Estudio de Riesgo Ambiental
Modalidad Análisis de Riesgo

Proyecto de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en el Área Contractual G-CS-03, en términos del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018, Cuencas del Sureste, Golfo de México

Enviado a:

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

Realizado por:

BP Exploration Mexico, S.A. de C.V.

Fecha: 15 de julio de 2020

Estudio de Riesgo Ambiental
Modalidad Análisis de Riesgo

Proyecto de Perforación Exploratoria de Hidrocarburos en el Área Contractual G-CS-03, en términos del Contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018, Cuencas del Sureste, Golfo de México

Firma de persona física, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP, y 116 de la LGTAIP.

Preparado por:

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

Firma de persona física, datos protegidos conforme al Art. 113 fracción I de la LFTAIP, y 116 de la LGTAIP.

Revisado por:

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

Contenido

1 Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto 1-1
1.1 Introducción 1-1
1.1.1 Estructura del ERA 1-1
1.1.2 Alcance del ERA 1-1
1.2 Base del Diseño 1-2
1.2.1 Descripción e información general del Proyecto 1-2
1.2.2 Características del sitio y su susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos 1-7
1.2.3 Descripción de la infraestructura preexistente del sector hidrocarburos en el Área Contractual 1-17
1.2.4 Piratería 1-19
1.2.5 Estándares y normas aplicables al Proyecto 1-20
1.2.6 Proyecto civil 1-23
1.2.7 Proyecto mecánico 1-23
1.2.8 Proyecto de prevención de incendios 1-34
1.3 Descripción detallada del proceso 1-39
1.3.1 Secuencia de perforación 1-39
1.3.2 Almacenamiento 1-44
1.3.3 Equipos de proceso y auxiliares 1-45
1.3.4 Pruebas de verificación 1-47
1.3.5 Taponamiento y desmovilización 1-47
1.3.6 Materias primas, productos y subproductos 1-48
1.3.7 Hojas de datos de seguridad 1-52
1.4 Condiciones de operación 1-52
1.4.1 Especificaciones del sistema de control 1-54
1.4.2 Sistemas de aislamiento 1-54
1.5 Análisis y evaluación de riesgo 1-55
1.5.1 Historia de incidentes y accidentes 1-56
1.5.2 Identificación y evaluación de riesgos 1-59
2 Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones 2-1
2.1 Radios potenciales de afectación por incendio, explosión y dispersión tóxica 2-3
2.1.1 Criterios para la definición de zonas de protección 2-3
2.1.2 Software de simulación PHAST 2-5
2.1.3 Resultados de PHAST 2-10
2.2 Zonas potenciales de afectación por liberación de hidrocarburos al mar 2-21

2.2.1 Software de simulación OSCAR 2-22
2.2.2 Condiciones de simulación 2-23
2.2.3 Resultados del modelo OSCAR 2-27
2.3 Efectos sobre el sistema ambiental 2-57
2.3.1 Efectos por incendio, explosión y dispersión tóxica 2-58
2.3.2 Efectos típicos por liberación de hidrocarburos al mar 2-59
2.4 Interacciones de riesgo con otras instalaciones 2-66
3 Señalamiento de las medidas de seguridad y preventivas en materia ambiental 3-1
3.1 Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación 3-1
3.1.1 Diagramas Bowtie 3-2
3.2 Recomendaciones técnico-operativas 3-14
3.3 Sistemas de seguridad 3-15
3.3.1 Sistema contra incendios 3-15
3.3.2 Sistema de paro de emergencia 3-15
3.3.3 Sistemas de protección de presión 3-15
3.3.4 Contención de derrames 3-15
3.4 Barreras de prevención y mitigación para la liberación de hidrocarburos al mar 3-16
3.4.1 Sistema de prevención contra reventones 3-16
3.4.2 Sistema de control de presión durante la perforación 3-16
3.4.3 Capping Stack 3-16
3.4.4 Pozo de alivio 3-17
3.4.5 Plan de respuesta ante derrames 3-17
3.4.6 Lecciones aprendidas del accidente del *Deepwater Horizon* 3-18
4 Resumen 4-1
4.1 Resumen de la situación general del Proyecto en materia de riesgo ambiental y conclusiones del estudio de riesgo ambiental 4-1
4.2 Informe técnico 4-5
4.2.1 Sustancias involucradas 4-5
4.2.2 Historia de accidentes e incidentes 4-6
4.2.3 Evaluación e identificación de riesgos 4-11
4.2.4 Estimación de consecuencias 4-13
4.2.5 Criterios utilizados 4-15
5 Identificación de los instrumentos metodológicos y elementos técnicos que sustentan la información señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental 5-1
6 Referencias 6-1

Lista de figuras

Figura 1-1. Cronograma y etapas del contrato de licencia. 1-3

Figura 1-2. Ubicación del Área de Contractual CS-G03, incluyendo los lugares alternativos del *Pozo Compromiso* para aguas profundas y aguas someras. 1-4

Figura 1-3. Ubicación de las estaciones de la CONAGUA-SMN y distancias al Área Contractual. 1-8

Figura 1-4. Estimaciones de los valores de SWH para un periodo de retorno de 100 años. 1-11

Figura 1-5. Media mensual del viento en el Golfo de México (datos del satélite de la NASA *Quikscat/SeaWinds*).1-12

Figura 1-6. Media mensual de la velocidad del viento (periodo de 10 años) con base en observaciones del satélite *Aquarius* de la NASA en el sur del Golfo de México. 1-12

Figura 1-7. Esquema de los patrones de circulación en el Golfo de México. 1-13

Figura 1-8. Medias mensuales de las corrientes superficiales a lo largo de la plataforma occidental del Golfo de México. 1-14

Figura 1-9. Trayectorias de huracanes mayores (Categoría ≥ 3) dentro del SAP (1950 – 2017). 1-15

Figura 1-10. Ubicación de los pozos abandonados y oleoductos dentro del Área Contractual. 1-18

Figura 1-11. Zonas seguridad en la Sonda de Campeche. 1-20

Figura 1-12. Equipo de perforación rotario con Top Drive. 1-24

Figura 1-13. Diseño general de una MODU *Pacific Khamsin*. 1-26

Figura 1-14. Diseño general de una MODU *Pacific Khamsin* (continuación). 1-27

Figura 1-15. Preventor de reventones submarino. 1-29

Figura 1-16. Diseño general del Jack-up *Maersk Resilient* (vista en planta del piso de perforación). 1-30

Figura 1-17. Diseño general de un Jack-up *Maersk Resilient* (vista en planta superior de los equipos). 1-31

Figura 1-18. Diseño general de un Jack-up *Maersk Resilient* (vista lateral). 1-32

Figura 1-19. Diagrama de una MODU con riser y BOP en su lugar. 1-41

Figura 1-20. Arquitectura teórica tentativa para el/los pozo(s) en AP. 1-42

Figura 1-21. Diagrama típico de un Jack-up tipo con TC y BOP en su lugar. 1-43

Figura 1-22. Arquitectura teórica tentativa para el/los pozo(s) en AS. 1-44

Figura 1-23. Metodología para el análisis de riesgo. 1-64

Figura 2-1. Módulos de PHAST. 2-6

Figura 2-2. Diagrama de pétalos para dardo de fuego (AP-E1). 2-11

Figura 2-3. Diagrama de pétalos para explosión (AP-E2). 2-13

Figura 2-4. Diagrama de pétalos por dispersión tóxica de H_2S (AP-S3). 2-15

Figura 2-5. Diagrama de pétalos por dardo de fuego (AS-E1). 2-17

Figura 2-6. Diagrama de pétalos por explosión (AS-E2). 2-19

Figura 2-7. Diagrama de pétalos por dispersión tóxica de H_2S (AS-E3). 2-21

Figura 2-8. Datos de entrada y perspectiva general del Modelo OSCAR. 2-23

Figura 2-9. Dominio de la simulación del derrame en OSCAR. 2-26

Figura 2-10. Áreas sensibles consideradas para la descripción de los resultados de derrame de hidrocarburos. . 2-28

Figura 2-11. Probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina (MODU / *capping stack* / temporada de secas). 2-33

Figura 2-12. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a la superficie marina (MODU / *capping stack* / temporada de secas) 2-34

Figura 2-13. Probabilidades de presencia de hidrocarburos en las costas (MODU / *capping stack* / temporada de secas) 2-35

Figura 2-14. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a las costas (MODU / *capping stack* / temporada de secas). 2-36

Figura 2-15. Probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas). 2-49

Figura 2-16. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a la superficie marina (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas) 2-50

Figura 2-17. Probabilidades de presencia de hidrocarburos en las costas (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas) 2-51

Figura 2-18. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a las costas (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas). 2-52

Figura 2-19. Parámetros que influyen durante la intemperización. 2-59

Figura 2-20. Proceso de intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino. 2-60

Figura 2-21. Interacciones de riesgo de infraestructura preexistente con radios de afectación del escenario AP-E2. 2-67

Figura 2-22. Interacciones de riesgo de infraestructura preexistente con radios de afectación del escenario AS-E2. 2-68

Figura 3-1. Ejemplo de diagrama Bowtie. 3-2

Figura 3-2. Bowtie 1: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AP-R1 y AP-R2). 3-3

Figura 3-3. Bowtie 2: Pérdida de estabilidad de la MODU y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AP-R3). 3-4

Figura 3-4. Bowtie 3: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AP-R4). 3-5

Figura 3-5. Bowtie 4: Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo (AP-R5). 3-6

Figura 3-6. Bowtie 5: Liberación de gas somero (AP-R6). 3-7

Figura 3-7. Bowtie 1: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AS-R1 y AS-R2). 3-9

Figura 3-8. Bowtie 2: Pérdida de la estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AS-R3). 3-10

Figura 3-9. Bowtie 3: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AS-R4). 3-11

Figura 3-10. Bowtie 4: Falla del tubo conductor que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo (AS-R5). 3-12

Figura 3-11. Bowtie 5: Liberación de gas somero (AS-R6). 3-13
Figura 3-12. Ejemplo de Capping Stack para una MODU. 3-16

Lista de tablas

Tabla 1-1. Datos meteorológicos de la NASA correspondientes a un período de 10 años (2008-2017) en el sureste del Golfo de México (18.7° N a 21° N; 92.5° O a 96° O). 1-9

Tabla 1-2. Datos meteorológicos de las estaciones marinas de la CONAGUA-SMN (1951-2008). 1-9

Tabla 1-3. Datos Meteorológicos de las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN (1951-2008). 1-9

Tabla 1-4. Resumen de huracanes mayores (categoría >3) registrados dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1951 – 2017). 1-16

Tabla 1-5. Clasificación de susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. 1-17

Tabla 1-6. Pozos preexistentes en el Área Contractual. 1-17

Tabla 1-7. Oleoductos en el Área Contractual. 1-18

Tabla 1-8. Estándares para las actividades de exploración de hidrocarburos. 1-21

Tabla 1-9. Cantidad y tipos de extintores en la MODU. 1-35

Tabla 1-10. Cantidad y tipos de extintores en el Jack-up. 1-38

Tabla 1-11. Duración esperada para cada pozo del Proyecto de pozo. 1-40

Tabla 1-12. Almacenamiento y capacidades de utilidad para *Pacific Khamsin*. 1-45

Tabla 1-13. Almacenamiento y capacidades de utilidad para *Maersk Resilient*. 1-45

Tabla 1-14. Equipos generales y auxiliares de *Pacific Khamsin*. 1-45

Tabla 1-15. Equipos generales y auxiliares de *Maersk Resilient*. 1-46

Tabla 1-16. Componentes típicos de los baches de barrido de agua de mar, WBDF y sus funciones correspondientes. 1-48

Tabla 1-17. Composición típica de los NADF. 1-49

Tabla 1-18. Propiedades del crudo Eldfisk 2000. 1-50

Tabla 1-19. Composición del *Eldfisk 2000*. 1-51

Tabla 1-20. Propiedades del H_2S. 1-52

Tabla 1-21. Parámetros de operación. 1-52

Tabla 1-22. Dimensiones y capacidades. 1-53

Tabla 1-23. Diseño y condiciones de operación. 1-53

Tabla 1-24. Capacidades de carga variables. 1-54

Tabla 1-25. Substancias que se incluyen en los listados de Actividades Altamente Riesgosas. 1-56

Tabla 1-26. Derrames en plataformas mayores (≥ 1000 bbl), registrados desde 1964 hasta 2015. 1-57

