas por olas y estructura hechas por el hombre (grupos 1A, 1B, 1C, 2A y 2B)	40	40
3-6A	Todas las playas – desde arenas finas hasta gravilla (grupos 3A, 3B, 4, 5 y 6A)	1,300	1,300
6B	Escolleras / empedrado	80	80
7	Llanuras de marea expuestas (grupo 7)	10	10
8A-8B	Costa rocosa protegida, arcilla, lecho de roca / estructura hecha por el hombre (grupos 8A y 8B)	10	10
8C-8E	Escolleras protegidas y costas de turba rocosas protegidas (grupos 8C y 8D)	80	80
9	Llanuras de marea, bancos bajos de vegetación y mareas hipersalinas (grupos 9A, 9B y 9C)	1,110	1,250
10	Marismas, pantanos y manglares (grupos 10A, 10B, 10C y 10D)	325	325

Fuente: AECOM, 2019.

Las siguientes secciones detallan la sensibilidad ante la presencia de hidrocarburos de los diferentes tipos de costa. Estos tipos de costa se encuentran presentes en el Golfo de México, donde especial atención a la probabilidad de presencia y tiempo de arribo fue dado a las Áreas Naturales Protegidas y a los sitios Ramsar, tales como los Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan; el Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre; la Playa Tortuguera Rancho Nuevo; el Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano y el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan; los cuales tuvieron mayores probabilidades de presencia de hidrocarburo.

Costas Rocosas

Las costas rocosas comprenden una gran variedad de diferentes hábitats y comunidades que varían notoriamente en su sensibilidad y resiliencia ante la presencia de hidrocarburos.

Las costas rocosas expuestas no son consideradas sensibles al hidrocarburo debido a la alta energía del oleaje. Dentro de esta categoría, los acantilados tienen la menor sensibilidad a la presencia de hidrocarburos. Es probable que cualquier hidrocarburo depositado en la roca expuesta sea rápidamente removido por la acción frecuente de las olas. Las superficies de las rocas que están expuestas a la fuerte acción de las olas son típicamente dominadas por cirripodos y lapas que están firmemente adheridos y pequeños caracoles móviles que pueden tener refugio en pequeñas grietas. El hidrocarburo estancado en estos ecosistemas podría resultar en la mortalidad de los animales afectados, pero es improbable que el hidrocarburo persista, por lo cual la recuperación natural comienza rápidamente (IPIECA-IOGP, 2016).

Las costas rocosas protegidas, con poca energía de olas pueden ser severamente afectadas por el hidrocarburo. El hidrocarburo varado en las costas rocosas puede cubrir la superficie y penetrar en las fracturas y grietas en la superficie del lecho de la roca. La penetración del hidrocarburo será limitada por la profundidad de la superficie del lecho de roca intacto, pero puede causar una contaminación a largo plazo a los sedimentos del fondo. Si los residuos viscosos del hidrocarburo envejecido (alquitrán) pudieran persistir en una costa rocosa (*i.e.*, en las crestas rocosas, depresiones en plataformas rocosas de orillas protegidas por olas y entre o debajo de turbas), se podría inhibir la colonización. Si ocurriera una presencia de hidrocarburo severa, los aceites asfixiarían los hábitats costeros y



reduciría la complejidad de los mismos. Durante el derrame de 1986 *Vivita* en Curazao una fuerte cubierta de alquitrán cubrió sustancialmente las costas de turba y redujo los hábitats de moluscos, reduciendo la riqueza de especies en un 35% después de siete años (IPIECA-IOGP, 2016).

Los efectos en las tendencias de la fauna tienden a ser mayores en las costas rocosas resguardadas. Lapas, caracoles de la familia Littorinidae y moluscos pueden ser afectados por una extensa temporada. Las macro algas son muy resistentes al hidrocarburo debido a su cubierta de moco, por otra parte los crustáceos que habitan en estas macro algas podrían morir. Los cirrípedos y las anemonas marinas intermareales solo mueren cuando son asfixiados por el hidrocarburo viscoso (Moore y Guzmán, 2000).

Playas Arenosas

El efecto del hidrocarburo en las playas arenosas depende de la exposición al oleaje, la composición del sedimento, las características del transporte sedimentario, la entrada de materia orgánica, la salinidad del agua y el clima (IPIECA-IOGP, 2016).

Pocas especies están adaptadas para lidiar, ya sea con la inestabilidad de la arena o grava expuesta a fuerte oleaje y corrientes litorales, o al estrés de vivir en zonas intermareales costeras con zonas de desecación. La cantidad y variedad de vida en los sedimentos tiende a disminuir más arriba en la costa, más allá de la línea de marea alta (IPIECA-IOGP, 2016).

Las macro algas y otros detritus orgánicos depositados a lo largo de la línea de marea alta es rápidamente colonizada por anfípodos, insectos, arañas y escarabajos, los cuales son presas de algunas aves. El hidrocarburo tiende a adherirse a lo largo de la línea de marea alta. Por lo que estos organismos pudieran ser afectados, ya que los hidrocarburos son capaces de cubrir las zonas intermareales.

Los efectos biológicos en las playas arenosas incluyen la declinación temporal de poblaciones faunísticas de especies excavadoras como bivalvos, gusanos poliquetos y crustáceos. Esto también impacta a las aves costeras las cuales se alimentan de estos organismos. El hidrocarburo pesado del derrame *Prestige* en el 2002, contaminó las playas arenosas expuestas a lo largo de la costa de Galicia y España, y fue enterrado bajo profundidades variables de arena en varias ubicaciones. Las bajas concentraciones de hidrocarburo persistieron siete años después del derrame. El impacto en las comunidades de la fauna de la playa incluyeron la reducción de la riqueza y abundancia de especies, mostradas después de seis meses, pero no se detectaron efectos posteriores a los siete años (IPIECA-IOGP, 2016).

Costas de Guajiros y Piedras

Los guajiros y piedras tienen el potencial de tener una persistencia de hidrocarburo a largo plazo. El hidrocarburo estancado en esta costa puede cubrir la superficie y alcanzar los sedimentos atrapados entre los guajiros y piedras. La penetración del hidrocarburo puede causar una contaminación a largo plazo en los sedimentos. La lixiviación gradual de este hidrocarburo podría resultar en una contaminación de bajo nivel en las piscinas de rocas (Michel y Hayes, 1992).

El efecto en la comunidad ecológica en los sedimentos tiende a ser mayor que en las costas rocosas expuestas. Lapas, caracoles de la familia Littorinidae y moluscos pueden ser afectados por mayor tiempo. Los cirrípedos y las anemonas intermareales mueren solo cuando son asfixiadas por hidrocarburo viscoso por varias mareas (Moore y Guzmán, 2000).



Llanura de Marea

El hidrocarburo en una llanura de marea usualmente se mueve a través de ella y se acumula en la línea de marea alta. Las acumulaciones pesadas a muy pesadas pueden cubrir el barrizal de marea baja. La penetración del hidrocarburo es improbable en la mayoría de llanuras de marea, debido están usualmente saturadas de agua (IPIECA-IOGP, 2016). El agua en llanuras de marea protegida usualmente tiene altas cargas de sólidos suspendidos; lo cual puede resultar en la absorción del hidrocarburo en la carga del sedimento, el cual puede ser depositado en los barrizales. Cuando los sedimentos son contaminados con el hidrocarburo, este puede persistir por años. Los efectos biológicos pueden ser extensivos debido a la diversidad de habitantes faunísticos, tales como bivalvos, moluscos, etc. El efecto en estos organismos puede llevar a la reducción sustancial de fuentes de alimento para aves y otros depredadores.

Vegetación de Humedales

El efecto del hidrocarburo en la vegetación de humedal es variable y complejo. El daño por el hidrocarburo puede ser agudo y crónico, variando desde la disrupción a corto plazo del funcionamiento de la planta hasta su mortalidad. El daño agudo primario es en las plantas, las cuales retienen el suelo y estabilizan la línea de costa. Si son cubiertas por el hidrocarburo se sofocarán y morirán. Una vez que la vegetación muere, el suelo colapsa. Entonces éste se inunda y las plantas no pueden volver a crecer. Si las plantas no se pueden restablecer, la erosión del suelo es acelerada, tal aumento promueve más inundaciones y consiguientemente la pérdida del humedal. Si el hidrocarburo penetra en los sedimentos, las raíces están continuamente expuestas a éste, produciéndoles toxicidad crónica y haciendo problemática la producción de nuevos brotes (Corn y Copeland, 2010).

El hidrocarburo que alcanza los humedales también puede afectar a los animales que usan los humedales durante su ciclo de vida, especialmente a los organismos bentónicos que residen en los sedimentos y que son base de la cadena alimenticia.

Marismas Salinas

La vegetación de las marismas salinas actúa como un absorbente de hidrocarburo. La presencia de hidrocarburo ligera a moderada, con un poco de penetración en el sedimento, puede matar los brotes de las plantas. El engrase de los brotes de vegetación combinado con la penetración del hidrocarburo en los sedimentos puede causar el daño a los sistemas de raíces, y su recuperación demora de uno o dos años. Esto podría afectar a los invertebrados en los sedimentos y a las colonias de aves en su anidación. La presencia de hidrocarburo severa o una limpieza inapropiada del mismo puede matar la vegetación completamente e impactar adversamente a la flora y fauna dependiente, causando que la marisma salina necesite décadas para recuperarse (Baker *et al.*, 1994).

Manglares

Los manglares son altamente sensibles a la contaminación por hidrocarburos, ya que pueden penetrar debajo de la superficie del lodo en áreas de manglares, en las madrigueras de cangrejos y en el fango, permitiendo que lixivie lentamente desde el sustrato. Los efectos comunes en los manglares incluyen la ramificación de neumatóforos, fallas en la germinación, hojas amarillas o pérdida de hojas, incremento en la tasa de mutación, incremento en la sensibilidad a otros factores de estrés y muerte de los árboles. Cuando los árboles y arbustos con presencia de hidrocarburo mueren, el ecosistema local se deteriora rápidamente. La pérdida de hábitats de manglares afecta la germinación y crecimiento de plantas intermareales y resulta en la erosión del suelo y la subsidencia de la tierra (Boer, B., 1993; Dodge, R.E. *et al.*, 1995).

El hidrocarburo puede persistir por décadas en los manglares debido a la inestabilidad, opciones de limpieza limitadas, falta de movimiento del agua y una tasa lenta de degradación microbiana. El hidrocarburo persistirá por mayor tiempo en los manglares que están protegidos de las olas y corrientes, que aquellos manglares marginales expuestos.

Peces, cangrejos, moluscos, gusanos y otros animales marinos pueden morir directa o indirectamente por el hidrocarburo. Estas comunidades tienden a recuperarse más rápidamente que las plantas de los manglares, por lo



que los efectos a largo plazo se deben a la pérdida del manglar, hábitat que soporta y protege a la comunidad (Burns, *et al.*, 1993).

Corales

Los corales que crecen en la zona mareal podrían ser directamente engrasados en marea baja. La mayoría de los arrecifes de coral crecen debajo del rango intermareal, por lo cual no deberían ser directamente asfixiados por el hidrocarburo que flote en la superficie del mar. El hidrocarburo dispersado entra en la columna de agua exponiendo a la flora y fauna submarina.

Los efectos registrados por exposición crónica al hidrocarburo incluyen:

- Disminución del crecimiento;
- decremento en la capacidad reproductiva y de colonización;
- efectos negativos en la alimentación y comportamiento;
- alteración de la actividad de secreción de las células mucosas; e
- inhibición del desarrollo a temprana edad del coral.

Los corales ramificados parecen ser más susceptibles que los corales masivos. El hidrocarburo perjudica la producción primaria alimenticia de zooxantelas simbióticas y la transferencia de energía vía las mucosidades del coral. El hidrocarburo también tiende a ser bioacumulado en los tejidos del coral (Shigenika, G., 2001). Se han registrado daños relativamente menores a la exposición aguda al hidrocarburo, aunque asociados con los organismos de los arrecifes de coral, como la muerte de crustáceos y erizos de mar (Gusman *et al.*, 1994).

2.2.5.3 Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Fauna

Los hidrocarburos tienen el potencial de causar efectos perjudiciales en la calidad del agua y los sedimentos, la flora y fauna marina y costera, incluyendo plancton, invertebrados bentónicos, peces, aves, mamíferos marinos y reptiles. Los efectos del hidrocarburo en las especies marinas y aves variarán ampliamente dependiendo del tipo de derrame, la intemperización y la duración de exposición.

Un efecto en las pesquerías y un efecto indirecto en la salud humana, vía la cadena alimenticia, también son posibles, dependiendo de la escala y el tipo de derrame de hidrocarburos así como su proximidad a las zonas de pesca.

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

Plancton

El plancton incluye microbios, fitoplancton, zooplancton y esporas, huevos y larvas de otras plantas y animales. El plancton es relativamente sensible a los efectos tóxicos por la exposición a hidrocarburos, particularmente a las fracciones solubles en agua y a las pequeñas gotas de hidrocarburo. Estudios de laboratorio han descrito efectos agudos, crónicos y sub-letales en estos organismos (IPIECA-IOGP, 2015). Sin embargo, la mayoría de los estudios de comunidades naturales de plancton en el mar han encontrado un retorno rápido a las densidades y composiciones normales de las especies (IPIECA-IOGP, 2015). Esto se debe a la rápida y alta producción de huevos y crías, así como su amplia distribución y el intercambio rápido del agua.

Peces

El área potencialmente afectada por una liberación no controlada de hidrocarburos, incluye las aguas profundas del Área Contractual hasta las áreas someras de la costa y una variedad de diferentes tipos de costa. Hay un gran rango de tipos de peces que viven en estas áreas. Sarukhan (2010) reportó que 1,137 especies fueron encontradas en el



Golfo de México. Estas incluyen peces pelágicos, demersales y bentónicos. El Capítulo 4 de la MIA considera las especies de peces presentes a detalle. Una especie importante de esta área es el pez sierra de dientes largos el cual está enlistado en el Apéndice I de la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES) y clasificado como casi extinto por la IUCN. Su hábitat usual es somero (< 10 m) costero, estuario y de aguas dulces. La probabilidad de que los peces estén expuestos a hidrocarburos solubles en agua o gotas dispersas de hidrocarburo por un derrame superficial depende de la profundidad en la cual habiten (IPIECA-IOGP, 2015).

Es difícil medir los efectos del hidrocarburo en las diferentes especies de peces respecto a los diferentes tipos de hidrocarburo el cual variará en toxicidad, su dispersión y porcentaje de solubilidad en agua (Neff y Anderson, 1981). Los peces maduros en aguas abiertas, más profundas de 10 m, no serán afectados o solo vivirán efectos a corto plazo. Los efectos son más persistentes en aguas someras o confinadas donde la dilución de hidrocarburo es limitada. Las crías de peces usan estas áreas como sitios de desarrollo y son más sensibles a los efectos del hidrocarburo (Neff y Anderson, 1981). Los huevos y larvas de peces son típicamente vulnerables a los compuestos de hidrocarburo disueltos, debido a su tamaño pequeño, pobre desarrollo de membranas y sistemas de desintoxicación así como su posición en la columna de agua (Langangen *et al.*, 2017).