Tabla 1-27. Incidentes por derrames de hidrocarburos de PEMEX. 1-58

Tabla 1-28. Lista de participantes del taller de análisis de riesgos. 1-59

Tabla 1-29. Límites de liberación para las substancias AAR en el yacimiento. 1-60

Tabla 1-30. Definiciones de probabilidad. 1-62

Tabla 1-31. Definiciones de severidad. 1-62
Tabla 1-32. BP ERA 4 x 4 Matriz de evaluación de riesgos. 1-64
Tabla 1-33. Resumen de riesgos, amenazas y consecuencias de las actividades de la MODU. 1-65
Tabla 1-34. Resumen de evaluación de Eventos de Riesgo por receptor (severidad y probabilidad) para la MODU. 1-66
Tabla 1-35. Ubicación de los Eventos de Riesgo de la MODU en la RAM. 1-67
Tabla 1-36. Resumen de los Eventos de Riesgo, amenazas y consecuencias de las actividades de un Jack-up . 1-67
Tabla 1-37. Resumen de la evaluación de Eventos de Riesgo por receptor (severidad y probabilidad) para el Jack-up. 1-68
Tabla 1-38. Ubicación los Eventos de Riesgo del Jack-up en la RAM. 1-70
Tabla 2-1. Escenarios de simulación para la MODU. 2-1
Tabla 2-2. Escenarios de simulación para Jack-up. 2-2
Tabla 2-3. Criterios para definir las zonas de protección. 2-3
Tabla 2-4. Umbrales para incendio. 2-4
Tabla 2-5. Umbrales para explosión. 2-4
Tabla 2-6. Umbrales de toxicidad. 2-5
Tabla 2-7. Categorías de estabilidad de Pasquill. 2-7
Tabla 2-8. Condiciones de estabilidad atmosférica. 2-7
Tabla 2-9. Condiciones atmosféricas. 2-7
Tabla 2-10. Condiciones de simulación. 2-8
Tabla 2-11. Composición de *Eldfisk 2000* y H_2S introducida a PHAST. 2-9
Tabla 2-12. Radios de afectación por dardo de fuego para AP-E1. 2-10
Tabla 2-13. Radios de afectación por explosión para AP-E2. 2-11
Tabla 2-14. Radios de afectación por dispersión tóxica para AP-E3. 2-13
Tabla 2-15. Radios de afectación por dardo de fuego para AS-E1. 2-16
Tabla 2-16. Radios de afectación por explosión para AS-E2. 2-17
Tabla 2-17. Radios de afectación por dispersión tóxica para AS-E3. 2-19
Tabla 2-18. Propiedades del crudo seleccionado del modelo OSCAR. 2-24
Tabla 2-19. Propiedades del diésel marino seleccionado del modelo OSCAR. 2-24
Tabla 2-20. Parámetros de la simulación. 2-25
Tabla 2-21. Código de apariencia de hidrocarburo. 2-26
Tabla 2-22. Lista de áreas sensibles consideradas. 2-28
Tabla 2-23. Mapa seleccionado que presenta el menor tiempo de arribo a la costa. 2-30
Tabla 2-24. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / *capping stack* / temporada de secas). 2-31

Tabla 2-25. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / *capping stack* / temporada de lluvias). 2-37

Tabla 2-26. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / pozo de alivio / temporada seca). 2-39

Tabla 2-27. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / pozo de alivio / temporada de lluvias). 2-41

Tabla 2-28. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / colisión de plataforma / temporada de secas). 2-43

Tabla 2-29. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (colisión con la embarcación / temporada de lluvias). 2-43

Tabla 2-30. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / *capping stack* / temporada de secas). 2-44

Tabla 2-31. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / *capping stack* / temporada de lluvias). 2-46

Tabla 2-32. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas). 2-47

Tabla 2-33. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / pozo de alivio / temporada de lluvias). 2-53

Tabla 2-34. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / colisión / temporada de secas). 2-54

Tabla 2-35. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (colisión / temporada de lluvias). 2-55

Tabla 2-36. Resumen de las probabilidades máximas y menores tiempos de arribo para la MODU. 2-56

Tabla 2-37. Resumen de las probabilidades máximas y menores tiempos de arribo para el Jack-up. 2-57

Tabla 2-38. Resumen de la intemperización del hidrocarburo derramado en el ecosistema marino. 2-60

Tabla 2-39. Efectos típicos de los hidrocarburos en pesquerías y granjas acuícolas. 2-61

Tabla 2-40. Frecuencias de fallo en ductos submarinos debido a impactos externos. 2-67

Tabla 3-1. Bowties relacionados a los Eventos de Riesgo evaluados para el MODU (nivel de riesgo Medio y de Alta Prioridad). 3-2

Tabla 3-2. Bowties relacionados a los Eventos de Riesgo evaluados para el Jack-up (nivel de riesgo Medio y de Alta Prioridad). 3-8

Tabla 3-3. Identificación de áreas afectadas por la materialización de los escenarios de riesgo simulados para incendio, explosión y dispersión tóxica. 3-14

Tabla 3-4. Hallazgos clave del incidente de la explosión del pozo Macondo y su aplicación al proyecto. 3-18

Tabla 4-1. Resumen de los Eventos de Riesgo identificados. 4-1

Tabla 4-2. Resumen de los escenarios a ser modelados. 4-2

Lista de imágenes

Imagen 1-1. Ejemplo de una MODU (Modelo: *Pacific Khamsin*). 1-5

Imagen 1-2. Ejemplo de Jack-up (Modelo: *Maersk Resilient*). 1-6

Imagen 1-3. Preventor de reventón de pozo superficial. 1-33

Imagen 2-1. Pulpo del Golfo de México (*Octopus maya*). 2-63

Imagen 2-2. Izquierda: Robalo blanco (*Centropomus undecimalis*). Derecha: Sierra común (*Scomberomorus maculatus*). 2-63

Imagen 2-3. Camarón rosado (*Farfantepenaeus duorarum*). 2-64

Imagen 2-4. Izquierda: coral cuerno de alce (*Acropora palmata*). Derecha: coral astas de ciervo (*Acropora cervicornis*). 2-64

Lista de acrónimos

AAR	Actividades Altamente Riesgosas
AICA	Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves
ANP	Áreas Naturales Protegidas
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (*American National Standards Institute*)
AP	Aguas profundas
API	Instituto Americano del Petróleo (*American Petroleum Institute*)
ARPA	Ayuda automática de trazado de radar *(Automatic Radar Plotting Aid)*
AS	Aguas someras
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (*American Society of Mechanical Engineers*)
BAOAC	Código de apariencia del petróleo del acuerdo Bonn *(Bonn Agreement Oil Appearance Code)*
BP	British Petroleum
BOEM	Oficina de Gestión de Energía Oceánica (*Bureau of Ocean Energy Management*)
BOP	Preventor de reventones (*Blowout Preventor*)
BPVC	Código de calderas y recipientes a presión *(Boiler and Pressure Vessel Code)*
BSEE	Oficina de seguridad y cumplimiento ambiental *(Bureau of Safety and Environmental Enforcement)*
BV	*Bureau Veritas*
CCTV	Circuito cerrado de television *(Closed-circuit television)*
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CNIH	Centro Nacional de Información de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
C&CM\ER	Gestión de crisis y comunidad y respuesta a emergencia *(Crisis and Continuity Management and Emergency Response)*
DCR	Cuarto de control de perforación *(Drill Control Room)*
DNV GL	Det Norske Veritas
DOF	Diario Oficial de la Federación
DP	Posicionamiento dinámico (*Dynamic Positioning*)
DWH	*Deepwater Horizon*
ELBA	Estudio de Línea Base Ambiental
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ESD	Paro de emergencia (*Emergency shutdown*)
EIS	Estudio de Impacto Social
E&P	Exploración y Producción

F y G	Fuego y Gas
GCBC	Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche
GIIP	Buenas Prácticas Industriales Internacionales *(Good International Industry Practice)*
GOR	Proporción gas - aceite (*Gas-Oil-Ratio*)
HAP	Hidrocarburos Aromáticos Policíclicos
HAZID	*Hazard Identification*
HAZOP	*Análisis funcional de operabilidad (Hazard and Operability Study)*
HSE	Salud, seguridad y medio ambiente (*Health, Safety and Environment*)
HYCOM	*HYbrid Coordinate Ocean Model*
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Comission*)
IDLH	Inmediatamente peligroso para la vida o la salud (*Immediately dangerous to life or health*)
IMO	Organización Marítima Internacional (*International Maritime Organization*)
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo *(International Association of Oil & Gas Producers)*
IPIECA	Asociación Internacional de Conservación Ambiental de la Industria Petrolera *(International Petroleum Industry Environmental Conservation Association)*
ISO	Organización Internacional de Normalización (*International Organization for Standardization*)
IUCN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (*International Union for Conservation of Nature*)
IUPAC	Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (*International Union of Pure and Applied Chemistry*)
LCM	Material para pérdida de circulación (*Loss circulation material*)
LEL	Límite inferior de explosividad *(Lower Explosive Limit)*
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LOPA	Análisis de capas de protección *(Layers of Protection Analysis)*
MEM	Método multi-energía (*Multi Energy Method*)
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
MGS	Separador de lodo-gas *(Mud-Gas Separator)*
MSL	Nivel medio del mar *(Mean Sea Level)*
MODU	Unidad móvil de perforación costa afuera (*Mobile Offshore Drilling Unit*)
msnm	Metros sobre el nivel del mar
NABF	Non-aqueos base fluid
NADF	Fluido de perforación sintético (*Non - Aqueous Drilling Fluid*)
NASA	Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio *(National Aeronautics and Space Administration)*

NCODA	*Navy Coupled Ocean Data Assimilation*
NFPA	Asociación Nacional de Protección Contra Incendios (*National Fire Protection Association*)
NIOSH	Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (*National Institute for Occupational Safety and Health*)
NORSOK	Dirección de Petróleo de Noruega (*Norsk Sokkels Konkuranseposisjon*)
OIM	Gestion de instalaciones costa afuera (*Offshore Installation Manager*)
OMS	Sistema de gestión operativa *(Operational Management System)*
OSCAR	Contingencia y respuesta ante derrame de hidrocarburos *(Oil Spill Contingency and Response)*
OSHA	Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (*Occupational Safety and Health Administration*)
OSR	Respuesta a derrame de petróleo *(Oil Spill Response)*
OSRO	Organizaciones de Respuesta a Derrames *(Oil Spill Response Organizations)*
OSRP	Plan de respuesta ante derrames de hidrocarburo *(Oil Spill Response Plan)*
OSV	Buque de suministro costa afuera (*Offshore Supply Vessel*)
PAGA	Alarma general y direccionamiento público (*Public Address and General Alarm*)
PARLOC	Pérdida de contención del riser *(Pipeline and Riser Loss of Containment)*
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PCE	Equipo de intervención de control de presión *(Pressure Control Equipment)*
pH	Potencial de Hidrógeno
PHAST	*Process Hazard Analysis Software*
PHMSA	Administración de seguridad de tuberías y materiales peligrosos *(Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration)*
PSD	Paro de proceso *(Process Shutdown)*
PSV	Perfil Sísmico Vertical
RAM	Matriz de Análisis de Riesgo *(Risk Assessment Matrix)*
RAW	Taller de Evaluación de Riesgos (*Risk Assessment Workshop*)
RHP	Regiones Hidrológicas Prioritarias
RMP	Regiones Marinas Prioritarias
ROV	Vehículo de operación remota (*Remotely Operated Vehicle*)
RTP	Regiones Terrestres Prioritarias
SAP	Sistema Ambiental Particular
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

SINTEF	Fundación Noruega de Investigación Técnica e Industrial (*Stiftelsen for industriell og teknisk forskning*)
SMF	Falla de masa submarina (*Submarine Mass Failure*)
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SOPEP	Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos (*Shipboard Oil Pollution Emergency Plan*)
SPM	Sitios Prioritarios Marinos
STEL	Límite de exposición a corto plazo (*Short-Term Exposure Limit*)
SWH	Altura de ola significante (*Significant Wave Height*)
TC	Tubo Conductor
TLV	Valor umbral límite (*Threshold Limit Value*)
TNO	Organización neerlandesa para la investigación científica (The Netherlands Organisation)
TR	Tubería de revestimiento
TWA	Promedio ponderado en el tiempo (*Time-Weighted Average*)
UGA	Unidades de Gestión Ambiental
WBDF	Fluido de perforación base agua (*Water Based Drilling Fluid*)
ZEE	Zona Económica Exclusiva

Lista de unidades

%	Porciento
atm	Atmósfera
bar	Bar
bbl	Barriles
°C	Grados Celsius
cm	Centímetro
cP	Centipoise
d	Día
ft	Pie
h	Hora
ha	Hectárea
kg	Kilogramo
km	Kilómetro
kt	Nudo
kW	Kilowatt
L	Litro
lb	Libra
m	Metro
µm	Micrómetro
mbar	Milibar
mi	Millas
MMscfd	Millones de pies cúbicos estándar al día
min	Minuto
mm	Milímetro
ppm	Partes por millón
ppt	Partes por trillón
psi	Libra por pulgada cuadrada
pulg/”	Pulgada
s	Segundo
scf	Pie cúbico estándar
ton	Tonelada
TM	Tonelada métrica

1 Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto

1.1 Introducción

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

- La *Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales* (Guía SEMARNAT)
- La *Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector de Hidrocarburos* (Guía ASEA)

1.1.1 Estructura del ERA

Si bien, para la elaboración de este documento se consideraron las guías mencionadas anteriormente, la estructura de este documento sigue los lineamientos establecidos en la Guía SEMARNAT de la siguiente manera:

- **Capítulo 1:** Escenarios de los riesgos ambientales relacionados con el Proyecto. que incluye: 1) Introducción (estructura y alcance del ERA); 2) Bases del diseño (descripción e información general del Proyecto, características del sitio y su susceptibilidad a los fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos, descripción de la infraestructura preexistente del sector de hidrocarburos en el Área Contractual, piratería, estándares y regulaciones aplicadas al Proyecto, proyecto civil, proyecto mecánico y proyecto del sistema contra incendios); 3) Descripción detallada del proceso (secuencia de perforación, almacenamiento, equipos de proceso y auxiliares, pruebas de verificación, taponamiento y desmovilización, materias primas, productos y subproductos, hojas de seguridad); 4) Condiciones de operación (especificaciones del sistema de control y de los sistemas de aislamiento); 5) Análisis y evaluación de riesgos (historia de incidentes y accidentes e identificación y evaluación de riesgos)
- **Capítulo 2: Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones,** que incluye, 1) Radios potenciales de afectación por incendio, explosión y dispersión tóxica; 2) zonas potenciales de afectación por liberación de hidrocarburos al mar; y 3) efectos sobre el sistema ambiental; 4) interacciones de riesgo con otras instalaciones
- **Capítulo 3: Señalamiento de las medidas de seguridad y preventivas en materia ambiental**, que incluye**:** 1) metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación; 2) recomendaciones técnico-operativas; 3) sistemas de seguridad y; 4) Barreras de prevención y mitigación para la liberación de hidrocarburos al mar
- **Capítulo 4: Resumen,** que incluye: resumen de la situación general del Proyecto en materia de riesgo ambiental y conclusiones del estudio 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**

1.1.2 Alcance del ERA

Según se define en el artículo 28, Inciso II de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA, DOF, 2018), todo proyecto y/o actividad de la industria del petróleo deberá presentar una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA). Con base en el artículo 30 de la LGEEPA y el artículo 17 del Reglamento de la LGEEPA en Materia de Evaluación de Impacto Ambiental cuando se trate de actividades altamente riesgosas, dicha MIA deberá incluir un ERA. En este mismo orden de ideas, el artículo 18 de este Reglamento establece que 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
III. Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental

Dicho artículo destaca que la Secretaría publicará en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y en la Gaceta Ecológica, las guías que faciliten la presentación y entrega del ERA (SEMARNAP, 2000). Adicionalmente, consideró el Primer Listado y el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (AAR) publicados el 28 de marzo de 1990 (SEDUE, 1990) y el 4 de mayo de 1992 (SEDUE, 1992), respectivamente. Estos listados (Listados de AAR) determinan las AAR con base en la clasificación de sustancias peligrosas con propiedades tóxicas, inflamables y explosivas y las cantidades de reporte correspondientes (definidas como la cantidad mínima de sustancia peligrosa). Los listados consideran una AAR cuando se involucren sustancias que presenten una o más propiedades de peligrosidad mencionadas anteriormente en cantidades iguales o superiores a su cantidad de reporte. Debido a que las actividades de la fase de exploración de hidrocarburos involucran sustancias altamente riesgosas tales como: metano, etano, propano, butano, pentano, hexano y sulfuro de hidrógeno, los riesgos identificados serán evaluados en este ERA.

1.2 Base del Diseño

1.2.1 Descripción e información general del Proyecto

El 27 de junio de 2018, los Estados Unidos Mexicanos, por medio del Poder Ejecutivo Federal, y mediante la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), celebraron el Contrato de Licencia número CNH-R03-L01-G-CS-03/2018 (de aquí en adelante, Contrato [CNH, 2018]) entre BP Exploration Mexico, S.A. de C.V., (de aquí en adelante, BP Mexico) como el operador designado, para la exploración de hidrocarburos en aguas someras en el Área Contractual G-CS-03 (Área Contractual). Total E&P México, S.A. de C.V., y HOKCHI Energy, S.A. de C.V., participan como socios no-operativos del Área Contractual bajo los términos del Contrato, Cuencas del Sureste, Golfo de México, Proyecto de Perforación Exploratoria Costa Afuera (Proyecto).

Como se muestra en la Figura 1-1, el periodo de licencia del Contracto se encuentra dividido en varias etapas. El objetivo principal durante el periodo inicial de exploración es el de perforar como mínimo un pozo exploratorio costa afuera (“*Pozo Compromiso*”), con la finalidad de confirmar la presencia de un yacimiento de hidrocarburos y determinar si el Área Contractual es económicamente viable.

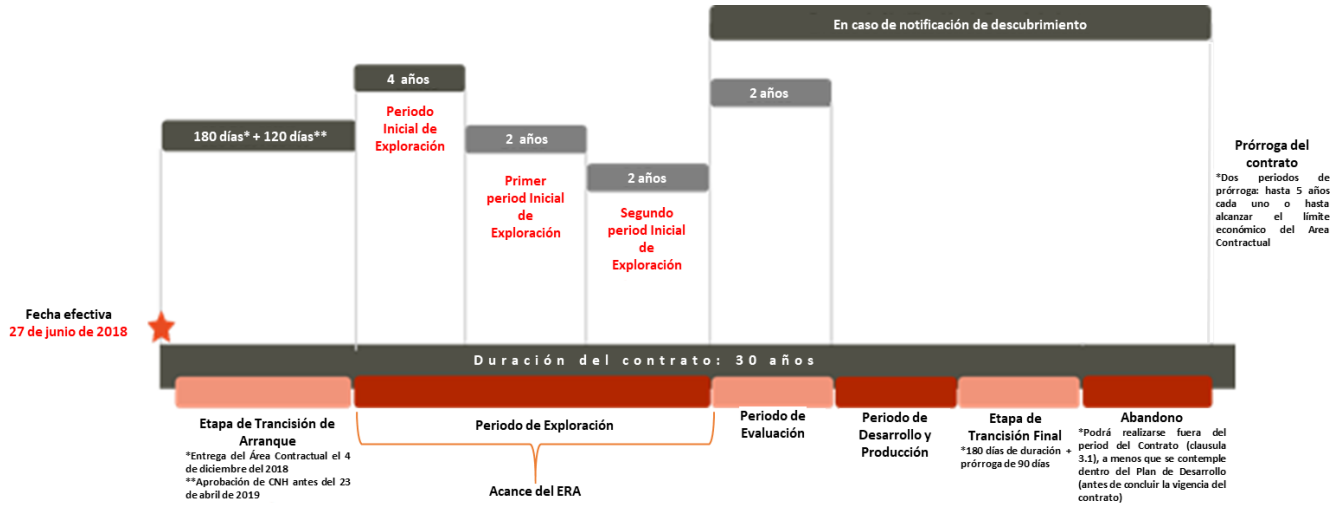

Figura 1-1. Cronograma y etapas del contrato de licencia.

Nota: *180 días: Presentación de Plan de Exploración ante CNH **120 días: Aprobación del Plan de Exploración por CNH.

Fuente: AECOM, 2020 (con base en el Contrato CNH-R03-L01-G-CS-03/2018 [CNH, 2018]).

El Área Contractual se ubica aproximadamente a 111 km del punto más cercano de la costa en el Estado de Campeche al noreste de la Laguna de Terminos, 181 km del Puerto de Dos Bocas (Tabasco) y 124 km del Puerto de Isla del Carmen y del Aeropuerto de Ciudad del Carmen (Campeche), en el sureste del Golfo de México (Figura 1-2). Posee una superficie de 734.054 km^2 con profundidades que varían de 50 m a 1,100 m, aproximadamente; contiene dos pozos de exploración abandonados (Kambul-1 y Tunich-101) que fueron perforados y abandonados por Petróleos Mexicanos (PEMEX), también existen dos oleoductos paralelos que cruzan de Sur a Norte en la porción Este del Área Contractual (20 km aproximadamente). El Área Contractual, se ubica dentro de la Zona Económica Exclusiva (ZEE), es considerada propiedad federal y por lo tanto no pertenece a ningún poblado, municipio, o estado (BP Mexico, 2019; CNH, 2018).

La perforación del *Pozo Compromiso* está planeada provisionalmente para el segundo trimestre de 2022. La ubicación final del pozo no ha sido determinada aún debido a la complejidad del lecho marino, por lo tanto, su selección dentro del Área Contractual requerirá una evaluación concluyente de los datos sísmicos junto con una serie de estudios exploratorios que ya están en marcha. Para preparar este ERA, BP México seleccionó provisionalmente dos prospectos alternativos que representan regiones de aguas profundas (AP) y aguas someras (AS) debido a la configuración batimétrica del Área Contractual. Por lo tanto, se consideran dos ubicaciones preliminares de perforación exploratoria con la finalidad de brindar representatividad al presente documento, aunque sólo se perforará un pozo exploratorio para el período inicial de exploración.

Como se muestra en la Figura 1-2, una de las ubicaciones provisionales para el *Pozo Compromiso*, denominada en lo sucesivo como la ubicación de aguas profundas (*Pozo Compromiso*-AP), se encuentra a 0.5 km aproximadamente del límite norte del Área Contractual, y tiene una profundidad aproximada de 1,022 m (Latitud; 19.971884°N, Longitud 92.339588°"O WGS 84). La otra ubicación provisional, denominada en lo sucesivo como la ubicación de aguas someras (*Pozo Compromiso*-AS), se encuentra aproximadamente a 5.5 km del límite norte del Área Contractual en profundidades de 142 m aproximadamente (Latitud; 19.927894°N, Longitud 92.190697°O WGS 84).

Dependiendo de los resultados preliminares de este primer pozo, se podrían perforar de uno a ocho pozos adicionales dentro del Período de Exploración. Es importante señalar que los riesgos y consecuencias analizados se consideran independientes de las ubicaciones de los pozos dentro del Área Contractual, ya que las dos

ubicaciones alternativas de *Pozo Compromiso* son representativas de los dos patrones de profundidad presentes en el Área Contractual (somera y profunda), siempre y cuando se consideren los mismos tipos de equipos de perforación, y que la composición del hidrocarburo y las propiedades del yacimiento sean similares. El Período de Exploración (de hasta ocho años) se considera como la duración del Proyecto dentro del contexto de este ERA.