Algunas especies de peces han sido poblaciones genéticamente aisladas que desovan en áreas específicas. Si el desove coincide con un gran vertimiento de hidrocarburo soluble en agua, entonces los huevos y larvas de esas especies podrían ser afectados desproporcionalmente. Esto no ha sido demostrado que afecte a la especie a nivel de la población. Un ejemplo es el Atún Azul Occidental, el cual pone huevos que flotan en la superficie del agua. Los estudios de laboratorio han mostrado que los embriones sureños del atún azul son afectados por hidrocarburos (IPIECA-IOGP, 2015). En el 2010 el Atún Azul Occidental se reprodujo en un área afectada por el incidente de derrame de hidrocarburos Deepwater Horizon, aun así, los estudios de campo publicados, los cuales investigan las poblaciones de Atún Azul, no muestran ningún efecto (IPIECA-IOGP, 2015).

El olor del hidrocarburo puede alterar el comportamiento de búsqueda, alimentación y aseo en langostas y de apareamiento en cangrejos (Dipper y Thia-Eng, 2000). Los peces con áreas de desarrollo restringidas, los cuales viven en aguas someras o en zonas intermareales, son más susceptibles a los derrames de hidrocarburos marinos.

Los efectos probados del hidrocarburo en peces individuales no son necesariamente equivalentes a los cambios a niveles poblacionales. Después del incidente de Deepwater Horizon en el 2010, los estudios en lechos de pastos marinos costeros poco profundos no han encontrado efectos de los hidrocarburos en el número de crías de peces, por otro lado, los números se han beneficiado del cierre de las pesquerías (IPIECA-IOGP, 2015).

Una liberación no controlada de hidrocarburos sub-superficial tiene diferentes consecuencias en los peces a una liberación superficial, ya que los peces de aguas profundas podrían exponerse a los hidrocarburos. El monitoreo durante el derrame de Deepwater Horizon mostró una dilución de la pluma submarina alrededor de 300 m sobre el lecho marino. Las concentraciones de hidrocarburos fueron aproximadamente de 1 ppm a 1 km del cabezal del pozo y <0.1 ppm a 20 km (IPIECA-IOGP, 2015).

Tortugas

Existen cinco especies de tortugas en el Golfo de México, todas enlistadas en CITES. El área que pudiese ser afectada por el reventón incluye las playas en las cuales anidan todas estas tortugas: lora, caguama, verde, laúd y carey. De acuerdo con la Lista Roja de IUCN, las tortugas carey y lora están en peligro crítico, mientras que la verde está en peligro y las caguama y laúd son vulnerables.

Las tortugas pasan sus etapas jóvenes y adultas migrando largas distancias, resurgiendo a la superficie regularmente para respirar. Este surgimiento podría llevarlas a estar en contacto con los hidrocarburos. La dieta varía por especie, donde las tortugas laúd prefieren medusas y las carey esponjas, por ejemplo. Otras fuentes de alimento para las especies presentes cerca del Área Contractual incluyen algas, pastos marinos, esponjas, medusas, tunicados, ascidias, langostas, erizos, caracoles de mar, algas, cangrejos, peces, ctenóforos, camarones y una variedad de moluscos. La dieta varía dependiendo de su etapa de vida y disponibilidad, por ejemplo, mientras que



los adultos de las tortugas verdes son usualmente herbívoros, se ha encontrado que las crías en el Atlántico consumen grandes cantidades de plancton gelatinoso (González-Carman *et al.*, 2014).

Las tortugas podrían consumir el hidrocarburo que está mezclado con su fuente de alimento (incluyendo bolas de alquitrán), por lo cual están en riesgo ante manchas de hidrocarburo flotante (Lutcavage *et al.*, 1995). Autopsias en crías de tortugas han mostrado que la muerte después de derrames de hidrocarburos se deben a la presencia de bolas de alquitrán e hidrocarburos en sus intestinos (IPIECA-IOGP, 2015). El análisis de las tortugas encontró que el hidrocarburo fue absorbido internamente por tortugas que estaban expuestas externamente al petróleo (Ylitalo *et al.*, 2017).

Las tortugas ponen huevos en los sedimentos encima del agua. Una hembra en anidación y sus crías recién nacidas, pasarán a través de cualquier hidrocarburo varado en una playa para ir y venir del sitio del nido. Este hidrocarburo puede adherirse a los cuerpos de las tortugas.

El efecto del hidrocarburo en los huevos y nidos de las tortugas no está claramente definido. Los experimentos de éxito de eclosión que compararon la arena de la playa con hidrocarburo y sin hidrocarburo no produjeron efectos medibles en la supervivencia y la morfología (Fritts y McGee, 1982).

Verter hidrocarburo directamente en la arena y cubriendo los huevos de tortuga incubados ha mostrado que afecta a los huevos. Cuando estuvieron expuestos al hidrocarburo al principio del periodo de incubación (de dos meses) los huevos sobrevivieron pero fue más probable que desarrollaran deformidades. Los huevos afectados al final de su incubación no tenían tanta probabilidad de supervivencia (Fritts y McGee, 1982).

Estos estudios de laboratorio no son representativos de los riesgos de una posible liberación de hidrocarburos por el Proyecto, ya que cualquier hidrocarburo que alcance las playas de anidación a causa de un reventón se intemperizará y varará en la línea de marea alta, por debajo del nivel de nidos de tortugas.

Mamíferos Marinos

Los mamíferos marinos en el Golfo de México consisten en ballenas, delfines y algunas especies de manatís. No hay focas, leones marinos, marsopas o nutrias marinas en el Golfo de México (Würsig, 2017).

Numerosas especies de ballenas y delfines han sido registradas en el Golfo de México, las especies y su distribución probable se discuten en el **Capítulo 4** de la MIA. El cetáceo más común en el Golfo es el delfín manchado tropical (Würsig, 2017). Los tipos de cetáceos en el Golfo incluyen:

- Cetáceos dentados: incluyendo delfines, cachalotes y orcas; y
- alimentadores de filtro: incluyendo la ballena azul y jorobada.

Estas especies migran grandes distancias en océanos abiertos, por lo que, a diferencia de otras especies menos móviles, pueden evitar las áreas con hidrocarburos. La piel de estas especies es suave y sin pelo. Los experimentos han demostrado que la piel de los cetáceos es insensible al contacto con el hidrocarburo y que el proceso natural de curación de los cortes en la piel no se ve afectados (IPIECA-IOGP, 2015). Las especies que se alimentan por filtración pueden consumir e ingerir hidrocarburo y/o presas con hidrocarburo (plancton y krill), lo que lleva a una menor probabilidad de supervivencia (Geraci y St Aubin, 1991), pero la probabilidad de que un cetáceo ingiera una cantidad suficiente de hidrocarburo para causar daño subletal a su sistema digestivo o para presentar una carga corporal tóxica es baja (IPIECA-IOGP, 2015). Las autopsias de cetáceos no han encontrado evidencia de hidrocarburo en sus intestinos (IPIECA-IOGP, 2015).

En caso de que estas especies entren en contacto con una película de hidrocarburos al momento de respirar, pueden inhalar vapores de hidrocarburos volátiles y contaminar sus membranas mucosas. Sin embargo, la probabilidad de que un cetáceo recibiese una dosis suficiente para producir un impacto tóxico es baja (IPIECA-IOGP, 2015).



Manatís

Una especie de Sirenian, el manatí del Caribe está presente en el Golfo de México. Se estima que hay 1,000 manatís del Caribe en las aguas mexicanas del Golfo (IUCN, 2017).

Los manatís viven en aguas someras y son de movilidad baja. Su piel es en su mayoría suave, pero tienen pelos ásperos alrededor de la boca para detectar comida (pastos marinos). Considerando que salen a la superficie para respirar, este comportamiento alimenticio podría alterarse con la presencia de hidrocarburos ya que este podría adherirse a los pelos alrededor de su boca. Esto podría causar irritación, inflamación e infección de los ojos y limitar su capacidad para alimentarse. La inhalación de vapores de hidrocarburo volátil cerca de una mancha, podría dañar las membranas mucosas y los pulmones (Etkin, 1997). Sin embargo, los datos empíricos sobre la vulnerabilidad, la sensibilidad o el potencial de recuperación de un manatí ante un derrame de petróleo carece, casi por completo, de información (IPIECA-IOGP, 2015).

Aves

Existen 231 especies de aves, representando aproximadamente el 20% del total de las especies en México, residentes en la porción mexicana del Golfo de México (Gallardo del Ángel *et al.*, 2004).

Las aves presentes en la Cuenca Salina pueden ser divididas en dos grupos:

- Aves Marinas:

Existen 47 especies de aves marinas en el Golfo de México (Gallardo del Ángel *et al.*, 2004). La mayoría de las especies en el Golfo de México permanecen en las zonas costeras debido a su dependencia de los hábitats de reproducción y alimentación más cercanos a la costa, o el forraje en aguas pelágicas remotas (Burger, 2017).

- Aves Migratorias acuáticas/terrestres:

El Golfo de México es un importante corredor migratorio para las aves, incluyendo muchas especies acuáticas y terrestres (Lincoln *et al.*, 1998). La mayoría de las aves migratorias al este de Norteamérica pasan a través o alrededor del Golfo dos veces por año durante sus migraciones estacionales, principalmente durante la primavera y el otoño (Brenner *et al.*, 2016).

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

El hidrocarburo puede afectar a las aves de tres maneras principalmente (IPIECA-IOGP, 2015):

1. Engrase físico de sus plumas: es el efecto más común del hidrocarburo en aves y el más devastador. Las plumas absorben el aceite, se enmarañan y el ave pierde la repelencia al agua, el aislamiento y el vuelo. La muerte resulta de combinaciones de hipotermia, inanición y ahogamiento (Leighton, 1993).
2. A través de la ingestión del hidrocarburo: mientras se acicalan o consumen alimentos contaminados. La ingesta de hidrocarburos puede causar baja fertilidad, abandono de los esfuerzos reproductivos y daño en las células rojas (Leighton, 1993).
3. Vía la transferencia de hidrocarburo a los huevos y crías: podría resultar en la reducción de la supervivencia de la especie. Los embriones de aves son altamente sensibles a la contaminación por hidrocarburos, 1 a 10 µL de hidrocarburo es letal para un embrión durante la primera mitad de incubación (Leighton, 1993).



2.2.6 Resumen de los Resultados de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos

Se realizó la simulación de la liberación no controlada de hidrocarburos en el Área Contractual para un reventón de pozo en la ubicación del Pozo Tipo, con una liberación total de 3,000,000 barriles (bbl) de hidrocarburo por 30 días. Más de 100 simulaciones se corrieron para un periodo de 30 días de una descarga de crudo medio con una velocidad de 100,000 bbl/día para la temporada de lluvias y de secas.

Con base en los resultados estocásticos, durante la temporada de lluvias y de secas, el hidrocarburo vertido tiene una alta probabilidad de llegar a los ecosistemas costeros y podría hacerlo en un tiempo aproximado de 10 a 15 días.

Durante la temporada de lluvias, la superficie marina con mayor probabilidad (75-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 192 km al noroeste del Pozo Tipo, con probabilidades ligeramente más bajas (50-75%) que alcanzan hasta 415 km en la misma dirección. La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste y noroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo a la costa se encuentran entre los primeros 10 días a 15 días.

Durante la temporada de secas la superficie marina con mayor probabilidad (75-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 226 km al oeste del sitio de liberación, con probabilidades ligeramente más bajas (50-75%) que alcanzan hasta 335 km hacia el oeste-noroeste del sitio de liberación. La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste y suroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo a la costa se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

Los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos fueron utilizados para identificar el tiempo de llegada del peor escenario para áreas sensibles: Regiones Marinas Prioritarias (RMPs), Sitios Marinos Prioritarios (SMPs), Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs), Áreas Naturales Protegidas (ANPs), Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAs), Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar) y Unidades de Gestión Ambiental (UGAs). De estos sitios, las Áreas Naturales Protegidas y los sitios Ramsar fueron priorizados debido a su nivel de protección legal.

El Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tiene la probabilidad más alta de presencia de hidrocarburos en la superficie marina entre todas las ANPs durante ambas temporadas. La presencia de hidrocarburos en la costa tuvo mayor probabilidad para el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan durante la temporada de secas y para Laguna Madre y Delta del Río Bravo durante la temporada de lluvias. Siete sitios Ramsar se encuentran en riesgo de arribo de hidrocarburos a sus costas, aunque la probabilidad de que esto ocurra varió según el sitio y la temporada. Durante la temporada de secas, el sitio Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan tuvieron la mayor probabilidad de arribo en la costa. Durante la temporada de lluvias, el Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre fue el sitio con mayor probabilidad. La mayoría de los tiempos de arribo de hidrocarburos a las áreas protegidas, se encontraron dentro del rango de los 10 a 15 días.



3 Señalamiento de las Medidas de Seguridad y Preventivas en Materia Ambiental

En esta sección se enlistan las recomendaciones técnico-operativas, medidas de seguridad y barreras (medidas preventivas y de mitigación seleccionadas para cada uno de los seis eventos riesgo identificados durante el HAZID. Para la administración de barreras, se utilizó la herramienta Bowtie, la cual permite la identificación integral tanto de preventivas (controles del lado izquierdo del Bowtie para reducir la probabilidad de que ocurra el evento de riesgo) como de mitigación (lado derecho del Bowtie, para mitigar los impactos resultantes de la ocurrencia de un evento de riesgo y evitar que escale a una consecuencia de mayor impacto (ver **Sección 1.5.2 Metodologías de Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos**). En total se seleccionaron seis Bowties, los cuales fueron elaborados por un grupo multidisciplinario de expertos en materia de perforación durante la identificación de riesgos para el Caso HSE Thalassa (**Tabla 2-1**). En la (**Tabla 3-1**) se enlistan los Bowties desarrollados encaminados a proponer barreras preventivas y de mitigación para cada evento de riesgo.

Tabla 3-1. Eventos de Riesgo Definidos y Bowties asociados.

ID Riesgo	Evento de Riesgo y Amenaza	Bowtie
R1	Liberación de gas poco profundo por incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas poco profundo.	Bowtie 1a
R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de perforación por brote de fluidos del yacimiento con o sin riser o debido a errores en el diseño y construcción del pozo.	Bowtie 1b
R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de registro de pozos por brote de fluidos del yacimiento o falla del sistema tubería flexible y línea de acero.	Bowtie 1c
R4	Pérdida de posición por condiciones climáticas extremas o falla del sistema de propulsión.	Bowtie 5
R5	Pérdida de estabilidad por condiciones climáticas extremas, cambios de peso no planeados, inundación de compartimientos o impacto a la embarcación.	Bowtie 8
R6	Pérdida de integridad hermética por cubierta y cargamento masivo, condiciones meteorológicas extremas, impacto en la embarcación o corrosión.	Bowtie 9



De la **Figura 3-1 a Figura 3-6**, se encuentra el resumen de los diagramas en donde se indica 1) el peligro (en la caja con rayas amarillas y negras); 2) las amenazas (en las cajas azules de lado izquierdo); 3) el evento de riesgo (en el óvalo rojo al centro); y 4) las consecuencias (en la caja roja de lado derecho), las cuales muestran el nivel de impacto (severidad por probabilidad) en los recuadros pequeños inferiores.

Las barreras preventivas se localizan entre las amenazas y el evento de riesgo; y las barreras de mitigación se encuentran entre el evento de riesgo y las consecuencias y pueden ser consultadas con detalle en el **Capítulo 5, Anexo 5.8** (Transocean, 2019). Para el Caso HSE Thalassa, tres clases de barreras fueron identificadas:

1) Barreras de Personas (Gente, conocidas también como barreras humanas): personas competentes que realizan actividades críticas de seguridad y/o toman medidas críticas de seguridad. Se relacionan con puestos de trabajo críticos para la administración.

- Ejemplo en **Bowtie 1a, Liberación de gas poco profundo**: Equipo de Bomberos entrenado en técnicas avanzadas de extinción de incendios. Estas barreras pueden ser identificadas por los recuadros rosas en los Bowties presentados en el **Capítulo 5, Anexo 5.8**.

2) Barreras de la Instalación (Planta, conocidas también como barreras físicas): sistemas críticos de seguridad eficaces; en donde “sistema crítico” se define como algo que si falla, podría causar o contribuir significativamente a un accidente grave, o un sistema cuyo propósito es prevenir o mitigar un accidente mayor.

- Ejemplo en **Bowtie 1b, Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación**: Arreglo de preventores (BOP). Estas barreras pueden ser identificadas por los recuadros morados en los Bowties presentados en el **Capítulo 5, Anexo 5.8**.

3) Barreras del Proceso: procedimientos críticos de seguridad claros y concisos. Todas se asignan a un requisito del sistema de administración a manera de Manuales, Procedimientos, Políticas y Planes.

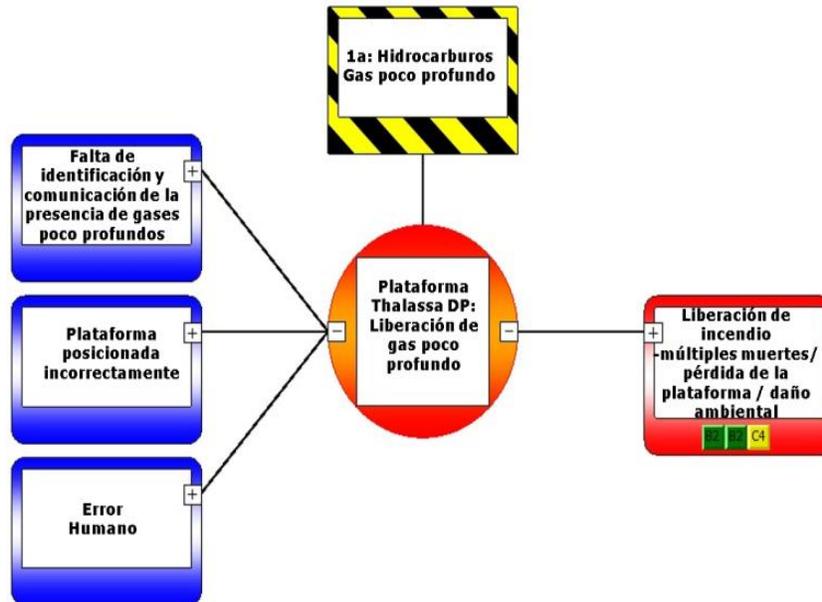
- Ejemplo en **Bowtie 1c, Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro de Pozo**: Procedimiento de Control de Pozo. Estas barreras pueden ser identificadas por los recuadros beige mostrados en los Bowties presentados en el **Capítulo 5, Anexo 5.8**.

Por lo general cada barrera contiene una mezcla de personas, instalaciones, y elementos de proceso que son interdependientes. La combinación de estos asegura que la barrera sea adecuada para entregar sus medidas de reducción de riesgo esperadas.

Los Bowties detallados, con cada barrera preventiva y de mitigación, pueden consultarse en el **Capítulo 5, Anexo 5.8**.

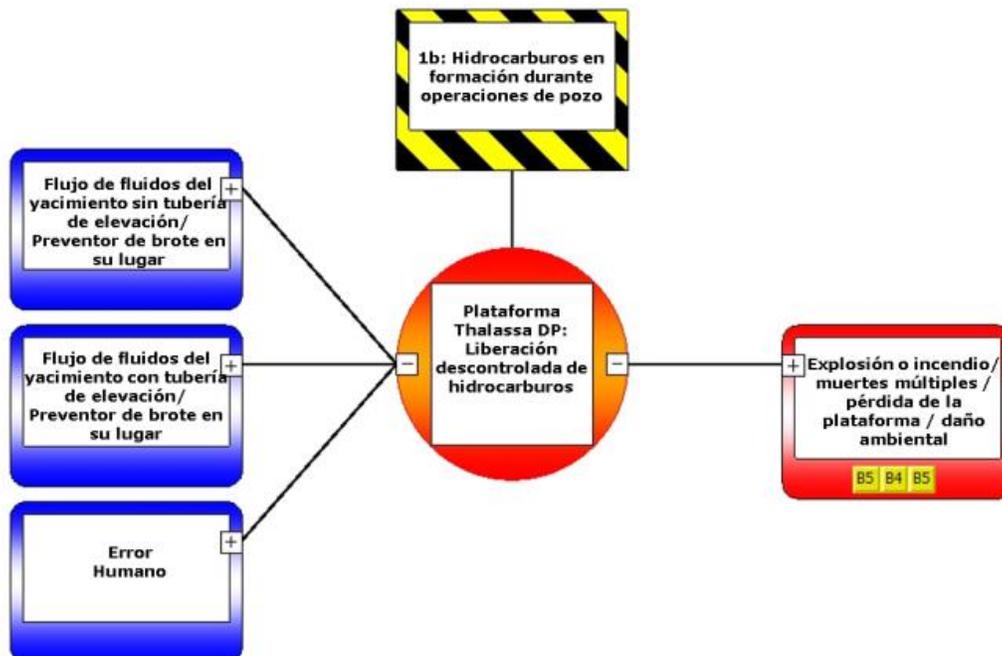


Figura 3-1. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo.



Fuente: Transocean, 2019.

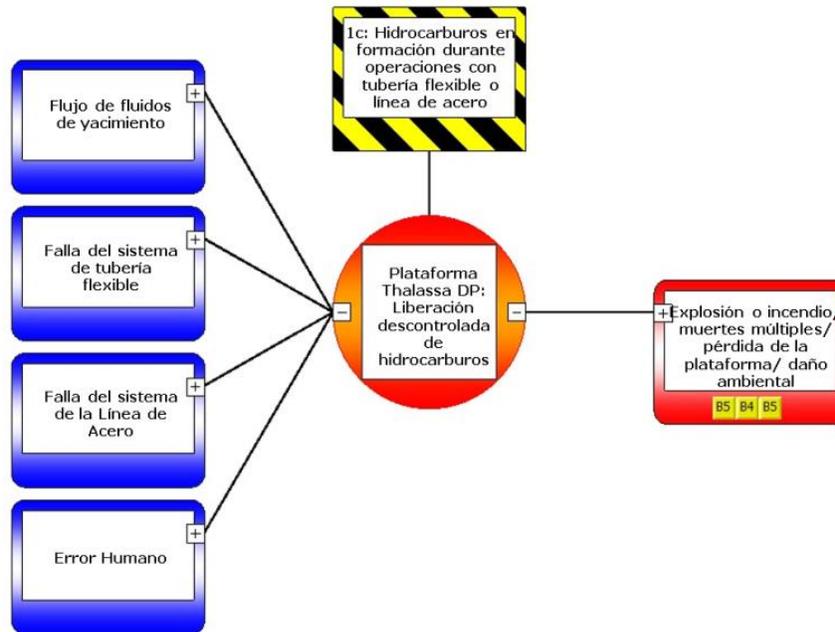
Figura 3-2. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación.



Fuente: Transocean, 2019.

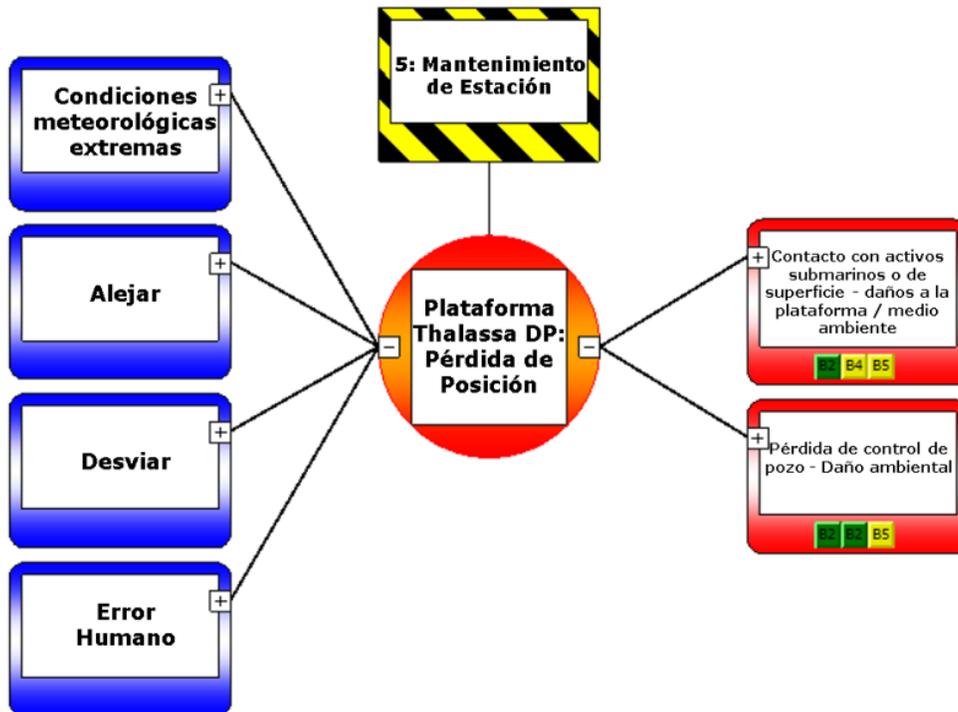


Figura 3-3. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo.



Fuente: Transocean, 2019.

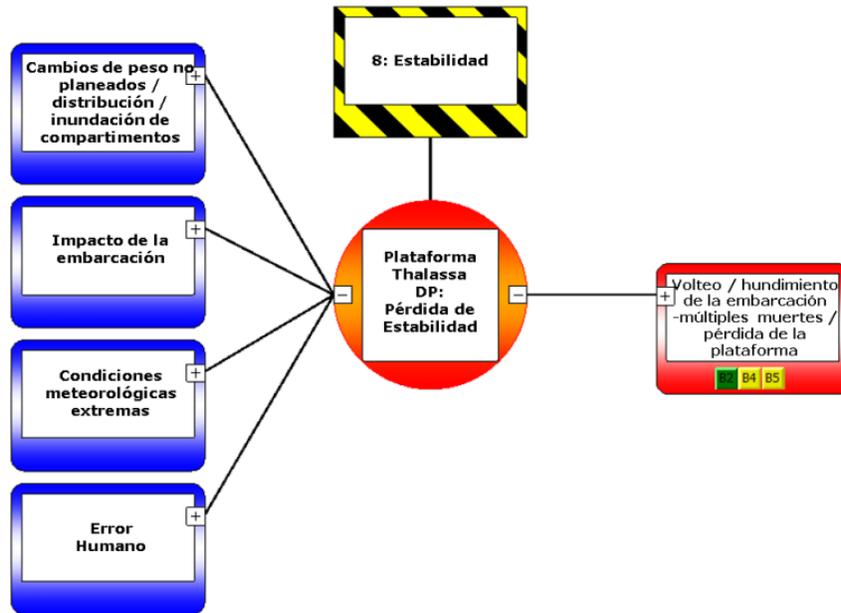
Figura 3-4. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición.



Fuente: Transocean, 2019.

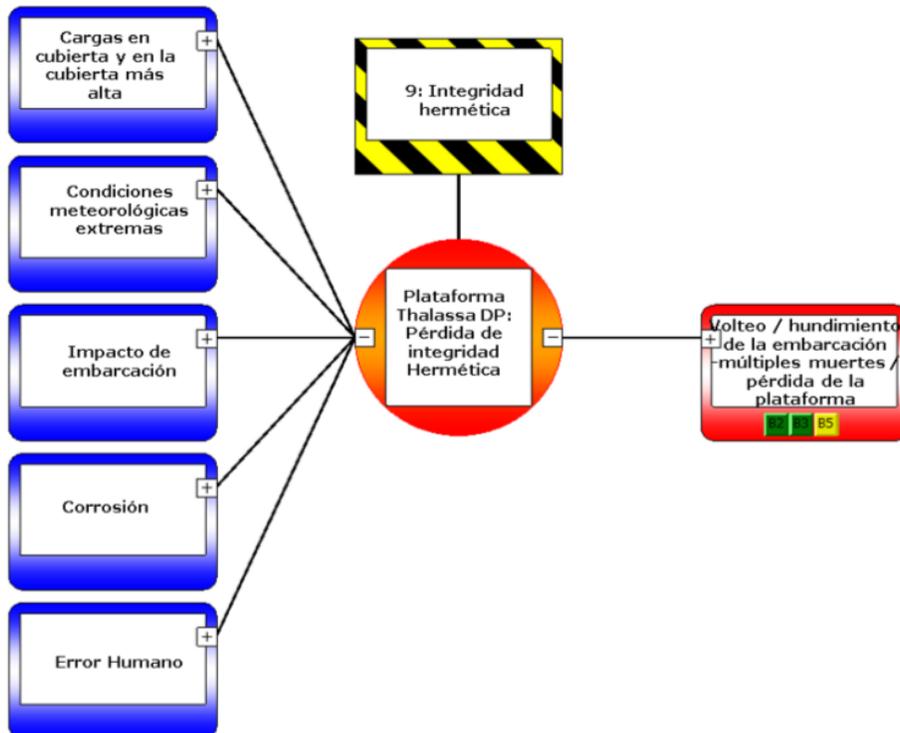


Figura 3-5. Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad.



Fuente: Transocean, 2019.

Figura 3-6. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética.



Fuente: Transocean, 2019.