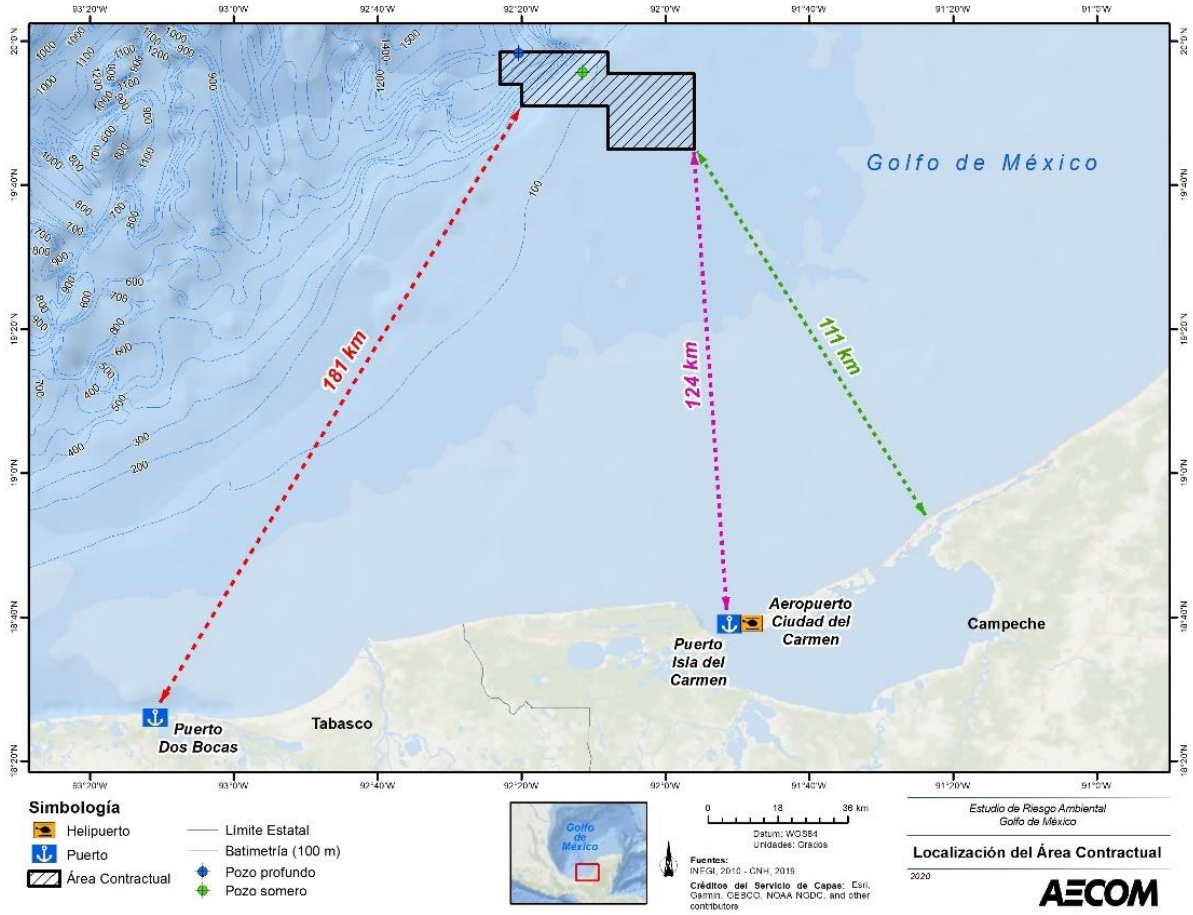

Figura 1-2. Ubicación del Área de Contractual CS-G03, incluyendo los lugares alternativos del *Pozo Compromiso* para aguas profundas y aguas someras.

Fuente: AECOM, 2020.

La selección del equipo de perforación depende generalmente de las características físicas del área de perforación, como la profundidad y las condiciones oceanográficas; así como de las consideraciones de planeación y logística (*p.ej.,* la disponibilidad del equipo de perforación). BP México aún no ha seleccionado la plataforma de perforación específica que se utilizará para el Proyecto, sin embargo, a manera descriptiva, se ha decidido utilizar o una MODU o un Jack-up, diseñados especialmente para aguas profundas o someras, respectivamente. El modelo exacto de la MODU o del Jack-up se seleccionará con base en los planes de perforación, los requisitos técnicos y la disponibilidad; sin embargo, la MODU *Pacific Khamsin* de la empresa *Pacific Drilling* V Ltd. y el Jack-up *Maersk Resilient* de la empresa *Maersk Drilling*, fueron seleccionados para describir las actividades de perforación, las características de cada plataforma y sus condiciones de funcionamiento (Imagen 1-1 e Imagen 1-2). Cabe mencionar que la información del sistema contra incendios presentada en este ERA para la MODU se basa en mapas obtenidos de *Diamond Offshore,* mientras que la información del sistema contra incendios para el Jack-up se basa en un mapa contra incendios genérico para Jack-up debido a que estos no se encuentran disponibles para

Pacific Khamsin ni *Maersk Resilient*. Sin embargo, independientemente del contratista, los sistemas contra incendios son similares para cada tipo de plataforma y las posibles diferencias entre ellos no afectarán la evaluación contenida en este documento. Es importante mencionar que, en caso de que el Proyecto decida utilizar una plataforma distinta a la MODU o Jack-up, los ajustes pertinentes en las secciones específicas a cada plataforma, serán notificadas a ASEA mediante el mecanismo correspondiente.

Existe una amplia gama de capacidades y tirantes de agua en las que las MODU pueden operar. En promedio, la mayoría son capaces de perforar en tirantes de agua de 3,000 m aproximadamente, con una capacidad máxima de perforación de aproximadamente 12,000 m. Cuentan con una apertura en la sección media (conocida como *moonpool*) con una torre de perforación colocada sobre ella. Pueden utilizar un sistema de posicionamiento dinámico (DP, por sus siglas en inglés) para mantener la ubicación, por lo que no requieren de anclaje y suelen tener una capacidad de tripulación de 200 personas.

Los Jack-up consisten principalmente en lo siguiente: 1) un casco flotante que proporciona flotabilidad, estabilidad y espacio de trabajo; 2) piernas que trabajan juntas para dar estabilidad a la plataforma y elevarla durante las actividades de perforación; y 3) la infraestructura necesaria para las actividades de perforación. Cuando está en tránsito (de la costa al lugar de perforación) las piernas se retraen para que el casco de la plataforma pueda flotar en la superficie del mar. Mientras que algunos tienen un sistema de autopropulsión y no necesitan una fuente externa para desplazarse, la mayoría de ellos son transportados a través de barcos remolcadores. Cuando llega a la ubicación del pozo, la operación de posicionamiento del Jack-up puede requerir remolcadores adicionales para estabilizarlo a medida que las piernas descienden al lecho marino, lo que proporciona una cimentación segura para la perforación. Posteriormente, el Jack-up se eleva a una altura adecuada para evitar posibles impactos de las olas y corrientes (condiciones extremas). Suelen tener una capacidad de tripulación de 120 a 150 personas.

Más detalles sobre ambas plataformas se proporcionan en la Sección 1.2.7.

Imagen 1-1. Ejemplo de una MODU (Modelo: *Pacific Khamsin*).

Fuente: Teixidor-Cardenas, 2013.

Imagen 1-2. Ejemplo de Jack-up (Modelo: *Maersk Resilient*).

Fuente: Maersk Drilling, 2019.

Hasta el momento, BP Mexico no planea realizar una prueba de pozo en el *Pozo Compromiso* (ya sea en AP o AS). En caso de que se llegase a requerir una prueba de pozo durante las etapas posteriores del Proyecto, se proporcionará la información pertinente con relación al equipo de prueba de pozo, las condiciones operativas y el estudio de riesgo asociado ante ASEA para su aprobación.

Además de las actividades en el Área Contractual, las operaciones de perforación requerirán del tránsito de buques de apoyo costa afuera (OSV, por sus siglas en inglés) y helicópteros entre la plataforma de perforación y la costa. Sin embargo, las operaciones de los OSV y los helicópteros no están consideradas dentro del alcance de este ERA, ya que no realizan AAR (ver Sección 1.5.2.1).

Específicamente, el Proyecto se encuentra ubicado dentro de la Unidad de Gestión Ambiental (UGA) No. 187, según la definición del *Programa de Gestión Regional ,Ecológico y Marino del Golfo de México y el Caribe* (SEMARNAT, 2012). Las estrategias y acciones que aplican al área se describen con más detalle en el Capítulo 3 de la MIA, incluyendo cómo BP México cumplirá con cualquier obligación pertinente.

Las actividades económicas clave en el área del Proyecto son: exploración/producción de hidrocarburos y gas, pesca industrial/artesanal y actividades marítimas comerciales (Puerto de Dos Bocas y Puerto de Isla del Carmen). Con respecto a las actividades de pesca, debido a la distancia del Área Contractual desde la costa, es más probable que esta se lleve a cabo por grandes embarcaciones pesqueras industriales (pesca en alta mar), que por pequeñas embarcaciones de pesca costera o artesanal. Según el Estudio de Línea de Base Ambiental (ELBA, BP Mexico, 2019), en las zonas de Campeche y Tabasco, entre los principales taxones cosechados de la plataforma continental se encuentran: sierra (*Scomberomorus maculatus* y *S. cavalla*), pulpos (*Octopus maya* y *O. vulgaris*), camarón (*Farafantepenaeus duorarum, Xiphopenaeus kroyeri, Penaeus setiferus, y P. aztecus, respectivamente*), robalo (*Centropomus undecimalis,* y *C. poeyi*), corvina (*Cynoscion nothus, C. arenarius* y *C. nebulosus, respectivamente)* y bagre (*Bagre marinus*).

1.2.2 Características del sitio y su susceptibilidad 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 las que 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).

1.2.2.1 Temporadas

Como en la mayoría de las regiones tropicales, existen dos temporadas distintivas, una temporada de lluvias y una temporada de secas (Herrera-Silveira, 1994; Peel *et al.*, 2007). En el Golfo de México, la temporada de lluvias se caracteriza por temperaturas más cálidas y precipitaciones frecuentes y constantes que aumentan lentamente, alcanzando su pico cerca del final de la temporada y que comprende la mayor parte de la precipitación anual. La temporada de lluvias ocurre aproximadamente de abril a septiembre (con variaciones locales más tempranas o más tardías). La temporada de secas incluye temperaturas más frescas y una disminución en el patrón de precipitación. Las precipitaciones de la temporada de secas incluyen eventos intensos al principio de la temporada, con progresivamente menos eventos de precipitaciones, más cortos y menos intensos, hasta el final de la temporada. La temporada de secas ocurre aproximadamente de octubre a marzo (con variaciones locales antes o después).

En algunas publicaciones se considera que la estacionalidad de los ecosistemas costeros del sur del Golfo de México podría experimentar tres temporadas diferentes, la temporada de lluvias, la temporada de secas y la temporada de Nortes, esta última causando fuertes cambios biogeoquímicos e hidrológicos que repercuten en la flora marina, costera y terrestre, afectando la dinámica de las comunidades y poblaciones de nivel superior trófico, en particular en lagunas y estuarios costeros (Hernández *et al.*, 2011; Herrera-Silveira, 1994; Miranda *et al.*, 2005; Tapia González *et al.*, 2008). Los Nortes corresponden a frentes fríos (sistemas de alta presión) que se originan en Las Rocallosas en Norteamérica 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 h) y valores altos de presión atmosférica (Passalacqua *et al.*, 2016; Pérez *et al.*, 2014). La frecuencia anual y el efecto acumulativo que los Nortes tienen en los ecosistemas costeros (desde el 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 las corrientes de superficie a escala regional, se aplican dos estaciones (Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005).

Las corrientes superficiales constituyen una fuerza importante en la simulación de riesgos potenciales como los derrames de hidrocarburos y de igual manera, varían según la temporada. Esta temporalidad se define entre abril y septiembre (temporada de lluvias) y entre octubre y marzo (temporada de secas), durante la cual, se presentan los eventos de Nortes (Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005; Zavala-Hidalgo *et al.*, 2014). Es importante mencionar que la variabilidad de la circulación oceánica profunda, es decir en profundidades de agua superiores a 1,000 m, no está fuertemente influenciada por los cambios estacionales (Hamilton, 1990; Hamilton y Lugo-Fernandez, 2001).

En el suroeste del Golfo de México, los únicos patrones estacionales en las corrientes superficiales que se pueden identificar de manera consistente a lo largo de una escala temporal decenal, se producen durante las condiciones extremas del pico de la temporada de secas y la temporada de lluvias mientras que los meses de transición al final de las temporadas de lluvias y de secas no incluyen ningún patrón estacional de corrientes superficiales a escala temporal decenal (DiMarco *et al.*, 2005). Si bien hay una gran superposición del período de Nortes con el pico de la temporada de secas, se atribuye a otros forzamientos como los giros de mesoescala que se desprenden de la Corriente de Lazo y al estrés del viento asociado a los vientos alisios (DeHaan y Sturges, 2005; DiMarco *et al.*, 2005; Dubranna *et al.*, 2011; Passalacqua *et al.*, 2016; Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005). Las corrientes marinas en el Golfo de México se describen con mayor detalle en la Sección 1.2.2.7.