3.1 Recomendaciones Técnico-Operativas

A continuación se listan una serie de barreras del personal (gente), de la instalación (planta) y del proceso, que Shell adoptará para reducir la probabilidad de sucedan los eventos de riesgo identificados.

1. Mantenimiento de Sobrebalance Hidrostático - Controlar la densidad del fluido de perforación para mantener una presión hidrostática en el pozo mayor a la presión de formación a fin de mantener el control del pozo.
2. Respuesta de Control (golpe de presión o brote) del Pozo – procedimientos a seguir claramente definidos, comunicados, y probados en caso de una situación de golpe de presión o brote.
3. Sistema de Preventores BOP submarinos con el mantenimiento correcto, certificado, y probado de manera rutinaria, a fin de mantener el aislamiento del pozo.
4. Selección y Gestión de Equipos y Servicios – procedimientos de adquisición robustos que garanticen que los equipos contratados cuenten con estándares de diseño, construcción, e instalación adecuados, cumpliendo con la regulación aplicable y estándares comunes de la industria.
5. Preparación para Condiciones Meteorológicas Adversas/Extremas – pronóstico de clima para evaluar y predecir condiciones que excedan los límites de operación y que permitan un paro de operaciones planeado. Contar con servicios de pronóstico del tiempo o estaciones de monitoreo del clima.
6. Inspección de Buques – procesos de aseguramiento marino que garanticen que los buques contratados sean seguros y que cumplan con todas las regulaciones aplicables y estándares comunes de la industria.
7. Sistemas de Posicionamiento Marino – sistemas de control de anclaje, remolque, y posicionamiento para la MODU y OSVs/FSV. Sistema de alarmas para notificar a la tripulación cuando las capacidades de posicionamiento se encuentren comprometidas.
8. Procesos del Puente del Buque - inspección de la competencia, certificación y conformidad de la tripulación con relación a procedimientos críticos.
9. Administración de Movimientos del Buque – control, por medio de operaciones simultáneas de los movimientos del buque para reducir la probabilidad de colisión; por ejemplo, la implementación de una política de zona de seguridad de navegación y sobrevuelo de 500 m o un acercamiento controlado de los buques auxiliares.
10. Sistema de Permisos de Trabajo – sistema de seguridad integrado para controlar operaciones peligrosas, como trabajos en caliente, maniobras de izaje, trabajos en altura, etc.
11. Régimen de Mantenimiento (Sistema de Gestión de Garantía de Competencia) – operación segura, inspección, y mantenimiento de equipos mecánicos y sistemas, en cumplimiento con las recomendaciones originales del fabricante del equipo. Garantizar que el equipo de respuesta a emergencias y de contención de derrames sea inspeccionado rutinariamente, reciba mantenimiento, sea probado operacionalmente, y esté disponible en caso de requerirse.
12. Objetos que Puedan Caer (al mar) – correcta capacidad de carga de las grúas utilizadas y del diseño del equipo de perforación, aseguramiento de las competencias del operador, y sistemas de protección mecánica.
13. Régimen de Entrenamiento (Procedimientos de Cumplimiento Marítimo) – implementar entrenamiento y capacitaciones adecuados para el personal, así como actividades prácticas en procedimientos de respuesta a emergencias y prevención, contención, y respuesta ante derrames. Establecer políticas y requisitos explícitos de salud y seguridad para el personal.



14. Planeación de Procedimientos de Operación – Llevar a cabo reuniones con el personal involucrado previo a la ejecución de actividades. Gestionar y evaluar la operación para confirmar su viabilidad sin accidentes o riesgos.
15. Comunicaciones de Emergencia – mantener enlaces directos y sistemas de comunicación de emergencia con las autoridades correspondientes, revisión de los sistemas y rutas de escape así como los sistemas de evacuación. Contar con instrumentación de control para detectar niveles peligrosos de sustancias, adaptar cierres de emergencia y sistemas de alarma.

3.1.1 Medidas de Seguridad

En esta sección se describen algunos de los sistemas de seguridad, tales como equipos o dispositivos con que contará la instalación para la prevención y mitigación de los eventos riesgos identificados.

3.1.1.1 Sistema de extinción de incendios:

Los requerimientos de diseño del sistema de extinción de incendios de la MODU están descritos en la **Sección 1.2 Proyecto Sistema Contra Incendios** y se anexa un plano del Sistema en el **Capítulo 5, Anexo 5.3**. En resumen:

- La MODU estará equipada con un sistema de extinción de incendios que consiste en un sistema de suministro de agua para las áreas principales, y de un sistema de CO₂ (o equivalente) para algunas áreas específicas (*i.e.*, cuarto eléctrico).
- Se proporcionarán extintores portátiles aprobados, el tipo, y número cumplirán con los requerimientos establecidos por las Sociedades de Clasificación de la industria de la navegación.
- El sistema de detección de fuego y gas será controlado desde un área continuamente vigilada, cuarto de control central. La detección activa un sistema de alarma y procedimientos específicos (personal de extinción de incendios, operaciones de paro, reunión, evacuación) que se comunican con todo el personal.

La tripulación entrenada como miembros del equipo de bomberos podrán operar los sistemas de extinción (hidrantes, extintores portátiles) y utilizar equipo de protección personal especializado (*i.e.*, equipo de respiración autónoma). Se llevarán a cabo simulacros recurrentes para mantener la capacidad de respuesta del equipo.

3.1.1.2 Sistemas de Paro de emergencia:

Los sistemas de paro de emergencia se describen en la **Sección 1.4.2.1.2 Paro de Emergencia**.

3.1.1.3 Sistemas de Protección de Presión:

Los sistemas de protección de presión se describen en la **Sección 1.4.2.1.1 Paro de Procesos**.

3.1.1.4 Sistema de Preventores (BOP):

Se activarán una serie de medidas de respuesta para cualquier evento de pérdida de control del pozo tan pronto como sea posible en la práctica y cuando sea seguro hacerlo. Muchas de estas medidas serán desplegadas de manera simultánea para proporcionar una respuesta integral. Este enfoque proporciona un nivel de contingencia en el que, si las medidas de respuesta iniciales llegaran a fallar, habrían otras medidas adicionales disponibles como respaldo.

La primera respuesta de Shell sería intentar aplicar las medidas de intervención directa, enfocada a cerrar el BOP original. El BOP estará equipado con múltiples arietes de corte para proporcionar opciones adicionales de cierre. Shell mantendrá el equipo y las capacidades para realizar una intervención externa en el BOP. Esto incluirá a un especialista del equipo y ROVs que podrán ser desplegados desde un OSVs/FSV o la MODU para proporcionar poder hidráulico al BOP, a fin de cerrar los preventores directamente. La **Sección 1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones (BOP)** contiene más detalles acerca de la estructura y operación del BOP. Se estima que la respuesta de intervención de un BOP tome entre 2 días y 5 días.



3.1.1.5 Contención de Derrame por Liberación No Controlada de Hidrocarburos:

Como parte del proceso de autorización del SASISOPA, Shell presentó ante la ASEA un Programa de Implementación del SASISOPA, que incluye elementos de respuesta a emergencias, incluyendo respuesta a derrames (Liberación no Controlada de Hidrocarburos), basándose en el Plan integral de Respuesta ante Derrames (PRD), en conformidad con el Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas Potencialmente Peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas (SEMAR, 2016). El PRD es un plan que describe las acciones apropiadas para limitar la contaminación de cualquier derrame de hidrocarburos (ver Sección 6.6.9 de la MIA). Será complementario al SOPEP y podrá estar relacionado con planes complementarios, tales como el Plan de Control del Pozo (PCP). El PCP establece los procedimientos y responsabilidades para lidiar con brotes o reventones del pozo, y los métodos a utilizar, así como los niveles de capacitación requeridos para que el personal de la MODU reconozca ambos.

El PRD es el documento operacional preparado en caso de un derrame de hidrocarburos o de alguna sustancia peligrosa para:

- Permitir la identificación de la estructura organizacional y recursos a tomar en cuenta en el esfuerzo de respuesta, particularmente para las acciones de respuesta iniciales;
- Garantizar que los esfuerzos de respuesta desplegados son los más adecuados para la evaluación inicial del incidente y los recursos identificados como potencialmente en riesgo; y
- Mitigar las consecuencias generales del derrame.

El PRD cubre todas las actividades asociadas con la perforación costa afuera del pozo, considerando las operaciones realizadas en la MODU. Se consideran las fugas de líquidos tales como crudo, diésel y sustancias peligrosos.

El PRD está preparado y organizado para proporcionar información útil y necesaria, así como documentos guía para:

- La brigada de respuesta inicial
- La persona a cargo en sitio
- El Equipo de Manejo de Incidentes de Shell

El PRD cubre cualquier derrame de crudo, diésel o sustancia peligrosa para establecer las respuestas adecuadas, incluyendo, pero no limitadas a:

- Seguridad
- Evaluación del Derrame
- Vigilancia
- Control de la Fuente
- Contención y Recuperación Costa Afuera
- Contención y Recuperación Costera
- Manejo y Disposición de Residuos

En caso de un reventón del pozo, se activará el Plan de Control de la Fuente. El Plan de Control de la Fuente presenta las actividades de respuesta enfocadas a asegurar la fuente, mientras que las acciones del PRD se enfocan en los hidrocarburos derramados.



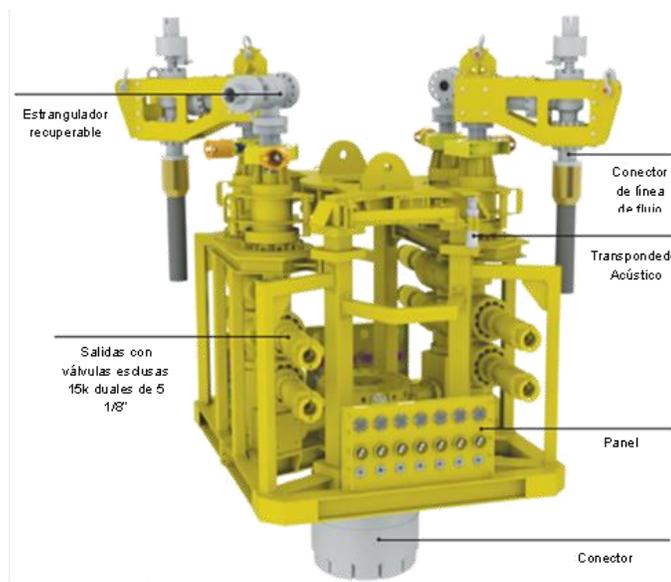
3.1.1.6 Sistema de Contención de Pozo (Capping Stack):

Las operaciones de contención son el primer paso importante para recuperar el control del pozo. El sistema de contención, o “capping stack”, es la pieza central de un sistema de contención que se mantiene disponible en una ubicación en tierra. Solo se implementa después de que el BOP no haya cumplido su propósito y se haya producido un reventón de pozo. Un “capping stack” (**Figura 3-1**) es una pieza de equipo que se coloca sobre el pozo reventado como un tapón. Su propósito es detener o redirigir el flujo de hidrocarburos y ganar tiempo para que los ingenieros puedan sellar permanentemente el pozo.

Shell tiene acceso al Kit de Respuesta a Incidentes Submarinos (SIRT, por sus siglas en inglés) a través de Oil Spill Response Limited (OSRL) que contiene herramientas para inspección del sitio, equipos de limpieza de escombros con cortador, y herramientas para enganchar y acceder al BOP cuando sea necesario. El SIRT puede volar desde Brasil o Noruega en pocos días. En caso de ser necesario cortar el riser, se movilizará un cortador de un proveedor como Trendsetter en Houston.

Para el caso de un reventón, el “capping stack” será transportado a México por vía aérea, utilizando una aeronave AN-124. El “capping stack” se desplegará mediante el uso de una grúa de 250/400 toneladas montada en un buque o un marco sobre el mandril del BOP o en el cabezal del pozo. Las operaciones de contención para recuperar el control del pozo se planean que tengan una duración de menos de 30 días.

Figura 3-1. Sistema de Contención de Pozo (Capping Stack).



Fuente: Oil Spill Response, 2018.

3.1.1.7 Pozo de Alivio

A medida que se realizan las operaciones de contención del pozo, se realizan Operaciones Simultáneas (SIMOPS, por sus siglas en inglés) para perforar un pozo de alivio. Un pozo de alivio es un pozo secundario que se perfora con la intención de intersectar el pozo principal a una distancia predeterminada por debajo del lecho marino. La ubicación del pozo de alivio debe estar a una distancia mínima segura del lugar del pozo principal para garantizar operaciones seguras de perforación y evitar interferencias con las operaciones de contención del pozo. El propósito del pozo de alivio es cerrar permanentemente el pozo reventado bombeando agua salada, lodo, y concreto hacia el pozo principal.



El pozo de alivio se perforaría utilizando un plan de ejecución similar a un pozo estándar. Por lo general, un pozo de alivio se perfora como un agujero vertical hasta un punto de desviación planificada (“kick-off”), donde se gira hacia el pozo principal utilizando tecnología y herramientas de perforación direccional. Shell cuenta con especialistas internos que pueden diseñar el pozo de alivio y las operaciones de cierre.

3.2 Barreras Preventivas y de Mitigación

En este apartado se enlistan las barreras preventivas consideradas por el promovente encaminadas a disminuir la probabilidad de ocurrencia de cada uno de los eventos de riesgo identificados, así como las barreras de mitigación seleccionadas e identificadas para respuesta a emergencia y disminuir el daño al medio ambiente.

R1: Liberación de gas poco profundo (Bowtie 1a).

Se contará con/realizará:

- Barreras de prevención:

- Estudio sísmico de poca profundidad.
- Análisis de estudios de riesgos geológicos utilizando los datos sísmicos reprocesados para seleccionar la ubicación del pozo. A partir del programa de operaciones de los pozos se señalará si existe algún área en la cual el gas poco profundo pueda ser encontrado y detallará las responsabilidades de los miembros de la tripulación.
- Revisión de datos de pozos vecinos.
- Programa de pozo aceptado/aprobado y distribuido.
- Perforación de pozo en papel (DWOP, por sus siglas en inglés) en tierra antes de la plataforma en la ubicación.
- Plan de gas poco profundo.
- Documentos de enlace de interface.
- Reunión Pre-perforación.
- Procedimiento de gas poco profundo.
- Criterios operativos específicos del pozo (WSOC, por sus siglas en inglés).
- Instrucciones para el cliente dadas en cada etapa del pozo.
- Órdenes permanentes para perforadores.
- Perforar agujero piloto.
- Programa de Aseguramiento de Competencias del Operador de Posicionamiento Dinámico (DPO) (DP-CAP, por sus siglas en inglés).
- Movimiento de la plataforma/plan de viaje.
- Reuniones de pre-movimiento de plataforma.
- Ejecución de mover plataforma/Plan de viaje.

- Barreras de mitigación:

- Programa de Aseguramiento de Competencias del DPO (DP-CAP)
- Lodo premezclado disponible para matar (Manual de control de pozos).
- Procedimientos de gas poco profundo.
- Criterios operativos específicos del Pozo.
- Seguridad & Plan de Respuesta a Emergencias (SERP, por sus siglas en inglés).



R2: Liberación no controlada de hidrocarburos durante las actividades de perforación (Bowtie 1b).

Se contará con /realizará:

- Medidas de prevención:

- Programa de Aseguramiento de Competencias (DP-CAP).
- La evaluación de la integridad del pozo: tubería de revestimiento, cemento, barrenas mecánicas etc.
- Políticas y procedimientos de operación (Planeación) del pozo.
- La perforación y terminación del pozo en papel.
- Reunión previa la perforación.
- Ejecución del programa de pozos.
- Procedimientos de Perforación/meter y sacar tubería.
- Procedimiento de identificación y manifestación.
- Procedimiento de control de pozos.
- Procedimiento de perforación.
- Perforaciones de control de pozos llevadas a cabo con el personal del equipo de perforación y terceros relevantes.
- Manual de control de pozos que incluye el procedimiento para perforaciones de control de pozos elevados a cabo por personal del equipo de perforación y terceros relevantes, así como el procedimiento para abrir completamente la válvula de seguridad en su lugar para asegurar la tubería de perforación.

- Medidas de mitigación:

- Programa de Evaluación y Competencias de los Perforadores (D-CAP, DP-CAP) y Supervisores Submarinos (S-CAP, por sus siglas en inglés).
- Control de equipos y personal de terceros (apagar las fuentes de ignición).
- Criterios operativos específicos de cada pozo
- Plan de Respuesta a Emergencias (ERP, por sus siglas en inglés).
- Documentos de enlace de interface.

R3: Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro de pozos (Bowtie 1c).

Se contará/realizará con:

- Medidas de prevención:

- Programa de Aseguramiento de Competencias (DP-CAP).
- La evaluación de la integridad del pozo: tubería de revestimiento, cemento, barrenas mecánicas etc.
- Planeación del programa de pozos.
- Reuniones previas a la perforación.
- Programa de pozos.
- Procedimientos de tubería flexibles seguidos.
- Procedimientos de línea de acero seguido.
- Procedimiento de control de pozos.
- Personal capacitado que opere el sistema.
- Proceso de aprobación para instalar y operar (Lista de control de terceros).
- Cortes de prueba realizados en tubería flexible.
- Una tasa de ejecución decidida como parte del programa de pozo.
- Parámetros operacionales decididos como parte del programa de pozos.

- Medidas de mitigación:

- Programa de Aseguramiento de Competencias del DPO (DP-CAP).



- Criterios operativos específicos de cada pozo.
- Seguridad & Plan de Respuesta a Emergencias.
- Control de equipos y personal de terceros (apagar diferentes fuentes de ignición).

R4: Pérdida de posición. (Bowtie 5).

Se contará con/realizará:

- Medidas de prevención:

- Programa de Aseguramiento de Competencias del DPO (DP-CAP).
- Certificación de Seguridad mínimo para el personal autorizado a bordo.
- Pronóstico del tiempo.
- Procedimiento inminente con clima adverso/extremo.
- Plan de evacuación en caso de huracán/tifón.
- Pozo hecho bajo control del clima adverso/extremo inminente.
- Preparación para abrir el pozo.
- Manual de procedimientos de cumplimiento marítimo.
- Manual de operación de pozos.
- Criterios operativos específicos del pozo.
- Equipo de posicionamiento proporcionado por el cliente.
- Manual de cumplimiento marino.
- Plan SIMOPS del cliente.
- Sistema DP & Plan SIMOPS para mover plataforma, Gestión de Cambios (MoC, por sus siglas en inglés)
- Procedimiento de recuperación de apagón.
- Simulacros de apagón.
- Proceso de aseguramiento marítimo del cliente.

- Medidas de mitigación:

- Comunicación de emergencia.
- Programa de Aseguramiento de Competencias del DPO (DP-CAP).
- Personal autorizado a bordo según el Certificado de Seguridad Mínimo.
- Criterios operativos específicos del pozo.
- Plan de Respuesta a Emergencias.
- Programa de aseguramiento de la competencia del perforador.
- Programa de evaluación de la competencia de los supervisores submarinos.

R5: Pérdida de estabilidad (Bowtie 8).

Se contará con/realizará:

- Medidas de prevención:

- Programa de Aseguramiento de Competencias del (DP-CAP).
- Certificación de Seguridad mínimo para el personal autorizado a bordo.
- Gestión de cargamento de cubierta y distribución de carga.
- Operador de procedimiento dinámico informado antes del movimiento de cambios sustanciales.
- Control constante de escorar y equilibrar.
- Cálculos de estabilidad registrados y no registrados.
- Inspección de peso muerto.
- Correcciones del faro.
- Informe de clase/inspecciones.
- Los buques que no son DP operan a favor del viento y de la corriente descendente.



- Vigilante.
- Comunicación de la posición de la plataforma en los avisos de navegación.
- Plan de Respuesta Regional (RRP, por sus siglas en inglés) para actividades de operación marina especializada con zona de 500 m.
- Verificación del sistema de seguridad de la embarcación antes de entrar en la zona de 500 m.
- Sistema DP & Plan SIMOPS para Mover Plataforma & MoC.
- Pronóstico del tiempo.
- Procedimiento inminente contra clima adverso/extremo.
- Plan de evacuación para Huracán/Tifón.
- Pozo bajo clima adverso/extremo inminente.
- Preparación para abrir el pozo.
- Seguimiento de manual de procedimientos de cumplimiento marítimo.
- Seguimiento de manual de operaciones de pozos.
- Criterios operativos específicos del pozo.

- Medidas de mitigación:

- Programa de Aseguramiento de Competencias del DPO (DP-CAP).
- Plan de Respuesta a Emergencias.
- Plataforma diseñada bajo criterios de estabilidad de daños y estabilidad positiva.

R6: Pérdida de integridad hermética (Bowtie 9).

Se contará con/realizará:

- Medidas de prevención:

- Certificación de Seguridad mínimo para el personal autorizado a bordo.
- Programa de Aseguramiento de Competencias (DP-CAP).
- Procedimiento inminente contra clima adverso/extremo.
- Monitoreo del pronóstico del tiempo.
- Plan de evacuación para Huracán/Tifón
- Pozo bajo clima adverso/extremo inminente.
- Preparación para abrir el pozo.
- Embarcación en espera (si aplica).
- Los buques que no son DP operan a favor del viento y de la corriente descendente.
- Vigilante.
- Comunicación de la posición de la plataforma en los avisos de navegación.
- Mantenimiento continuo de la estructura de la plataforma.
- Mantenimiento, inspección y pruebas de la estructura interna y externa según el sistema de mantenimiento planeado.
- Gestión de carga en cubierta y distribución de carga.
- Monitoreo constante de los ajustes del equilibrio.
- Aseguramiento de carga en cubierta correctamente asegurada para condiciones climatológicas adversas.
- Seguimiento de manual de procedimientos de cumplimiento marítimo.
- Seguimiento de manual de operaciones de pozos.
- Criterios operativos específicos del pozo.
- RRP para actividades de operación marina especializada con zona de 500 m.
- Verificación del sistema de seguridad de la embarcación antes de entrar en la zona de 500 m.
- Proceso de aseguramiento marítimo del cliente.
- Sistema DP & Plan SIMOPS para Mover plataforma & MoC.
- Inspección de conservación del casco.
- Reconocimiento/inspecciones de categoría.

- Medidas de mitigación:



- Programa de Aseguramiento de Competencias del DPO (DP-CAP).
- Personal autorizado según el certificado de seguridad mínimo de tripulación.
- Gran estabilidad positiva y criterios de estabilidad de daños por diseño.
- Seguir el Manual de Operaciones Marinas.
- Seguridad & Plan de Respuesta a Emergencias.

Adicionalmente a las barreras preventivas y de mitigación, el proyecto cumplirá y/o realizará las siguientes actividades:

1. Se cumplirá con el Artículo 17 de las “Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos en Materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa, y Protección al Medio Ambiente para Realizar las Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración, y Extracción de Hidrocarburos”, y se presentará ante ASEA el presente Análisis de Riesgo detallado de la ingeniería de detalle del Proyecto.
2. Cumplirá con la Sección IV (Perforación) y la Sección VII (Manejo de Fluidos de Perforación) de las Disposiciones Administrativas de Carácter General que Establecen los Lineamientos en Materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa, y Protección al Medio Ambiente para Realizar las Actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos (DOF, 2019).
3. Se diseñará de tal manera que todas las zonas permeables penetradas por el pozo, que contengan hidrocarburos o agua a presión, estén aisladas del ambiente superficial por un mínimo de dos barreras (se puede implementar una barrera de fluidos única durante las etapas iniciales de la construcción del pozo). Para las fases de perforación con riser, una barrera de fluidos única puede ser utilizada en combinación con presión superficial aplicada a través de un Equipo de Perforación con Presión Controlada. Para las secciones sin riser, un estudio de riesgos someros se debe llevar a cabo antes de la perforación.
4. Se verificará la efectividad de las barreras primarias y secundarias, de acuerdo a las especificaciones determinadas en el programa de diseño de pozo.
5. Aplicará los requerimientos de Ingeniería de Control de Pozos de Shell para una barrera de fluidos compuesta de fluidos de perforación con una densidad, composición, y volumen adecuados a fin de contrarrestar la presión del pozo y las zonas de sobrepresión cuando se perfore. Para las secciones de perforación con tubo ascendente, la barrera de fluidos puede ser complementada con presión superficial aplicada a través de un Equipo de Perforación con Presión Controlada.
6. Realizará pruebas submarinas de las especificaciones y función/presión del BOP, en cumplimiento con la configuración de BOP descrita en el Estándar API 53 4^{ta} Edición (API, 2012).
7. Previo a cualquier actividad de perforación, se llevará a cabo un estudio de riesgos y peligros de poca profundidad para cada sitio de pozo propuesto.
8. El Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (PRD) específico para el Proyecto, deberá alinearse con la información correspondiente a la autorización del SASISOPA, dentro del Protocolo de Respuesta a Emergencias y que en este momento se encuentra en proceso de revisión y en su caso autorización por parte de la ASEA.
9. Contará con el equipo adecuado de contención y limpieza de derrames (de acuerdo con los requerimientos del PRD) para derrames a pequeña escala deberá estar disponible en la MODU.
10. Shell se alineará con el Programa de Implementación del SASISOPA, que incluye elementos de planeación para la respuesta a emergencias, entre ellos programación de capacitación al personal.
11. Se asegurará de que el Plan de Vinculación con Actores de Interés comunique las medidas de respuesta a derrames de hidrocarburos antes mencionadas a los actores de interés relevantes, a fin de minimizar la



percepción de riesgos potenciales relacionados con algún impacto ambiental. Las actividades de consulta que se lleven a cabo en un futuro también abordarán dichas preocupaciones potenciales, proveyendo información significativa a los actores de interés, recalcando el cumplimiento de las mejores prácticas de Shell y de los estándares internacionales respecto a la administración social y a las políticas de protección ambiental.

Shell auditará la MODU y cada OSVs/FSV antes de firmar un contrato, a fin de garantizar que se encuentren equipados para cumplir con las leyes y regulaciones mexicanas e internacionales. La estrategia de contratación del Proyecto deberá tomar en cuenta el desempeño en seguridad, salud, y medio ambiente de las MODUs y OSVs/FSV disponibles.



4 Resumen

4.1 Resumen de la Situación General que Presenta el Proyecto en Materia de Riesgo y Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental

Este Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) presenta la identificación y evaluación de riesgos potenciales asociados a las actividades de perforación del Pozo Tipo en aguas profundas en el Área Contractual en Cuenca Salina en el Golfo de México, cuya perforación se espera realizar durante el primer trimestre de 2020 (entre enero y marzo). Así mismo, describe las metodologías y las herramientas utilizadas para la identificación de peligros, evaluación de eventos de riesgo y análisis de barreras preventivas y de mitigación. Dichos métodos consistieron en el proceso HAZID (identificación de peligros), evaluación de riesgos con Matriz RAM de Shell y diagramas Bowtie (barreras preventivas y de mitigación). Como bases del diseño y de operación, Shell prevé utilizar un buque de perforación (MODU) de la generación DSME 12000 de Transocean, en torno al cual, los riesgos potenciales fueron identificados y evaluados. Los eventos de riesgo evaluados en el presente ERA constituyen la liberación de gas poco profundo (previo a operaciones) y la liberación no controlada de hidrocarburos (durante las operaciones de perforación) en el lecho marino; así como la pérdida de posición, estabilidad y de integridad hermética del buque de perforación, lo que podría traer como consecuencia la explosión, el incendio (dardo de fuego) y la generación de nube tóxica (en caso de encontrarse H_2S en el yacimiento) que pudieran suceder a nivel del buque de perforación debido a una falla en el riser o a la pérdida de control del pozo.

Debido a la ubicación del Proyecto (costa afuera), se realizó un análisis cualitativo de la susceptibilidad de riesgo por eventos meteorológicos y oceanográficos adversos que pudieran afectar a la MODU, a partir del cual se concluyó un nivel de susceptibilidad muy bajo para mareas y tsunamis debido al limitado rango (mareas) y la extremadamente baja probabilidad de ocurrencia (tsunamis). Debido a la presencia de eventos extremos como huracanes y Nortes, para el caso de viento, corrientes y oleaje, se concluyó una susceptibilidad media. Sin embargo, dada las medidas preventivas y de seguridad que se adoptarán en las actividades de perforación, se pretende reducir el nivel de susceptibilidad de dichos fenómenos.

A partir de los seis eventos de riesgo identificados, se definieron cuatro escenarios de simulación, derivados de una falla en el riser o pérdida de control de pozo. Para cada escenario, se realizó la modelación de las zonas de protección en torno a las instalaciones para eventos de radiación térmica, sobrepresión y toxicidad a través del software PHAST, así como para la determinación de la trayectoria y destino de la liberación no controlada de hidrocarburos al mar a través del software OILMAP.