1.2.2.2 Condiciones meteorológicas

Con la finalidad de caracterizar las condiciones meteorológicas que rodean el Área Contractual, se utilizaron datos obtenidos de la Administración Nacional de Aeronáutica y Espacio (NASA, por sus siglas en inglés) y de dos estaciones meteorológicas de la CONAGUA-SMN (Comisión Nacional del Agua-Servicio Meteorológico Nacional). Los datos de percepción remota de los satélites de la NASA cubren un área desde 18.7° N a 21° N y desde, 92.5° O a 96° O. Las estaciones de la CONAGUA-SMN que se utilizaron para describir los entornos costa afuera se ubican en las islas de Cayo Arcas y Triángulo Oeste con distancias del Área de Contractual de 31 km al noreste y 112 km al norte, respectivamente. Los datos de las estaciones meteorológicas terrestres se utilizaron para caracterizar las condiciones meteorológicas a lo largo de la costa del Golfo dentro del Sistema Ambiental Particular (SAP) del Proyecto, (Capítulo 4 de la MIA) y proporcionan información importante sobre los fenómenos meteorológicos costeros. Las estaciones CONAGUA-SMN utilizadas para la descripción de los escenarios costeros están localizadas en Campeche, Frontera (Tabasco) y Paraíso (Tabasco), aproximadamente a 147 km, 145 km y 188 km del Área Contractual, respectivamente (Figura 1-3).

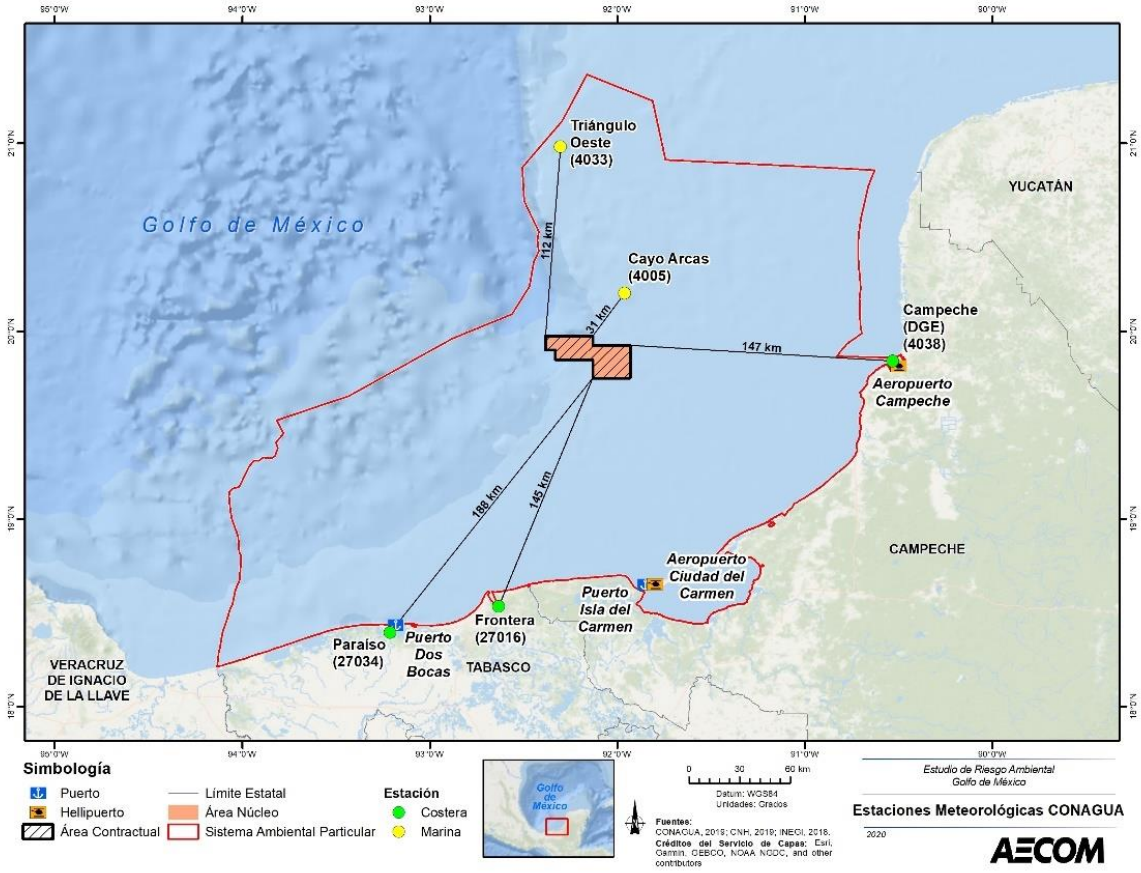

Figura 1-3. Ubicación de las estaciones de la CONAGUA-SMN y distancias al Área Contractual.

Fuente: AECOM, 2020.

Tabla 1-1. Datos meteorológicos de la NASA correspondientes a un período de 10 años (2008-2017) en el sureste del Golfo de México (18.7° N a 21° N; 92.5° O a 96° O).

Parámetro	Media (anual)	Máxima (mensual)	Mes de máxima	Mínima (mensual)	Mes del mínimo
Temperatura del aire (°C)	26.3 ± 1.8	28.6 ± 0.2	Ago.	23.6 ± 0.5	Ene.
Temperatura del agua (°C)	27.2 ± 2.0	29.8 ±0.4	Sept.	24.3 ±0.7	Feb.
Precipitación (mm/mes)	71.3 ± 45.5	156.6 ± 62.3	Sept.	16.3 ± 14.3	Mar.
Humedad relativa (%)	71.8 ± 2.8	75.6 ± 1.0	Mayo.	67.4 ± 4.5	Nov.
Presión atmosférica a nivel del mar (mbar)	1,013.9 ± 2.0	1017.1 ± 1.0	Ene.	1,011.7 ± 1.3	Sept.
Velocidad del viento (m/s)	7.0 ± 0.7	8.2 ± 0.9	Abr.	6.0 ± 0.8	Ago.

Fuente: BP Mexico, 2019.

Tabla 1-2. Datos meteorológicos de las estaciones marinas de la CONAGUA-SMN (1951-2008).

Ubicación	Estación	Coordenadas	Temperatura (°C)			Precipitación anual (mm)
			Max	Media	Min	
Cayo Arcas	4005	20° 12’ 15” N 91° 57’ 43” O	30.0	27.0	25.0	356
Triangulo Oeste	4033	20° 59’ 00” N 92° 18’ 14” O	29.0	27.0	25.0	333.1

Fuente: CONAGUA, 2019.

Tabla 1-3. Datos Meteorológicos de las estaciones costeras de la CONAGUA-SMN (1951-2008).

Municipio	Estación	Coordenadas	Altitud (msnm)	Temperatura (°C)			Precipitación anual (mm)
				Max	Media	Min	
Campeche (Campeche)	4038	19° 50’ 22” N 90° 31’ 54” O	10	32.7	27.0	21.3	1,026
Frontera (Tabasco)	27016	18° 32’ 01” N 92° 38’ 02” O	20	33.6	27.0	20.4	1,493
Paraíso (Tabasco)	27034	18° 23’ 44” N 93°12’ 44” O	2	31.4	36.5	21.7	1,769

Fuente: CONAGUA, 2019.

1.2.2.3 Mareas

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

Las mareas en el Golfo de México son indirectamente influenciadas por la onda mareal en el Océano Atlántico, y por las fuerzas gravitacionales ejercidas sobre ellas. Las mareas primordialmente siguen un ciclo diurno, con algunas variaciones en regiones de mareas mixtas, como por ejemplo en porciones del noreste y del noroeste del Golfo de México (de Lanza Espino y Gómez Rojas, 2004). Las amplitudes de marea típicas en aguas profundas son menores a 5 cm, incrementado en aguas someras entre 7 cm y 9 cm en el margen oeste del Golfo, y entre 17 cm y 33 cm a lo largo de la plataforma continental (Zetler y Hansen, 1971).

Las bajas amplitudes de marea en las aguas profundas del Golfo de México no se consideran en general un riesgo para las actividades de exploración y perforación; sin embargo, deben tenerse en cuenta al diseñar las plataformas de perforación costa afuera a lo largo de las plataformas continentales (Gouillon ***et al.***, 2010).

1.2.2.4 Corrientes marinas

Las corrientes juegan un papel importante en la suma de fuerzas que pueden actuar sobre un cuerpo flotante. Desde una perspectiva de ingeniería, el perfil de las velocidades que pueden impactar en un cuerpo flotante y la distribución regional de las corrientes de agua son de suma importancia. El estudio de las corrientes marinas permite elaborar y perfeccionar planes de contingencia para garantizar la estabilidad de la unidad flotante, y para la respuesta eficaz a los derrames de fluidos peligrosos, u otros materiales con posibles repercusiones ambientales.

Las corrientes inerciales extremas con amplitudes entre 2 m/s y 3 m/s pueden ser producidas por eventos extremos como los huracanes. Estas fuertes corrientes inerciales pueden persistir durante varios días, mientras que la energía que penetra en aguas más profundas (con velocidades atenuadas de aproximadamente 0.5 m/s), puede persistir durante 10 días o más (Oey y Wang, 2009).

Los complejos patrones de circulación que influyen en las corrientes marinas del Golfo de México asociados a la Corriente de Lazo y los giros anticiclónicos y ciclónicos que se desprenden de ella se detallan en la Sección 1.2.2.7.

1.2.2.5 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 es provocado por la interacción del viento con la superficie del mar y es contrarrestado por la acción de la gravedad como fuerza restauradora. La altura del oleaje depende de la velocidad y duración del viento, así como de la longitud de contacto a lo largo de la interfaz aire/agua, conocida como *fetch*. La amplitud y la frecuencia de las olas (inverso al periodo) son variables importantes que impulsan las cargas de impacto contra las estructuras flotantes que pueden, en algunas circunstancias, restringir las actividades de perforación.

La altura de ola significante (SWH, por sus siglas en inglés) es un parámetro estadístico importante que se utiliza en ambientes costa afuera para diseñar plataformas petroleras, así como para planear actividades de exploración y perforación. La SWH es el promedio aritmético del tercio de alturas más altas obtenidas en un registro de oleaje que ocurren en un determinado tiempo. Dicha variable, esta correlacionada con la energía total y la fuerza potencial transmitida a la infraestructura flotante.

Panchang, Jeong, y Demirbilek, 2013 estimaron la SWH para un periodo de retorno de 100 años en el Golfo de México, utilizando 51 años de datos de reanálisis de oleaje (Figura 1-4). Las estimaciones resultantes de la SWH para el Área Contractual fueron de aproximadamente 6 m a 8 m.

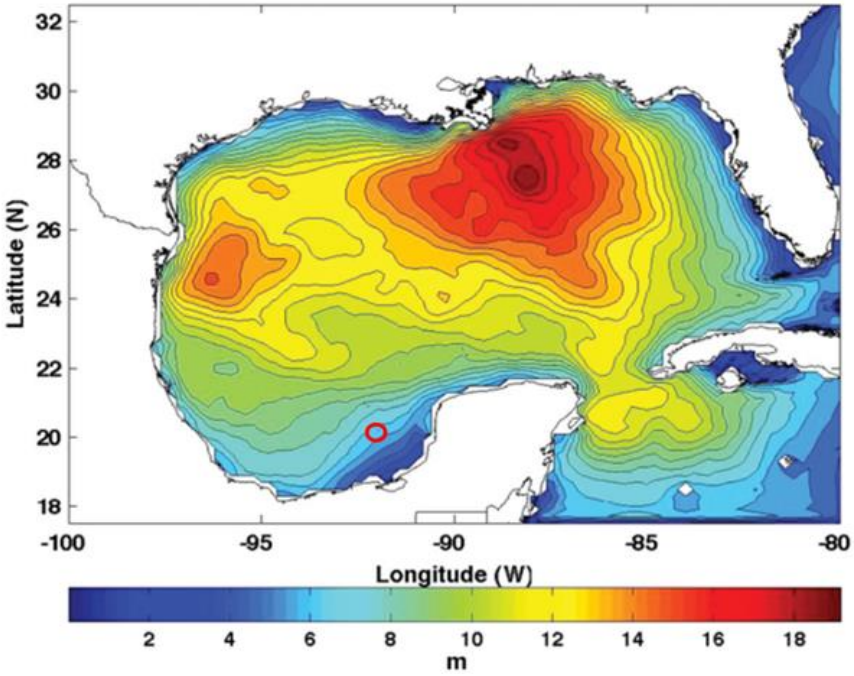

Figura 1-4. Estimaciones de los valores de SWH para un periodo de retorno de 100 años.

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

Fuente: Panchang, Jeong, y Demirbilek, 2013; adaptado por AECOM, 2020.