Para los escenarios modelados con PHAST como producto de una falla en el riser, los radios de radiación térmica por alto riesgo a equipos (37.5 kW/m^2) presentaron radios de 1 m a 29 m, la zona de alto riesgo (5 kW/m^2) se extiende desde los 46 m a los 61 m y la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) desde los 91 m hasta los 98 m, siendo los radios mayores correspondientes a la mayor velocidad del viento modelada (10 m/s) y los radios menores correspondientes a la menor velocidad de viento modelada (2 m/s). En el caso de los radios de afectación por sobrepresión, la zona de alto riesgo a equipos (10 lb/pulg^2 y 3 lb/pulg^2) fue de 53 m y 123 m para límite superior e inferior, respectivamente; la zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) fue de 277 m y la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg^2) de 511 m, la cual es ligeramente mayor al radio de la zona de seguridad para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras. Finalmente, para el escenario de toxicidad de la mezcla por la probable presencia de H_2S , el mayor radio de la zona de alto riesgo (100 ppm) fue de 101 m para 10 m/s, y el mayor radio de la zona de amortiguamiento (15 ppm) de 595 m a 2 m/s para STEL y 872 m a 2 m/s para TWA. Cabe señalar, que la modelación de los eventos se realizó considerando las condiciones atmosféricas predominantes, sin embargo, la extensión real de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento pudiera variar debido a las condiciones al momento del incidente, (e.g. dirección de la fuga y velocidad del viento). Debido a la localización costa afuera del Proyecto, se concluyó que las zonas de afectación no constituyen una interacción de riesgo con otras instalaciones, y solamente tendrían afectaciones sobre la fuerza laboral del Proyecto o la infraestructura (MODU y buques de suministro del Proyecto).



Para los escenarios modelados con OILMAP, como producto de un descontrol o reventón de pozo, que causa la liberación no controlada de hidrocarburos, se obtuvieron los resultados en términos de probabilidad de la presencia de hidrocarburos en la costa y tiempos mínimos de arribo; el cual pudiera suceder entre un lapso de 10 días y 15 días después del evento. Los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos fueron utilizados para identificar el tiempo de llegada del peor escenario para áreas sensibles. Con base en los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos, durante la temporada de lluvias y de secas, el hidrocarburo liberado tuvo una probabilidad similar de llegar a los ecosistemas costeros en un tiempo aproximado de 10 días a 15 días.

Durante la temporada de lluvias, la superficie marina con mayor probabilidad (75%-100%) de presencia de hidrocarburos estuvo limitada a aproximadamente 192 km al noroeste del Pozo Tipo, con probabilidades ligeramente más bajas (50%-75%) que alcanzan hasta 415 km en la misma dirección. La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40%-50%) se localizó al oeste y noroeste del punto de liberación y los tiempos mínimos de arribo se encontraron entre los primeros 10 días a 15 días.

Durante la temporada de secas la superficie marina con mayor probabilidad (75%-100%) de presencia de hidrocarburos estuvo limitada a aproximadamente 226 km al oeste del sitio de liberación, con probabilidades ligeramente más bajas (50%-70%) que alcanzaron hasta 335 km hacia el noroeste. La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40%-50%) se localizó al oeste y suroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo se encontraron entre los primeros 10 días a 15 días.

Los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos fueron utilizados para identificar el tiempo de llegada del peor escenario para áreas sensibles: Regiones Marinas Prioritarias (RMPs), Sitios Marinos Prioritarios (SMPs), Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs), Áreas Naturales Protegidas (ANPs), Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAs), Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar) y Unidades de Gestión Ambiental (UGAs). De estos sitios, las ANPs y los Sitios Ramsar fueron priorizados debido a su nivel de protección legal. El Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan presentó la probabilidad más alta de presencia de hidrocarburos en la superficie marina durante ambas temporadas; durante la temporada de secas, esta misma ANP presentó la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa, seguida por Los Tuxtlas, mientras que, para la temporada de lluvias, la ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo tuvo la mayor probabilidad de arribo en la costa seguida de Playa Rancho Nuevo.

Siete sitios Ramsar presentaron probabilidades de arribo de hidrocarburos a sus costas, aunque la probabilidad de que esto ocurra varió según el sitio y la temporada. Durante la temporada de secas, el sitio los Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan tuvieron la mayor probabilidad de arribo en la costa. Durante la temporada de lluvias, el Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre fue el sitio con mayor probabilidad. La mayoría de los tiempos de arribo de hidrocarburos a las áreas protegidas se encontraron dentro del rango de los 10 días a 15 días. La descripción del impacto de los hidrocarburos en las especies dentro del área potencialmente impactada incluyó tortugas, aves y mamíferos marinos.

En lo que respecta a las RMPs, el Giro Tamaulipeco presentó una probabilidad mayor al 90% de la presencia de hidrocarburos en la superficie del mar, rebasando el umbral de espesor establecido. El SMP Lagunas Pueblo Viejo-Tamiahua presentó la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa durante la temporada de secas, mientras que en la temporada de lluvias la mayor probabilidad corresponde a la Laguna Madre. En lo que respecta a las RTPs, ninguna tiene probabilidad de presencia de hidrocarburos en superficie marina debido a su condición geográfica, sin embargo, la Laguna Tamiahua presentó una probabilidad del 58% en temporada de secas mientras que la Laguna Madre obtuvo un 57.9% de probabilidad durante la temporada de lluvias. En el caso de las AICAs, Los Tuxtlas y la Laguna Madre presentaron la mayor probabilidad de arribo en temporada de secas y de lluvias, respectivamente. A pesar de que las UGAs no corresponden a áreas sensibles, se consideraron para una completa evaluación de la protección ambiental y se determinó que las mayores probabilidades de presencia de hidrocarburos en la superficie marina fueron para la UGA 183 y 184 en ambas temporadas, mientras que las mayores probabilidades de arribo a las costa corresponden a las UGA 11,160 y200 en temporada de secas y UGA 2 y 158 en temporada de lluvias.



Una vez derramado el hidrocarburo, este experimenta diversos cambios químicos y físicos, algunos de los cuales da lugar a su eliminación de la superficie del agua o su persistencia, estos cambios dependerán del entorno marino, tales como la cantidad derramada, tipo de hidrocarburo, condiciones climáticas y marinas entre otras. Finalmente, los escenarios modelados de liberación de hidrocarburos al mar corresponden a eventos extraordinarios que no se espera que ocurran dentro de la vida útil de las instalaciones, ya que presentan una probabilidad de ocurrencia extremadamente baja (0.012%), además de que Shell contará con todas las medidas de seguridad apegadas a los más altos estándares de seguridad en la industria necesarias para disminuir la probabilidad de ocurrencia de dichos eventos.

Finalmente, se diseñaron diagramas de tipo Bowtie (**Capítulo 3**) en los cuales se especifican las barreras preventivas para reducir la probabilidad de que ocurra alguno de los escenarios modelados, así como las barreras de mitigación de los impactos resultantes de la ocurrencia de un Evento de Riesgo para evitar que escale a una consecuencia de mayor severidad. Los Bowties presentados corresponden a la liberación de gas poco profundo, la liberación no controlada de hidrocarburos por presencia de flujo de formación durante operaciones de perforación; la liberación no controlada de hidrocarburos durante operaciones de registro de pozo; pérdida de posición, estabilidad e integridad hermética de la MODU.

El presente ERA concluye que la probabilidad de un daño ambiental a largo plazo, provocado por una liberación no controlada de hidrocarburos por falla de riser o pérdida de control de pozo, es extremadamente poco probable. Los procedimientos de identificación de peligros, evaluación de riesgos (**Capítulo 1, Sección 1.5**), así como la identificación de las barreras preventivas y de mitigación (**Capítulo 3**), administran y reducen eficazmente el riesgo de incidentes dañinos.



4.2 Informe Técnico

4.2.1 Sustancias Involucradas en la Simulación de Escenarios de Riesgo

Modelo	Nombre químico de la sustancia (IUPAC) *	No. CAS*	Gravedad Específica	Flujo	Diámetro de la tubería	Presión	Tiempo de liberación	Descripción de la trayectoria
PHAST	Crudo medio	N/A*	0.876	13.60 kg/s	488.95 mm / 19.25 pulg	10,700 (lb/pulg ²)	Dardo de fuego:3600 s Explosión: 60 s**	Vertical
OILMAP				100,000 bbl/día	12.4 pulg		30 días***	

*En el Capítulo 1 se proporcionaron las Hojas de Seguridad para el Crudo Istmo como ejemplo, sin embargo, la composición del crudo (hidrocarburo/gas) utilizados en las simulaciones resultaron a partir de la estimación del yacimiento.

** Tiempo típico de acumulación de masa de atmósfera explosiva

***Peor escenario posible

4.2.2 Historia de Accidentes e Incidentes

Año	Ciudad o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación a componentes ambientales
1964	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	En bloque 208 de <i>Continental Oil</i> ubicado a 48 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 94 ft) se produjo un derrame, incendio y daños materiales a la Plataforma A y buque de carga por impacto.	Impacto a plataforma por buque de carga.	Derrame 2,559 bbl de crudo al mar.
1964	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	Cinco plataformas de la compañía <i>Even Total</i> , fueron destruidas lo cual provocó un derrame de crudo.	Huracán Hilda	Derrame 11,869 bbl de crudo al mar.
			Crudo	Las Plataformas A, C y D de <i>Continental Oil</i> del bloque 208 ubicado a 48 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 55 ft) fueron destruidas por un descontrol de pozo, lo que provocó un derrame de crudo.	Descontrol de pozo.	Derrame 5,180 bbl de crudo al mar.



Año	Ciudad o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación a componentes ambientales
			Crudo	La Plataforma B de <i>Signal O&G</i> del bloque SS 149 ubicado a 33 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 55 ft) fue destruida por un descontrol de pozo que duró 17 días y provocó un derrame de crudo.	Descontrol de pozo.	Derrame 5,100 bbl de crudo al mar.
			Crudo	La Plataforma A de <i>Tenneco Oil</i> del bloque SS 199 ubicado a 44 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 102 ft) fue destruida lo que provocó un derrame de curdo.	Pérdida de contención de tanque de almacenamiento.	Derrame 1,589 bbl de crudo al mar.
1965	Estados Unidos	Pozo de perforación	Crudo	Derrame por descontrol de pozo que duró ocho días en bloque SS 29 de <i>Pan Americana</i> ubicado a seis millas de la costa (profundidad del tirante de agua 190 ft).	Descontrol de pozo durante la perforación.	Derrame 1,688 bbl de crudo al mar.
1969	Estados Unidos	Pozo de perforación	Crudo	Derrame por descontrol de pozo A-21 de <i>Union Oil</i> ubicado en el bloque 6B 5165 de Santa Barbara Channel ubicado a 6millas de la costa (profundidad del tirante de agua 190 ft).	Descontrol de pozo durante la perforación.	Derrame 50,000 bbl de crudo al mar e infiltración de 30,000 bbl a lo largo de varias décadas. Murieron cerca de 4,000 aves y el crudo alcanzo la costa.
1969	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	Una plataforma de <i>Mobil Oil</i> ubicado en el bloque SS 72 ubicado a seis millas de la costa (profundidad del tirante de agua 30 ft) fue golpeada por un barco de suministro, que ocasiono que la plataforma se moviera y cortarà el cabezal del pozo, lo cual provocó un derrame y una explosión.	Impacto en plataforma por barco de suministro.	Derrame 2,500 bbl de crudo al mar.
1970	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	En la Plataforma C de <i>Chevron Oil</i> , ubicada en el bloque MP 41 a 14 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 39 ft) se presentó un incendio por descontrol de 12	Descontrol de pozo.	Derrame 65, 00 bbl de crudo al mar. Una mínima cantidad de crudo alcanzó la costa.



Año	Ciudad o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación a componentes ambientales
				pozos que duraron 49 días, esto provocó una pérdida total de la plataforma.		
1970	Estados Unidos	Plataforma	Crudo y gas	Un descontrol de pozo en la Plataforma B de <i>Shell Oil</i> ubicada en el bloque ST 26 a ocho millas de la costa (profundidad del tirante de agua 60 ft) lo cual produjo una explosión de gas, incendio y derrame por descontrol de pozo que duró 138 días, así como la pérdida de la plataforma cuatro muertes y 36 heridos.	Descontrol de pozo.	Derrame 53,000 bbl de crudo al mar. Una mínima cantidad de crudo alcanzó la costa.
1973	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	En la Plataforma A de Signal O&G ubicada en el bloque WD 79 a 17 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 110 ft) se produjo un derrame de hidrocarburo.	Falla estructural en un tanque de almacenamiento de aceite.	Derrame 9,935 bbl de crudo al mar.
1973	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	En la Plataforma CA de <i>Chevron Oil</i> ubicada en el bloque PL 23 a 15 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 61 ft) se produjo un derrame de crudo.	Hundimiento del compartimiento de almacenamiento de la plataforma.	Derrame 7,000 bbl de crudo al mar.
1979	Estados Unidos	MODU	Diésel	El tanque de almacenamiento de diésel se perforó por contacto con embarcación, lo cual produjo un derrame de diésel.	Agujero en tanque de diésel por contacto con barco.	Derrame 1,500 bbl de crudo al mar.
1980	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	En la Plataforma A de <i>Texaco Oil</i> ubicada en el bloque HI 206 a 27 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 60 ft) se produjo un derrame de crudo.	Incremento en el flujo de un tanque de almacenamiento durante la evacuación de la plataforma por el huracán Jeanne.	Derrame 1,456 bbl de crudo al mar.



Año	Ciudad o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación a componentes ambientales
2005	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	Destrucción de una plataforma y dos sartas de perforación de la compañía <i>Even Total</i> , lo cual provocó un derrame de crudo.	Huracán Jeanne	Derrame 5,066 bbl de crudo al mar.
		Plataforma y Riser	Crudo	El riser y la plataforma propiedad de <i>Forest Oil</i> ubicadas en el bloque EI 314 a 78 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 230 ft) fueron destruidos lo cual, produjo un derrame de crudo.	Destrucción de plataforma y riser.	Derrame 2,000 bbl de crudo al mar.
		Jack-up	Crudo	Se produjo un derrame en el bloque SM 146 de <i>Hunt Petroleum</i> ubicado a 78 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 238 ft) debido a que en un evento extremo las condiciones del tiempo y corrientes superficiales retiraron de su posición a la plataforma Jack-up.	Pérdida de la plataforma Jack-up.	Derrame 1,494 bbl de crudo al mar.
		Jack-up	Crudo	Se produjo un derrame en el bloque SS 250 de <i>Remington O&G</i> ubicado a 69 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 182 ft) debido a un colapso de los cimientos de la plataforma Jack-up.	Colapso de los cimientos de la plataforma Jack-up.	Derrame 1,572 bbl de crudo al mar.
2010	Estados Unidos	DHW Rig	Crudo, gas	En el bloque MC 252 ubicado a 53 millas de la costa (profundidad del tirante de agua 4,992 ft) propiedad de <i>BP E&P</i> se produjo un derrame masivo de crudo, así como una explosión de gas por un descontrol de pozo que duró 87 días. El saldo fueron 11 muertos, múltiples lesionados y pérdida de la plataforma.	Descontrol de pozo.	Derrame 4,900,000 bbl de crudo al mar. Una cantidad considerable de crudo alcanzó la costa, se afectó a la vida marina y se prohibieron las actividades pesqueras en el área.