1.2.2.6 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 las superficies marinas y su efecto sobre las estructuras flotantes. Además, estas fuerzas contribuyen a los movimientos estocásticos, fatiga estructural y deformación potencial de las unidades de perforación, así como a la vibración que podría afectar a los componentes internos.

Los patrones de viento del Golfo de México están dominados principalmente por los vientos alisios que entran al Golfo por el este y se desvían hacia el sur debido a la obstrucción de las montañas de la Sierra Madre Oriental y luego salen al Océano Pacífico a través de un pasaje de montaña baja en el Istmo de Tehuantepec (Zavala-Hidalgo *et al.*, 2014). Durante la temporada de lluvias, el Golfo de México experimenta fuertes vientos asociados a ciclones tropicales (generalmente de mayo a octubre) con velocidades de viento de hasta 70 m/s (huracanes de categoría 5), y frentes fríos conocidos como Nortes (que pueden ocurrir esporádicamente de noviembre a marzo). Los Nortes se definen como oleadas frías anticiclónicas que entran en el Golfo de México desde América del Norte continental, generando fuertes vientos (Ojeda *et al.*, 2017) que alcanzan los 16 m/s (Passalacqua *et al.*, 2016; Romero-Centeno *et al.*, 2003). Los vientos provenientes de los Nortes pueden sostenerse durante varios días y pueden producir grandes marejadas y fuertes corrientes superficiales.

La velocidad y dirección media mensual del viento para el Golfo de México se muestra en la Figura 1-5, con una componente dominante hacia el este y mayores velocidades del viento de 6 m/s a 7 m/s durante los meses de abril y mayo.

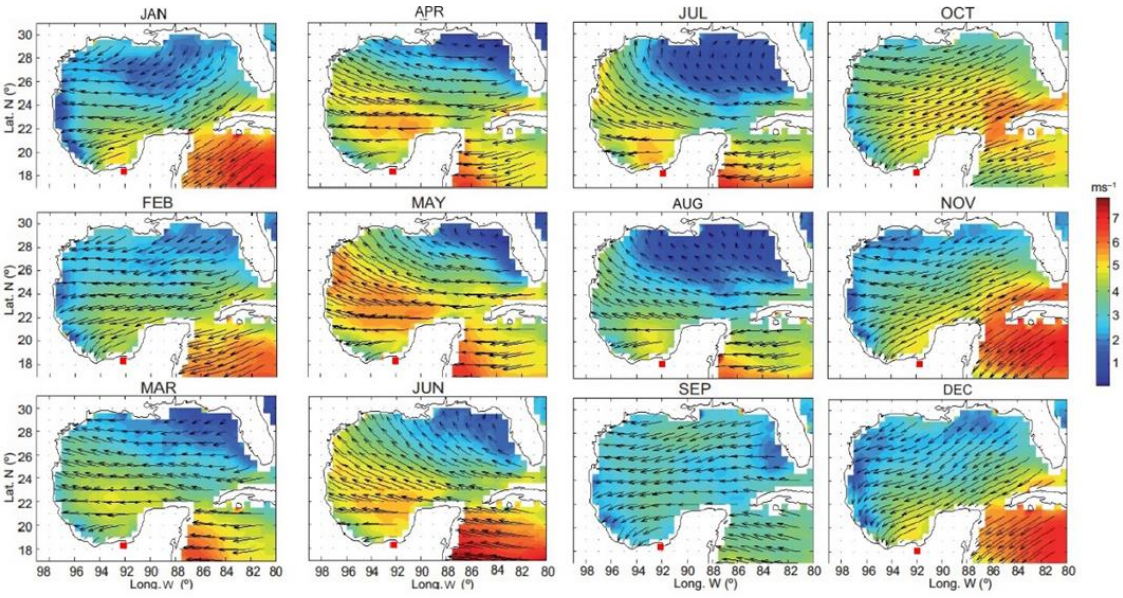

Figura 1-5. Media mensual del viento en el Golfo de México (datos del satélite de la NASA *Quikscat/SeaWinds*).

Fuente: Zavala-Hidalgo, Romero-Centeno, y Mateos-Jasso, 2014.

La media mensual interanual de la velocidad del viento para el periodo de 10 años (2008-2017) en el sur del Golfo de México (18.7° N a 21° N; 92.5° O a 96° O) con base en observaciones del satélite *Aquarius* de la NASA se muestra en la Figura 1-6. La velocidad media del viento es mayor en abril (media = 8.2 ± 0.9 m/s) y menor en agosto (media = 6.0 ± 0.8 m/s).

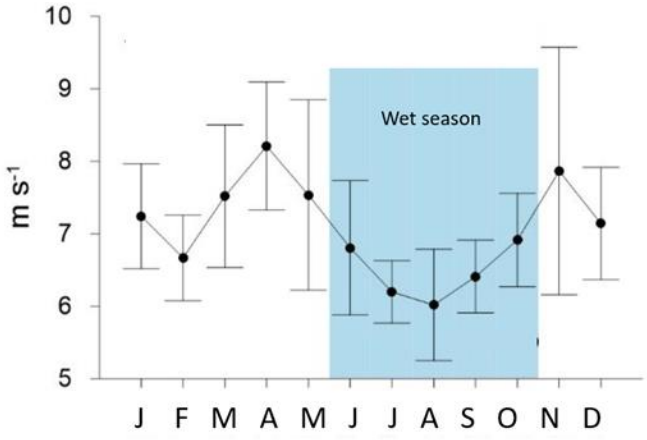

Figura 1-6. Media mensual de la velocidad del viento (periodo de 10 años) con base en observaciones del satélite *Aquarius* de la NASA en el sur del Golfo de México.

Fuente: BP Mexico, 2019.

1.2.2.7 Patrones de Circulación

En el Golfo de México, la circulación de la capa superior oceánica (de 0 m a 1,000 m de profundidad) está dominada principalmente por la Corriente de Lazo y los giros de mesoescala que se desprenden de ella (DeHaan y Sturges, 2005). La Corriente de Lazo se forma a medida que las masas de agua fluyen desde el Mar Caribe a través del Canal de Yucatán hacia el Golfo de México, extendiéndose al noroeste y luego hacia el este como la Corriente de Florida, finalmente convirtiéndose en la Corriente del Golfo que se mueve hacia el Océano Atlántico.

En el suroeste del Golfo de México, la circulación de la capa superior está dominada principalmente por el Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche (GCBC). El GCBC se asocia con el estrés del viento persistente causado por el desvío de los vientos del este hacia el sur por las montañas de la Sierra Madre Oriental en el territorio continental mexicano, hacia el Istmo de Tehuantepec (Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005). Este GCBC circula en sentido contrario al giro anticiclónico, generalmente presente en el centro del Golfo de México. Existe un ciclo general fuerte/débil de circulación de los giros como único patrón estacional identificable de manera consistente que persiste a lo largo de todo el año, donde las corrientes llegan a su mayor velocidad entre octubre y febrero, alcanzando normalmente su punto máximo entre noviembre y enero (Schmitz, 2005). Las corrientes superficiales se modifican aún más por los giros. Estos giros anticiclónicos interactúan con el GCBC, alterando las corrientes superficiales locales de manera inconsistente. Los giros anticiclónicos de la Corriente de Lazo se desarrollan y desprenden en un período altamente variable de 3 a 17 meses, mientras que la vida útil individual de cada giro puede oscilar entre 2 y 8 meses a medida que progresa hacia el suroeste, disipándose finalmente debido a su interacción con la plataforma continental occidental del Golfo (Sturges *et al.*, 2005; Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005). Un ejemplo de la Corriente de Lazo y los giros que se desprenden de ella se puede ver en la Figura 1-7.

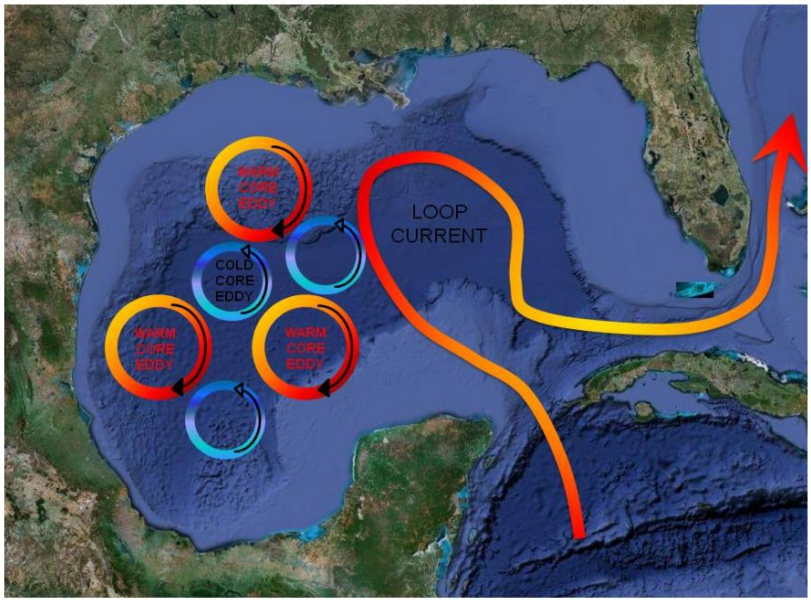

Figura 1-7. Esquema de los patrones de circulación en el Golfo de México.

Fuente: Texas Pelagics, 2020.

Mientras que, el GCBC al suroeste de la trayectoria de flujo predominante de la Corriente de Lazo es la influencia predominante para la mayor parte de la Bahía de Campeche (Vázquez de la Cerda *et al.*, 2005) la circulación impulsada por el viento de los vientos alisios domina las corrientes superficiales sobre la plataforma continental, incluido el Banco de Campeche (Zavala-Hidalgo *et al.*, 2003). Se observó un componente hacia el sur y el oeste en la circulación a lo largo de la plataforma del Banco de Campeche durante todo el año a partir de siete años de

datos numéricos validados (Zavala-Hidalgo *et al.*, 2003). Estos patrones de dirección pueden ser observados en la Figura 1-8, donde las corrientes superficiales más intensas están presentes de abril a agosto.

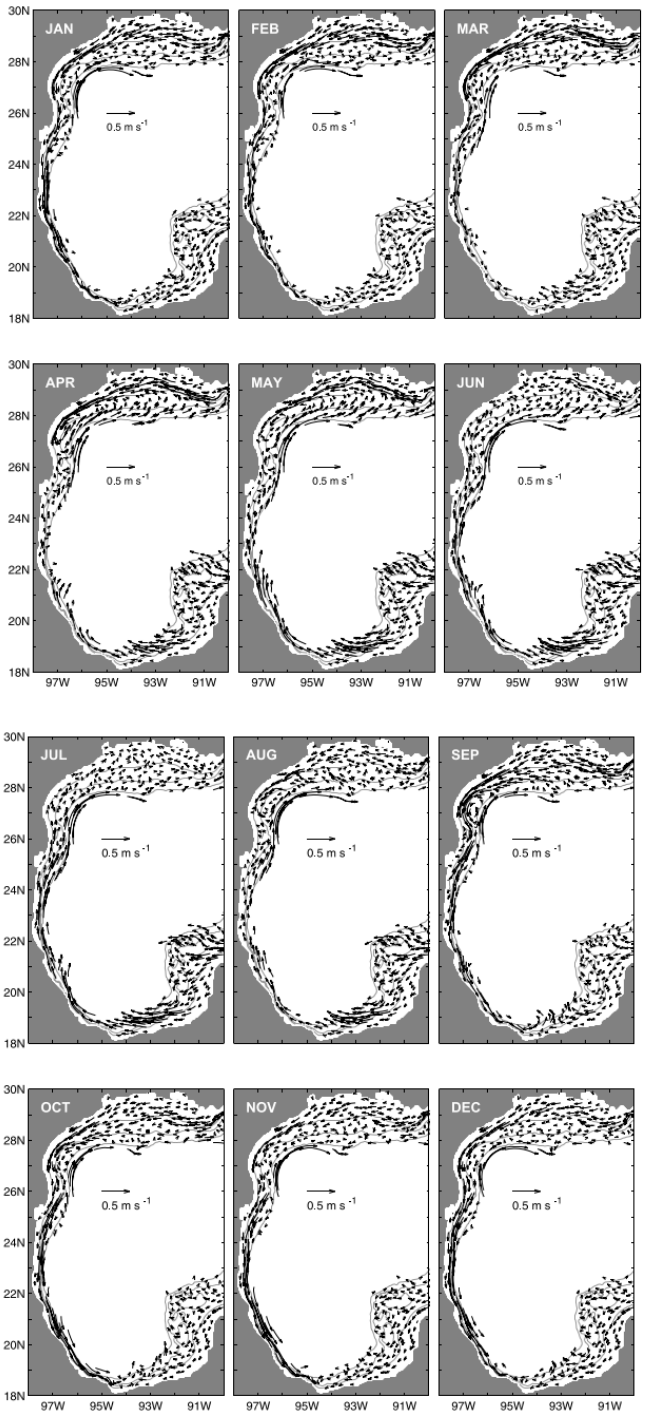

Figura 1-8. Medias mensuales de las corrientes superficiales a lo largo de la plataforma occidental del Golfo de México.

Fuente: Zavala-Hidalgo, Morey, y O'Brien, 2003, adaptado por AECOM, 2020.

1.2.2.8 Eventos extremos

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

1.2.2.8.1 Huracanes

La temporada de huracanes en el Océano Atlántico ocurre principalmente durante la estación húmeda entre junio y octubre, donde septiembre representa el mes con mayor incidencia (NOAA-NHC, 2018). Los huracanes de Categoría III y IV son relativamente frecuentes en el este del Golfo de México. En promedio, 10 tormentas tropicales son generadas durante esta temporada en el Océano Atlántico, de las cuales, aproximadamente seis se intensifican hasta convertirse en huracanes, y dos o tres de ellas, llegan a conformarse en huracanes mayores (categoría ≥ 3, dentro de la escala Saffir-Simpson [NOAA-NHC, 2018]).

La Figura 1-9 y la Tabla 1-4, muestran las trayectorias de huracanes mayores (categoría ≥ 3) que se encontraron aproximadamente a un radio de 350 km del Área Contractual y el listado de sus características durante su trayecto, respectivamente. El huracán con mayor intensidad fue Janet en 1955, huracán categoría 5 con velocidades de viento de 178 kt y una presión atmosférica de 914 mbar.

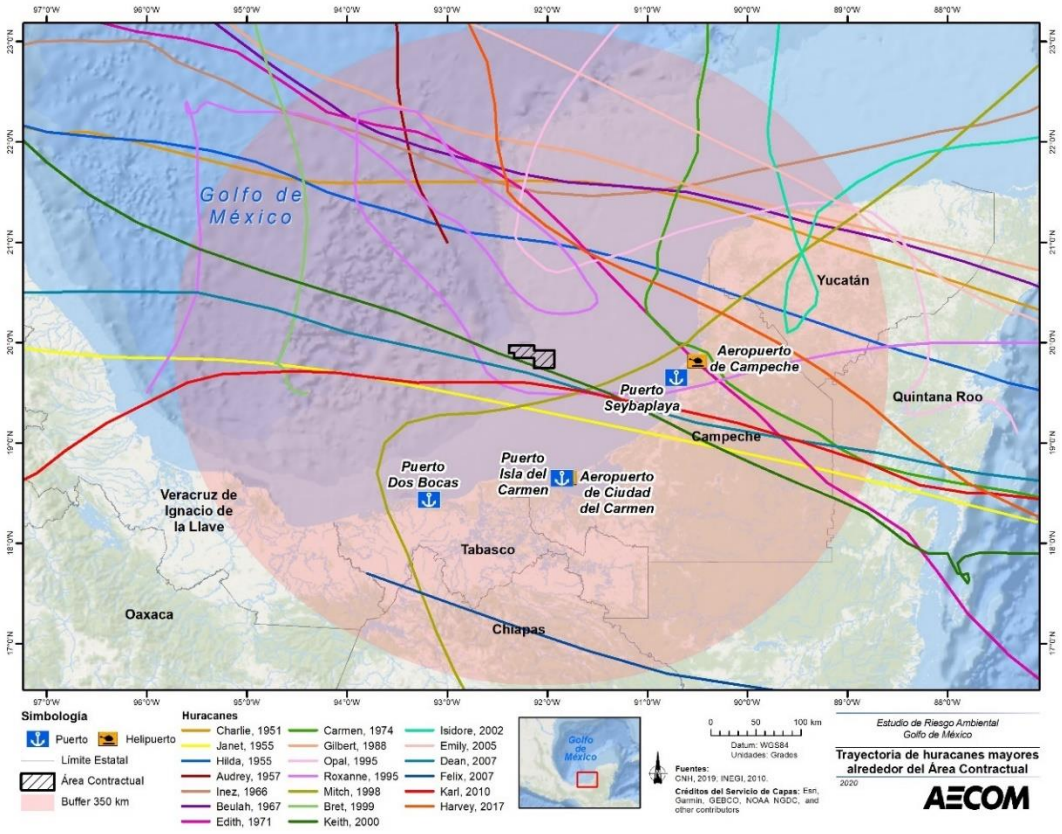

Figura 1-9. Trayectorias de huracanes mayores (Categoría ≥ 3) dentro del SAP (1950 – 2017).

Fuente: AECOM, 2020, con base en NOAA-NHC, 2018.

Tabla 1-4. Resumen de huracanes mayores (categoría >3) registrados dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1951 – 2017).

Nombre	Año	Duración	Categoría	Velocidad máxima (kt)	Presión atmosférica mínima (mbar)
Charlie	1951	12 de agosto – 23 de agosto	4	115	968
Hilda	1955	12 de septiembre – 20 de septiembre	3	105	952
Janet	1955	21 de septiembre–30 de septiembre	5	178	914
Audrey	1957	24 de junio – 29 de junio	3	110	946
Inez	1966	21 de septiembre – 11 de octubre	4	130	929
Beulah	1967	5 de septiembre – 22 de septiembre	5	140	923
Edith	1971	9 de septiembre – 18 de septiembre	5	140	943
Carmen	1974	29 de agosto – 10 de septiembre	4	130	928
Gilbert	1988	8 de septiembre – 20 de septiembre	5	160	880
Opal	1995	27 de septiembre – 6 de octubre	4	130	916
Roxanne	1995	7 de octubre – 21 de octubre	3	100	956
Mitch	1998	22 de octubre – 9 de noviembre	5	155	905
Bret	1999	18 de agosto – 25 de agosto	4	125	944
Keith	2000	28 de septiembre – 6 de octubre	4	120	939
Isidore	2002	14 de septiembre – 27 de septiembre	3	110	938
Emily	2005	11 de julio – 21 de julio	5	140	929
Félix	2007	31 de agosto – 6 de septiembre	5	150	929
Dean	2007	13 de agosto – 23 de agosto	5	150	905
Karl	2010	13 de septiembre – 18 de septiembre	3	110	956
Harvey	2017	17 de agosto – 31 de agosto	4	116	941

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

Fuente: NOAA, 2018.

1.2.2.8.2 Tsunamis

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

1.2.2.8.3 Susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos

En la Tabla 1-5, se presenta un resumen del nivel de susceptibilidad de las instalaciones del Proyecto a los efectos meteorológicos y oceanográficos adversos descritos anteriormente. Los niveles de susceptibilidad de muy bajo,

bajo, medio, alto y muy alto se definieron con base en los daños ocasionados en la industria del petróleo debido a la ocurrencia de estos fenómenos.

Tabla 1-5. Clasificación de susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

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

Fuente: AECOM, 2020.

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

En este apartado se identificaron las instalaciones relacionadas con actividades de hidrocarburos preexistentes en el Área Contractual. Primeramente, se realizó una revisión del inventario de activos con los que cuenta el Área Contractual, de acuerdo con el Contrato (CNH, 2018) y de acuerdo con información proporcionada por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos (CNIH) de la CNH.

Dos pozos taponados fueron identificados dentro del Área Contractual (Tabla 1-6), así como dos oleoductos que corren en dirección norte-sur a través de la porción este del Área Contractual (Tabla 1-7). Dichos oleoductos están activos y transportan crudo Maya entre el complejo Akal-J hacia la plataforma Cayo Arcas con una extensión aproximada de 84 km. La longitud del segmento que corre a través del Área Contractual es de aproximadamente 20 km (Figura 1-10).

Tabla 1-6. Pozos preexistentes en el Área Contractual.

Pozo	Ubicación (ITRF 08)		Profundidad total (m)	Tipo	Año de perforación (Final)	Estatus	Distancia del pozo abandonado al *Pozo Compromiso* - AS (km)	Distancia del pozo abandonado al *Pozo Compromiso* - AP (km)
	Latitud	Longitud						
KAMBUL-1	19.891830°	92.124530°	3,227	Vertical	1984	Taponado	8	24.2
TUNICH-101	19.857402°	92.284074°	3,850	Vertical	2004	Taponado	12.5	13.9

Fuente: CNH, 2018, adaptado por AECOM, 2020.

Tabla 1-7. Oleoductos en el Área Contractual.

Oleoducto	Diámetro	Extensión (km)	Extensión dentro del Área Contractual (km)	Crudo	Estatus	Distancia de *Pozo Compromiso* - AS a oleoducto (km)	Distancia de *Pozo Compromiso* -AP a oleoducto (km)
OLD AK J - CYM-1D-0024	36”	83.46	19.674	Maya	Activo	23.3	38.9
OLD AK J - CYM-2 D-0061	36”	83.68	19.667	Maya	Activo	23.3	38.9

Fuente: CNH, 2018 adaptado por AECOM, 2020.

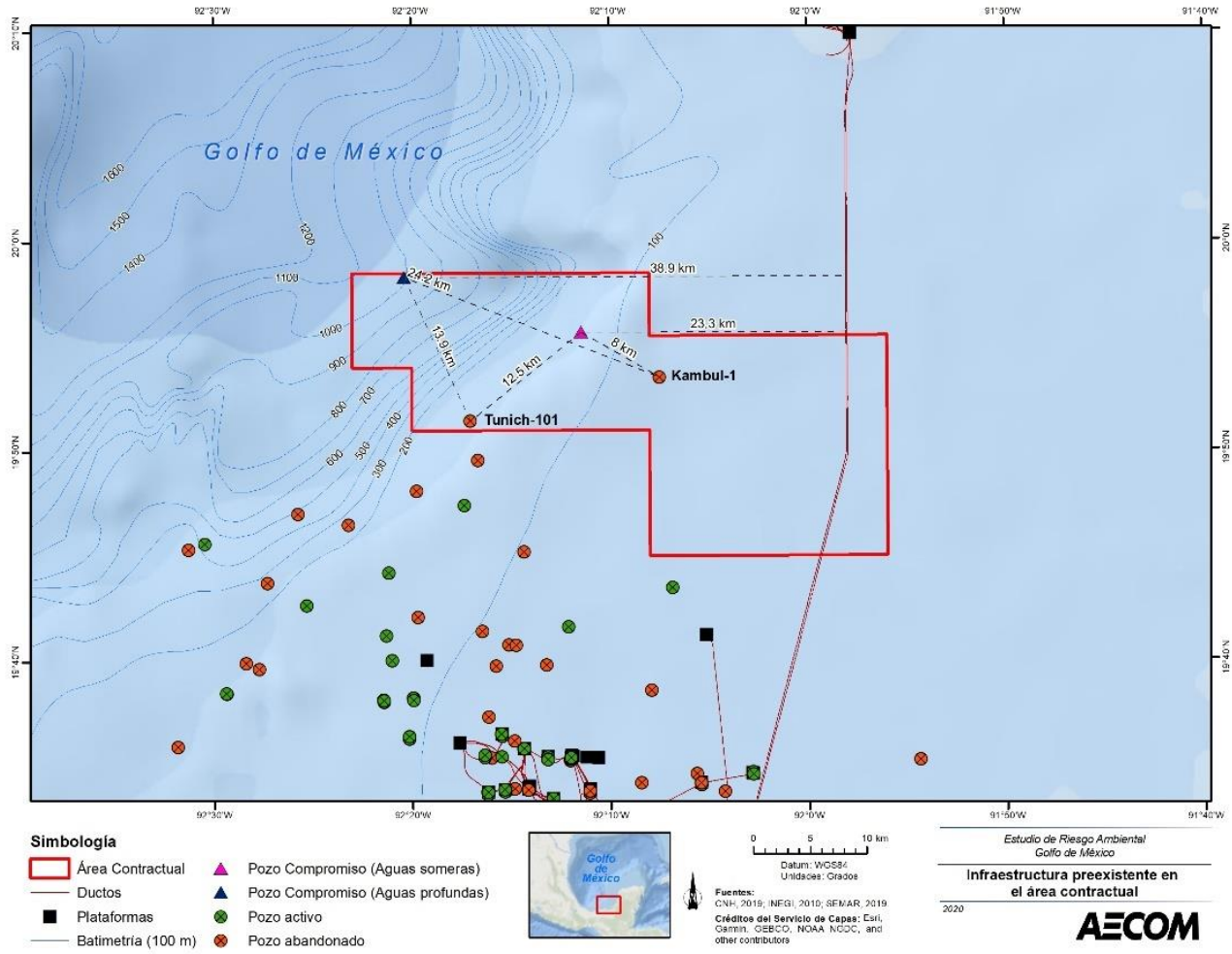

Figura 1-10. Ubicación de los pozos abandonados y oleoductos dentro del Área Contractual.
Fuente: CNIH, 2018.