4.2.3 Identificación y Jerarquización de Riesgos Ambientales

No. de Evento	Riesgo	Accidente Hipotético					Metodología utilizada para identificar el Riesgo	Componentes Ambientales Afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o Dispositivo		
R1	Liberación de gas poco profundo.	✓		✓		Pozo	HAZID	<ul style="list-style-type: none"> Aire: El CH₄ es uno de los gases de efecto invernadero más importantes, después del CO₂, si bien, el tiempo de vida es más corto con respecto al dióxido de carbono, es más potente en la retención de radiación solar.
R2	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación.		✓			Pozo	HAZID	<ul style="list-style-type: none"> Agua: Una vez que ocurre un derrame de hidrocarburos, estos son capaces de afectar directamente la calidad del agua, en función de diferentes procesos de dispersión y disolución de los componentes ligeros (benceno y tolueno) y su paso a través de diferentes etapas de intemperismo. Fauna: El plancton, peces, mamíferos marinos y aves, son los principales organismos afectados por un derrame de hidrocarburos. Costas: Estas zonas corresponden a zonas de alta susceptibilidad a derrames de hidrocarburo debido a la amplia diversidad de hábitats y comunidades que podrían ser afectados.
R3	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo.		✓			Pozo	HAZID	



No. de Evento	Riesgo	Accidente Hipotético					Metodología utilizada para identificar el Riesgo	Componentes Ambientales Afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o Dispositivo		
R4	Pérdida de Posición.	✓		✓	✓	MODU Riser	HAZID	<ul style="list-style-type: none"> Aire: El CH₄ es uno de los gases de efecto invernadero más importantes, después del CO₂, si bien, el tiempo de vida es más corto con respecto al dióxido de carbono, es más potente en la retención de radiación solar (21 veces). En lo que respecta al H₂S, una vez en la atmósfera puede ser oxidado a SO₂, el cual es un gas que afecta la calidad del aire y es responsable de la formación de lluvia ácida, sin embargo, es importante señalar que en caso de que exista la presencia H₂S durante las actividades de perforación, no se consideran emisiones significativas.
R5	Pérdida de Estabilidad	✓		✓	✓	MODU Riser	HAZID	
R6	Pérdida de Integridad Hermética	✓		✓	✓	MODU Riser	HAZID	



4.2.4 Estimación de las Consecuencias

No.	Escenario	Tipo de Liberación		Cantidad Hipotética Liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales No Mitigados*					Programa de Simulación Utilizado	Zonas de afectación					
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Alto Riesgo a equipos		Alto riesgo	Amortiguamiento		
													L.S	L.I			Distancia (m)	
E1	Incendio tipo dardo de fuego producto de una ruptura total de riser de 19.25"Ø.		✓	48,945****	kg	Mezcla Líquido /Gas					✓			PHAST	F2: 1 D5: 9 D10: 29	16 37 42	46 54 61	91 96 98
E2	Explosión producto de una ruptura total de riser de 19.25"Ø.		✓	816**	kg	Mezcla Líquido / Gas					✓			PHAST	53	123	277	511
E3	Formación de nube tóxica a través de una ruptura total de riser de 19.25"Ø (liberación de producto sin ignición).		✓	En función de los tiempos de exposición establecidos para los valores límite (IDLH, STEL y TWA).		Gas					✓			PHAST	N/A		IDLH F2: 86 D5: 99 D10: 101	STEL: 595 TWA: 872 STEL:461 TWA: 577 STEL: 321 TWA:409
E4	Liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo.		✓	3,000,000***	bbl	Mezcla Líquido / Gas	✓							OILMAP	N/A		N/A	N/A

* Efectos Potenciales según la Guía de SEMARNAT

(C) Catastrófico, (G) Grave, (S) Significativo, (R) Reparable y (N) Ninguno

** Masa inflamable previa a la explosión.

*** Estimaciones conservadoras del peor escenario posible por 30 días.

*** Cantidad de masa liberada y consumida por dardo de fuego (3600 s).

N/A: No Aplica.



4.2.5 Criterios Utilizados

No.	Escenario	Condición del Viento		Toxicidad		Explosividad			Radiación Térmica			Otro Criterio
		Velocidad del Viento	Estabilidad Atmosférica	Z.A.R	Z.A.	Z.A.R.E**	Z.A.R***	Z.A****	Z.A.R.E	Z.A.R	Z.A.	
				ppm		lb/pulg ²			kW/m ²			
E1-E3	Escenario de dardo de fuego, explosión y nube tóxica de producto de una ruptura total de riser de 19.5"Ø.	2 m/s	F	IDLH*: 100	STEL: 15 TWA: 10	3 – 10	1	0.5	37.5-12.5	5	1.4	Temp. amb: 20 °C, 25°C
		5 m/s	D									Temp. Descarga: 11.6°C
		10 m/s	D									Humedad Relativa: 70%
No.	Escenario	Umbral de modelación de derrame de hidrocarburos		Temporadas modeladas			Prof. de liberación	Temperatura de descarga				
E4	Liberación de hidrocarburos por reventón de pozo.	0.01 mm	0.1 mm	Lluvias (abril-septiembre)		Secas (octubre-marzo)	2,192 m	107°C				

*IDLH: Peligro Inmediato para la vida y salud para el H₂S

**Z.A.R.E: Zona de alto riesgo a equipos

***Z.A.R: Zona de alto riesgo

****Z.A: Zona de amortiguamiento



5 Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan la Información Señalada en el Estudio de Riesgo

Contenido:

NOTA: El contenido de este capítulo se presenta solamente en formato digital.

5.1 Formatos de Presentación

5.1.1 Plano Ejemplo de la MODU (Buque de Perforación)

5.1.2 Fotografías Ejemplo de la MODU (Buque de Perforación)

5.2 Cartografía Consultada

5.3 Plano de Sistema Contra Incendio

5.4 Procedimientos para la Administración de Peligros, Riesgos y Aspectos Ambientales: Shell HSE-PR-SEEM-008

5.5 Minuta de Taller de Identificación de Riesgos y Lista de Asistencia

5.6 Estándares de Shell Utilizados: Fase de Exploración

5.7 Caso HSE Thalassa Parte 4: Administración del Riesgo

5.8 Caso HSE Thalassa Anexo 4-2: Diagramas Bowtie

5.9 Matriz de Evaluación de Riesgos

5.10 Memoria Técnica de las Modelaciones

5.10.1 Memoria Técnica de las Modelaciones de Radios de Afectación (PHAST)

5.10.2 Memoria Técnica de la Modelación de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos (Modelo OILMAP)

5.10.3 Análisis de Posibles Riesgos de Contaminación, Tablas de Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Áreas Prioritarias de Protección.

5.11 Hojas de Seguridad: Crudo Istmo, Gas Natural y Sulfuro de Hidrógeno (H₂S)



6 Referencias

- API (2012). API Standard 53 Blowout Equipment Systems for Drilling Wells, 4th Edition 2016 Update, American Petroleum Institute (API) Publishing Services, Washington, DC.
- API (2014). API Standard 521 Pressure-relieving y Depressuring Systems, American Petroleum Institute (API) Publishing Services, Washington, DC.
- ASEA (2019). Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo Para el Sector Hidrocarburos. En *Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos*. [En línea], disponible en <https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/13>. [Consultado en Ene.2019].
- Baker, J.M., Adam, P. y Gilfillan, E. (1994). *Biological Impacts of Oil Pollution: Saltmarshes*. IPIECA Report Series vol. 6.
- BOEM (2011). Alternative Oil Spill Estimators for the Beaufort y Chukchi Seas – Fault Tree Methods: BOEMRE 2011-030. [En línea], disponible en: <https://www.boem.gov/BOEM-Newsroom/Library/Publications/2011/2011-030.aspx>. [Consultado: Jul. 2018].
- BOEM/BSEE (2016). 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oil Spills. [En línea], disponible en <https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/osrr-oil-spill-response-research/1086aa.pdf>. [Consultado en Feb.2019].
- BOEMRE (2011). Scientific y Technical Publications for 2011. [En línea], disponible en: <https://www.boem.gov/> [Consultado: Jul. 2018].
- Boer, B. (1993). Mangroves two years after the 1991 Gulf War oil spill in Saudi Arabia. *Marine Pollution Bulletin* 27:207-211.
- BOEM (2016). (U.S. DOI/BSEE OCS Spill Database, December 2015 (Spills); U.S. DOI/ONRR OCS Production Data, December 2015.
- Burger, J. (2017). Avian Resources of the Northern Gulf of Mexico. [En línea], disponible en https://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-1-4939-3456-0_4 [Consultado: Sep. 2017].
- Burns, K.A., S.D. Garrity, y S.C. Levings. (1993). How many years until mangrove ecosystems recover from catastrophic spills? *Marine Pollution Bulletin* 26 (5) 239-248.
- Brenner, J., C. Voight, y D. Mehlman. (2016). Migratory Species in the Gulf of Mexico Large Marine Ecosystem: Executive Summary. The Nature Conservancy, Arlington, 20 pp.
- CEAA (2017). [En línea], disponible en: <https://www.ceaa-acee.gc.ca/050/evaluations/document/121104?culture=en-CA#toc080>. [Consultado en Ene. 2019].
- CNH (2015). Ronda 1. Aguas Profundas - Licitación 4. Ronda Uno. <https://rondasmexico.gob.mx/l04-ap-bloques/> [Consultado: Jul. 2018].
- CONAGUA-SMN 2018. Información Climatológica <https://smn.cna.gob.mx/es/> [Consultado: Jul. 2018].
- Corn L.M., Copeland C. (2010). The Deepwater Horizon Spill: Coastal Wetland and Wildlife Impacts and Response. Congressional Research Service 7-5700 R141311.



- De la Lanza-Espino, G., J. C. Gómez-Rojas. (2004). Physical and Chemical Characteristics of the Gulf of Mexico. *in* K. Withers and M. Nipper, editors. *Environmental Analysis of the Gulf of Mexico*, 1st Edition. Harte Research Institute for Gulf of Mexico Studies, Texas, US.
- DeHaan, C. J., Sturges W. (2005). Deep cyclonic circulation in the Gulf of Mexico. *Journal of Physical Oceanography* 35:1801–1812.
- Det Norske Veritas (2013), FIRE PROTECTION - DET NORSKE VERITAS (DNV) OFFSHORE STANDARD DNV-OS-D301. [En línea], disponible en: <https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2013-10/Os-D301.pdf>.
- DiMarco, S. F., W. D. Nowlin y R. O. Reid. 2005. A Statistical Description of the Velocity Fields From Upper Ocean Drifters in the Gulf of Mexico. Pages 101-110 *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. Geophysical Monographs Series Vol 161*, American Geophysical Union.
- Dipper, F., y Thia-Eng, C. (2000). Biological Impacts of Oil Pollution: Fisheries. *IPIECA Report Series Vol. 8*. IPIECA.
- Dodge, R.E., B.J. Baca, A.H.Knap, S.C. Snedaker, y T.D.Sleeter. (1995). The effects of oil and chemically dispersed oil in tropical ecosystem: 10 years of monitoring experimental sites. *MSRC Technical Report Series 95-104*. Washington, D.C.: Marine Spill Response Corporation. 82 pp. and Appendices.
- DOF (1990). Primer Listado de Actividades Altamente Riesgosas. [En línea], disponible en: <http://www.spabc.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/Acuerdo-por-el-que-se-expide-el-primer-listado-de-actividades-altamente-riesgosas.pdf>. [Consultado en Jun. 2019]
- DOF (1992). Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas. [En línea], disponible en: <http://www.spabc.gob.mx/wp-content/uploads/2016/08/Acuerdo-por-el-que-se-expide-el-segundo-listado-de-actividades-altamente-riesgosas.pdf>. [Consultado en Jun. 2019]
- DOF. (2006). NOM-052-SEMARNAT-2005, Que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4912592&fecha=23/06/2006 [Consultado: Jul. 2018]
- DOF (2014). Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y al Protección al Medio Ambiente. [En línea], disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LGEEPA_MEIA_311014.pdf. [Consultado en Jun. 2019]
- DOF (2016): ACUERDO por el que se establecen zonas de seguridad para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras y para el aprovechamiento integral y sustentable de los recursos pesqueros y acuícolas en zonas marinas mexicanas. SECRETARIA DE AGRICULTURA, GANADERIA, DESARROLLO RURAL, PESCA Y ALIMENTACION.
- DOF (2018). Ley General del Equilibrio Ecológico y al Protección al Medio Ambiente. [En línea], disponible en: http://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/148_050618.pdf. [Consultado en Jun. 2019].
- DOF (2019). DISPOSICIONES administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos. [En línea], disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/475639/VF_DACG_RyES_EyE_-_compilado_10.julio.2019.pdf [Consultado en Jul 2019].



- Dubranna, J., P. Pérez-Brunius, M. López, J. Candela. (2011). Circulation over the continental shelf of the western and southwestern Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research* 116:17pp.
- Etkin D.S (1997) The Impact of Oil Spills on Marine Mammals, OSIR Report 13 March 1997 Special Report.
- Expro International Group, Subsea Safety Systems. [En línea], disponible en: <https://www.exprogroup.com/> [Consultado: May. 2019].
- French-McCay. D.P., Reed M, Jayko K., Feng S., Rines H., Pavignano S., Isaji T., Puckett S., Keller A., French F. W. III, Gifford D., McCue J., Brown G., MacDonald E., Quirk J., Natzke S., Bishop R., Welsh M., Phillips M. Ingram B.S. (1996). The CERCLA type A natural resource damage assessment model for coastal and marine environments (NRDAM/CME), Technical Documentation, Vol. I - V. Final Report, submitted to the Office of Environmental Policy and Compliance, U.S. Dept. of the Interior, Washington, DC, April, 1996; National Technical Information Service, 5285 Port Royal Road, Springfield, VA 22161, PB96-501788
- French-McCay D.P. (2009). State-of-the-Art and Research Needs for Oil Spill Impact Assessment Modelling. 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. (2011). Modeling Subsurface Oil Transport and Concentrations during the Response to the Deepwater Horizon Oil Spill. International Oil Spill Conference Proceedings. 2011. abs419. 10.7901/2169-3358-2011-1-419.
- French-McCay D.P., Schroeder G. M., Graham E., Rowe J., Bohaboy E., Reich, D. (2012). Evaluating the Fate and Effects of the Deepwater Horizon Oil Spill on Water Column Biota.
- French-McCay, D.P., Li Z., Horn M., Crowley D., Spaulding M., Mendelsohn D., Turner C. (2016). Modeling Oil Fate and Subsurface Exposure Concentrations from the Deepwater Horizon Oil Spill. 10.13140/RG.2.1.2066.7123.
- Fritts, T. H., and M. A. McGehee. (1982). Effects of petroleum on the development and survival of marine turtle embryos. Contract No. 14-16-0009-80-946, FWS/OBS-82/37. U.S. Fish and Wildlife Service, U.S. Department of the Interior, Washington, D.C.
- Gallardo Del Ángel, J. C., Velarde-González, E. y R., Arreola- Alemón. (2004). Las Aves del Gulf of Mexico y las Áreas Prioritarias para su Conservación. In Diagnostico ambiental del Gulf of Mexico. Ed. INE-SEMARNAT, pp. 301-322. México, DF.
- Geraci, J.R. & St Aubin D.J. (1988). Synthesis of the Effects of Oil on Marine Mammals. OCS Report, MMS 88-0049. Anchorage, AK: USDOI, MMS, Alaska OCS Region 292 pp.
- Gouillon, F., S. L. Morey, D. S. Dukhovskoy, & J. J. O'Brien. (2010). Forced tidal response in the Gulf of Mexico.
- González-Carman V., Acha E.M. Maxwell, S.M. Albareda, D. Campagna, C. Mianzan, H. (2014). Young green turtles, *Chelonia mydas*, exposed to plastic in a frontal area of the SW Atlantic. *Marine Pollution Bulletin* 78: 56-62.
- Gusman, H.M., Kathryn, A.B., Jackson, J.B.C., (1994). Injury, regeneration and growth of Caribbean reef corals after a major oil spill in Panama. *Marine Ecology Progress Series*, 105: 231-241.
- Halliwel, G.R. (2004). Evaluation of vertical coordinate and vertical mixing algorithms in the Hybrid Coordinate Ocean Model (HYCOM). *Ocean Modelling*, 7, 285-322.
- Hamilton, P., & A. Lugo-Fernandez. (2001). Observations of high speed deep currents in the northern Gulf of Mexico. *Geophysical Research Letters* 28:2867-2870.



- Hamilton, P. (1990), Deep currents in the Gulf of Mexico, *Journal of Physical Oceanography*, 20, 1087-1104.
- Hernández, C. M., C. Agraz, S. García Zaragoza, F. J. Iriarte-Vivar, Flores-Verdugo, & 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.
- IAGC-OGP (1999) Glossary of HSE terms Report No. 6.52/244, IAGC-OGP
- INFRA (2015). Hoja de Datos de Seguridad del Sulfuro de Hidrógeno. Gerencia General de Seguridad. HDS 012 01.
- IOGP (2016). Environmental Fates and Effects of Ocean Discharge of Drill Cuttings and Associated Drilling Fluids from Offshore Oil and Gas Operations. Report 543. pp. 144.
- IOGP (2017). Safety performance indicators – Process Safety Events 2016 data. 1st ed. U.K.
- IPIECA-IOGP (2015). Contingency planning for oil spills on water. [En línea], disponible en: <http://www.oilspillresponseproject.org/wp-content/uploads/2016/02/GPG-Contingency-Planning.pdf> [Consultado: Jul. 2018].
- IPIECA-IOGP (2016). Impacts of oil spills on shorelines - good practice guidelines for incident management and emergency response personnel IOGP report 534
- ISO (2016). ISO 17776:2016. Petroleum and natural gas industries- Offshore production installations- Major accident hazard management during the design of new installations
- IUCN (2017) The IUCN Red List of Threatened Species. [En línea], disponible en: (<http://www.iucnredlist.org/>).
- JAMSTEC (2015): Ultra-deep-water riser drilling system | TECHNOLOGY DEVELOPMENT | Center for Deep Earth Exploration (CDEX) JAPAN AGENCY FOR MARINE-EARTH SCIENCE AND TECHNOLOGY. [Consultado: May 2018].
- Knapp (2010). THE INTERNATIONAL BEST TRACK ARCHIVE FOR CLIMATE STEWARDSHIP (IBTrACS). [En línea], disponible en: <https://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/2009BAMS2755.1> [Consultado: Jul 2018].
- Langangen O., Olsen E., Stige L.C.m Ohlberger J., Yaragina N.A., Vikebo F.B., Bogstad B., Stenseth N.C., Hjermann D.O. (2017) The effects of oil spills on marine fishes: Implication of spatial variation in natural mortality. *Marine Pollution Bulletin* 118 102-109.
- Lannoy, A. (1984). Analyse des explosions air-hydrocarbure en milieu libre: Etudes déterministe et probabiliste du scénario d'accident. Prédiction des effets de suppression. Bulletin Direct. Etudes et Recherches EDF. A4.
- Leighton, F. A. (1993). The toxicity of petroleum oils to birds. In *Environmental Reviews*, Vol. 1, No. 2, pp. 92-103
- Lincoln, F.C. Peterson, S.R. Zimmerman, J.L. 1998. Migration of birds. U.S. Department of the Interior, U.S. Fish and Wildlife Service, Washington, D.C. Circular 16.
- Lloyds Register Report (April 2018) on Sintef Blowout Database. Report number 19101001-8/2018/R3
- Lutcavage M.E., Lutz O.L., Bossart G.F., Hudson D.M. (1995) Physiologic and clinicopathologic effects of crude oil on loggerhead sea turtles. *Arch Environ Contam Toxicol* 28(4) 417-22.



- MARPOL (1973). International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL). [En línea], disponible en: [http://www.imo.org/en/about/conventions/listofconventions/pages/international-convention-for-the-prevention-of-pollution-from-ships-\(marpol\).aspx](http://www.imo.org/en/about/conventions/listofconventions/pages/international-convention-for-the-prevention-of-pollution-from-ships-(marpol).aspx) [Consultado: Mar. 2017].
- Michel, J., y O. Hayes, M. (1992). Sensitivity of Coastal Environments to Oil. An Introduction to Coastal Habitats and Biological Resource for Oil Spill Response (Report No. HMRAD 92-4). NOAA. Chapter 3. Pp 3: 2-3.
- Miranda, J., D. Mouillot, D. Flores-Hernandez, A. Sosa-Lopez, T. Do Chi, & L. Ayala. (2005). Changes in four complementary facets of fish diversity in a tropical coastal lagoon after 18 years: A functional interpretation.
- Moore, J., y Guzmán L., (2000). Biological Impacts of Oil Pollution: Rocky Shores. IPIECA Report Series vol. 7.
- Neff, J. M., y J. W. Anderson (1981). Response of marine animals to petroleum and specific petroleum hydrocarbons, 177 pp. London: Applied Science Publishers.
- NHC (2017). NHC GIS Archive - [En línea], disponible en <https://www.nhc.noaa.gov/> Tropical Cyclone Best Track [Consultado: Jul. 2018]
- NIOSH (1994). Hydrogen Sulfide. Method 6013, Issue 1. Manual of Analytical Methods. 4th Edition.
- NOAA (2018)a. NCEC International Best Track Archive for Climate Stewardship (IBTrACS) Project, Version 4. [En línea], disponible en: <https://data.nodc.noaa.gov/cgi-bin/iso?id=gov.noaa.ncdc:C00834> [Consultado: Jul. 2018]
- NOAA (2018)b. NOAA National Centers for Environmental Information. DOI:10.7289/V5NK3BZP. [En línea], disponible en: https://gcmd.nasa.gov/KeywordSearch/Metadata.do?Portal=ceos_idn&KeywordPath=Parameters%7CHUMAN+DIMENSIONS%7CNATURAL+HAZARDS%7CTROPICAL+CYCLONES%7CTYPHOONS&OrigMetadataNode=NOAA-NGDC&EntryId=gov.noaa.ncdc.C00834&MetadataView=gwt&MetadataType=0&lbnode=mdlb1 [Consultado: Dic. 2017]
- NOAA. Historical Hurricane Tracks. [En línea], disponible en: <https://www.coast.noaa.gov/hurricanes/> [Consultado: Jul. 2018]
- NOAA-NDBC (2018). NOAA Data Buoy Center - Station 42055 - Bay of Campeche. [En línea], disponible en: https://www.ndbc.noaa.gov/station_page.php?station=42055 [Consultado: Jul. 2018].
- NOAA-NHC (2017). NOAA National Hurricane Center. [En línea], disponible en: (<https://www.nhc.noaa.gov/>) [Consultado: Oct. 2017].
- NOAA-NHC (2018). NOAA National Hurricane Center. [En línea], disponible en: (<https://www.nhc.noaa.gov/>) [Consultado: Oct. 2018].
- NOAA-NDBC (2017). Gulf of Mexico Coastal Ocean Observing System Data Portal. [En línea], disponible en: http://www.ndbc.noaa.gov/station_history.php?station=42055. [Consultado: Jul. 2017]
- Ocean Drilling Program, (2002).
- Oey, L. Y., & D.-P. Wang (2009), Modeling Waves and Currents Produced by Hurricanes Katrina, Rita, and Wilma (Report 39731, BOEM), edited, BOEM, Washington, DC.
- Oil Spill Response Limited. 2018. <https://www.oilspillresponse.com/> [Consultado: Feb. 2018]



- Ojeda, E., C. M. Appendini, y E. T. Mendoza. (2017). Storm-wave trends in Mexican waters of the Gulf of Mexico and Caribbean Sea. *Natural Hazards and Earth System Sciences* **17**:1305-1317.
- OSHA (2018). [En línea], disponible en: <https://www.osha.gov/SLTC/hydrogensulfide/hazards.html>. [Consultado: Jul. 2019].
- [http://s1.q4cdn.com/189426555/files/doc_downloads/FleetStatus/2018/pacd_Ex99_2_FSR\(2\).pdf](http://s1.q4cdn.com/189426555/files/doc_downloads/FleetStatus/2018/pacd_Ex99_2_FSR(2).pdf).
- Pampell-Manis, A. Horrillo, J. Shigihara Y. Parambath, L. (2016). Probabilistic assessment of landslide tsunami hazard for the northern Gulf of Mexico. *J Geophys Res Oceans. Journal of Geophysical Research: Oceans*.
- Pangchang, V., C. K. Jeong, & Z. Demirbilek. (2013). Analyses of Extreme Wave Heights in the Gulf of Mexico for Offshore Engineering Applications. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering* **135**:1-15.
- Passalacqua, G. A., J. Sheinbaum, & J. A. Martinez. (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.
- Pasquill, F. (1961). The estimation of the dispersion of windborne material, *The Meteorological Magazine*, vol 90, No. 1063, pp 33-49
- Peel, M. C., B. L. Finlayson, & T. A. McMahon. (2007). Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrological Earth System Sciences* **11**:1633-1644.
- Pérez, E. P., V. Magaña, E. Caetano, & S. Kusunoki. (2014). Cold surge activity over the Gulf of Mexico in a warmer climate¹. *Frontiers in Earth Science* **2**.
- PEMEX (2003). Sustainable Development, Annual Report 2003, Petróleos Mexicanos.
- PEMEX (2012). Criterios Técnicos para Simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas, en Instalaciones de Petróleos Mexicanos. Dirección Corporativa de Operaciones Subdirección de Disciplina Operativa, Seguridad, Salud y Protección Ambiental (DCO-GDOESSPA-CT-001).
- PEMEX (2012). Hoja de Datos de Seguridad del Crudo Istmo. Coordinación de Transporte y Distribución de Aceites Región Sur. Sector Agua Dulce. Laboratorio Certificado de Aceite Palomas. LCP-MS-F-01-01
- PEMEX (2015). Hoja de Datos del Gas Natural. Núm. Versión 1.1. HDS-PEMEX-TRI-SAC-9.
- Ramsar Sites Information Service. [En línea], disponible en: <https://rsis.ramsar.org/ris/1346> [Consultado:Sept. 2018]
- Romero-Centeno, R., J. Zavala-Hidalgo, A. Gallegos, y J. J. O'Brien. (2003). Isthmus of Tehuantepec Wind Climatology and ENSO Signal. *Journal of Climate* **16**:2628-2639.
- Sarukhan, J. (2010). Conocimiento actual de la Biodiversidad. In: Capital Natural de México, vol. 1. J. Soberón, G. Halffter & J. Llorente-Bousquet (ed.). México: CONABIO.
- Schmitz, W. J., Jr. (2005), Cyclones and westward propagation in the shedding of anticyclonic rings from the Loop Current, in *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models*, Geophys. Monogr. Ser., vol. 161, edited by W. Sturges and A. Lugo-Fernandez, pp. 241–261, AGU, Washington, D. C.
- SEMAR (2016). Plan Nacional de Contingencia Para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas Potencialmente Peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas. [En línea], disponible en: <http://www.semar.gob.mx/Plan%20Nacional%20de%20Contingencia%20V2016.pdf>. [Consultado en Jun. 2019]



SEMARNAT. Guía para la presentación del estudio de riesgo modalidad análisis de riesgo. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SEMARNAT (2017). Programa de Manejo Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano. 1st ed. Ciudad de México: Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Shell Exploracion y Extraccion de Mexico (2018): Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales.HSE-PR-SEEM-008 Versión 1.pp 21.

Shigenika, G. (2001). Toxicity of Oil to Reef-Building Corals: A Spill Response Perspective, NOAA Technical Memorandum NOS OR&R 8.

SMN (2018). Información Climatológica. Servicio Meteorológico Nacional. [En línea], disponible en: (<https://smn.cna.gob.mx/es>) [Consultado: Jun, 2018].

Sturges, W., A. Lugo-Fernandez, & 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.

Tapia González, F. U., J. A. Herrera-Silveira, & M. L. Aguirre-Macedo. (2008). Water quality variability and eutrophic trends in karstic tropical coastal lagoons of the Yucatán Peninsula. *Estuarine, Coastal and Shelf Science* **76**:418-430.

Transocean LTD (2016): Caso HSE Deepwater Thalassa. Parte 4 Administración del Riesgo. Versión 01 / Revisión 02 pp 76.

Transocean LTD (2019): Caso HSE Deepwater Thalassa. Anexo 4.2.Diagramas Bowtie. Edición 01 / Revisión 02 pp 53.

TOI DW DSME 12000. Transocean Deepwater Thalassa Ultra Deepwater Dual-Activity-Drillship. Datasheet Specifications.

UKOOA (1999). Guidance Notes on the Use of Co-ordinate Systems in Data Management on the UKCS. Version 1.0c

Vazquez De La Cerda, A. M., R. O. Reid, S. F. DiMarco, & A. E. Jochens. (2005). Bay of Campeche Circulation: An Update. Pages 279-293 Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. *Geophysical Monographs Series* Vol 161, American Geophysical Union.

Würsig, B. (2017). Marine mammals of the Gulf of Mexico. In: Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill, vol. 2. C. Herb-Ward (ed.). Houston, TX, USA: Springer Open.

Ylitalo, Gina & Collier, Tracy & Anulacion, B.F. & Juairé, K & Boyer, R.H. & Da Silva, Denis & Keene, J.L. & Stacy, B.A.. (2017). Determining oil and dispersant exposure in sea turtles from the northern Gulf of Mexico resulting from the Deepwater Horizon oil spill. *Endangered Species Research*. 33. 9-24. 10.3354/esr00762.

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

Zetler, B. D., & D. V. Hansen. (1972). Tides in the Gulf of Mexico. Pages 265-275 in R. A. Capurro and J. L. Reid, editors. *Contributions on the Physical Oceanography of the Gulf of Mexico: Vol 2*. Gulf Publishing Company.