1.2.4 Piratería

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

De acuerdo con el Artículo 101 de la Convención de las Naciones Unidas Sobre el Derecho del Mar (Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, 1982), la piratería se define como:

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

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

Entre las zonas más afectadas por actos vandálicos, se encuentra la Sonda de Campeche y el litoral de Tabasco, que registraron 48 asaltos a estructuras de PEMEX, y para el 2018, la cifra incrementó a 197 incidentes donde, las pérdidas ascienden a 224 millones de pesos. Además, se tienen reportados pérdidas y daños en plataformas costeras por intento de abordaje, cortes en cableado de alimentación, robos en plataformas, agresiones a personal de PEMEX e intento de robos (Grupo Milenio, 2019). También se han registrado asaltos a OSV con banderas foráneas (El Universal, 2019).

De acuerdo con lo anterior, debido a la importancia de la Sonda de Campeche para las actividades de extracción y producción, al crecimiento constante de la industria petrolera de hidrocarburos y al incremento en la inseguridad por actos vandálicos en la zona, el 23 de agosto de 2019, se publicó el “*Acuerdo por el cual se establecen medidas para incrementar la seguridad y protección de las instalaciones petroleras marinas de la Sonda de Campeche*”, en el cual se establecen cuatro Zonas de Seguridad, cuya finalidad es la de incrementar y reforzar la seguridad y protección a las instalaciones petroleras marinas en la Sonda de Campeche y con ello, prevenir actos vandálicos en instalaciones así como una posible contaminación al medio ambiente e integridad física de los trabajadores (SEMAR *et al.*, 2019). Dentro de estas zonas, no se permitirá ninguna actividad distinta a las requeridas para la exploración y producción petrolera. La Figura 1-11 muestra la ubicación de las zonas de seguridad.

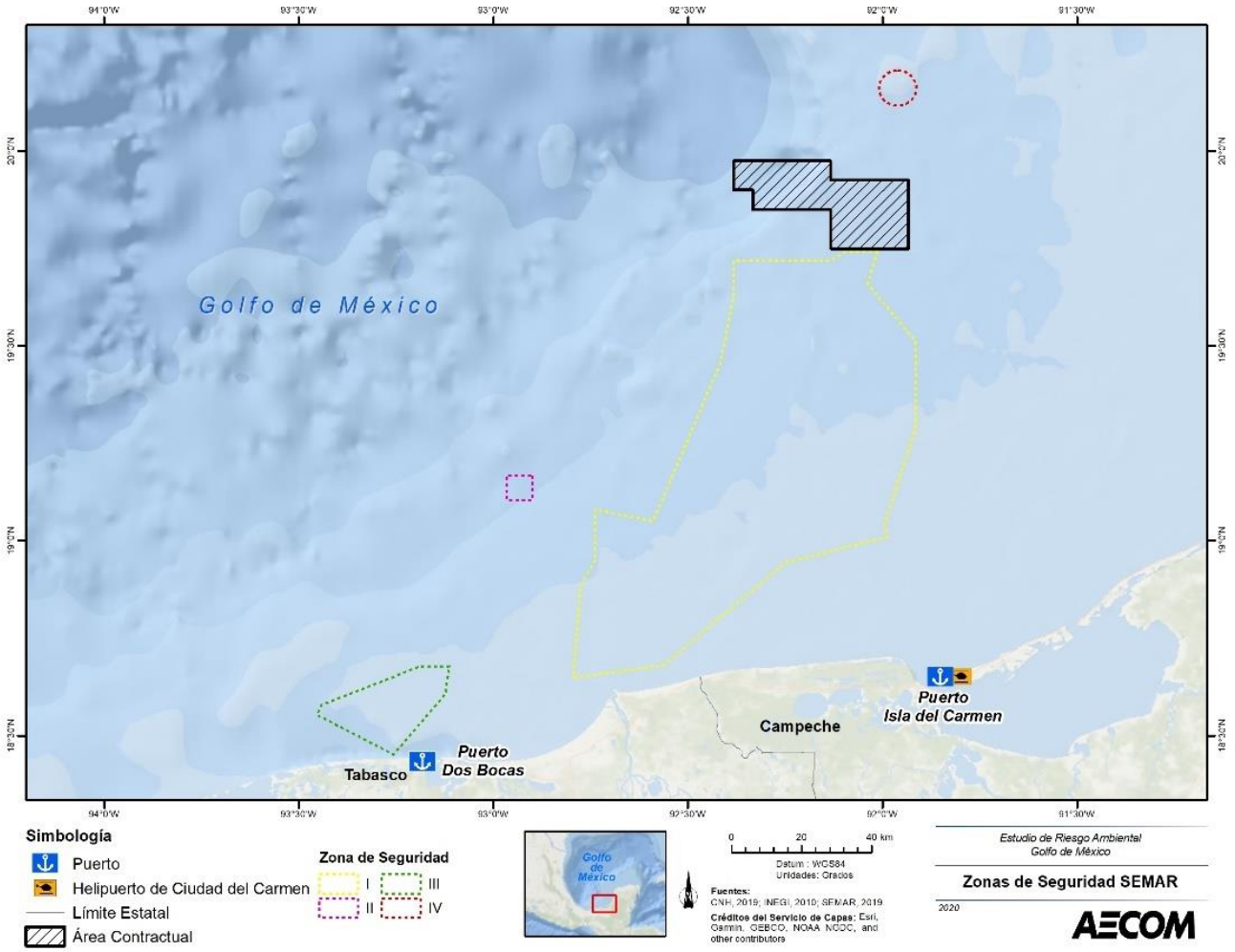

Figura 1-11. Zonas seguridad en la Sonda de Campeche.

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

El Artículo Segundo de este Acuerdo, señala que los pozos, plataformas y demás instalaciones o buques empleados para la exploración o extracción de hidrocarburos ubicados fuera de las zonas de seguridad definidas en el Artículo Primero del mismo Acuerdo, contarán de manera individual con una zona de seguridad de 2,500 m de radio alrededor de éstas y de los dispositivos de arrastre o remolque con que cuenten. Para el caso de las instalaciones submarinas para la explotación y extracción de hidrocarburos, el Acuerdo establece un radio de 1,000 m dentro del cual se podrá navegar sobre ellas, pero quedará prohibido realizar actividades de pesca con artes de arrastre, fijas o cimentadas.

Por lo tanto, debido a que las instalaciones de este Proyecto no se encuentran dentro de las Zonas de Seguridad I-IV, se delimitará una zona de 2,500 m alrededor de cada instalación superficial y de 1,000 m alrededor de las instalaciones submarinas.

1.2.5 Estándares y normas aplicables al Proyecto

Las normas que se espera que cumpla el Proyecto, se enumeran en la Tabla 1-8. Dichas normas son referenciadas en las Disposiciones Administrativas Generales de la ASEA que establecen las Directrices sobre seguridad industrial, seguridad operacional y protección del medio ambiente para llevar a cabo las actividades de

reconocimiento de superficie y de exploración, exploración y extracción de hidrocarburos. Las normas son emitidas por ocho instituciones diferentes reconocidas internacionalmente:

1. El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (ANSI, por sus siglas en inglés)
2. El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés)
3. La Dirección de Petróleo de Noruega (NORSOK, por sus siglas en noruego)
4. La Comisión Electrotécnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés)
5. La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (ASME, por sus siglas en inglés)
6. La Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés)
7. La Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés)
8. La Asociación Nacional de Protección contra Incendio de Estados Unidos (NFPA, por sus siglas en inglés)

Además, se espera que el Proyecto cumpla con los instrumentos legales, normativos o administrativos descritos en detalle en el Capítulo 3 de la MIA correspondiente. Asimismo, BP México usará su propio sistema de gestión operativa (OMS, por sus siglas en inglés), detallado dentro del Plan de Conformación e Implementación del *Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente* (SASISOPA) para asegurar ante ASEA, que se aplicarán buenas prácticas para que los riesgos sean evaluados y gestionados, y que el desempeño mejore continuamente.

Tabla 1-8. Estándares para las actividades de exploración de hidrocarburos.

Estándar/Practica	Elemento técnico que se regula
Operaciones	
API RP 13B-1	Práctica recomendada para las pruebas de campo de los fluidos de perforación a base de agua. Cuarta Edición, marzo de 2009, Extensión de 2 años, junio de 2013.
API RP 13B-2	Práctica recomendada para las pruebas de campo de los fluidos de perforación a base de aceite. Quinta Edición, abril de 2014.
API RP 13C	Práctica recomendada para la evaluación de los sistemas de procesamiento de los fluidos de perforación. Quinta Edición, octubre 2014.
API RP 13D	Reología e hidráulica de los fluidos de perforación de pozos petrolíferos. Sexta Edición, mayo de 2010.
API RP 13I	Práctica recomendada para las pruebas de laboratorio de los fluidos de perforación. Octava Edición, marzo 2009.
API RP 65	Cementación en zonas con flujos de acuíferos poco profundos en pozos de aguas profundas. Primera edición, septiembre de 2002.
API 13A	Especificaciones para los materiales de los líquidos de perforación. Octava Edición, febrero 2010.
NORSOK D-001	Instalaciones de perforación. Tercera Edición, diciembre 2012.
Sistemas Eléctricos	
API RP 500	Practicas recomendadas para la clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en instalaciones petrolíferas clasificadas como Clase I, División 1 y División 2.
API RP 505	Practicas recomendadas para la clasificación de ubicaciones para instalaciones eléctricas en instalaciones petrolíferas clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona 1, y Zona 2.
IEC 60079	Normas para la atmosfera explosiva
IEC 61511	Sistemas instrumentados de seguridad para el sector de la industria de procesos
Preparación para emergencias	
NORSOK Z-013	Análisis de riesgo y preparación para emergencias. Tercera edición, octubre de 2010.
Instalaciones	
API RP 14C	Práctica recomendada para el análisis, diseño, instalación, y pruebas de sistemas de seguridad superficiales básicos para las plataformas de producción costa afuera. Séptima Edición, mazo de 2001.
API RP 14G	Práctica recomendada para la prevención y control de incendios en plataformas de producción costa afuera de tipo abierto. Cuarta Edición, April 2007.
API RP 14H	Práctica recomendada para la instalación, mantenimiento y reparación de válvulas de seguridad superficiales y válvulas de seguridad submarinas costa afuera. Quinta Edición, agosto de 2007.
API RP 14J	Práctica recomendada para el diseño y el análisis de peligros de las instalaciones de producción costa afuera. Segunda Edición, mayo de 2001.

Estándar/Practica	Elemento técnico que se regula
API 12B	Especificaciones para los tanques de almacenamiento de líquidos de producción. Decimosexta Edición, noviembre de 2014.
API 620	Diseño y construcción de grandes tanques de almacenamiento con soldadura de baja presión. Decimosegunda Edición, octubre de 2013.
API 650	Tanques de soldadura de acero para el almacenamiento de hidrocarburos. Decimosegunda Edición, marzo de 2013.
API 653	Inspección de tanques, reparación, alteración, y reconstrucción. Quinta Edición, noviembre de 2014.
API 2000	Ventilación de los tanques de almacenamiento de baja presión y de presión atmosférica: No-refrigerados y Refrigerados, Séptima Edición, marzo de 2014.
API RP 2A-WSD	Práctica recomendada para la planeación, el diseño y la construcción de plataformas fijas costa afuera — Análisis de fatiga.
API RP 2MET	Derivación del diseño metoceánico y de las condiciones de operación.
API RP 2GEO	Consideraciones geotécnicas y de cimentación.
API RP 2EQ	Procedimientos de diseño sísmico y criterios para las estructuras costa afuera.
API RP 2SIM	Gestión de la integridad estructural de las estructuras fijas costa afuera.
API RP 2MOP	Operaciones marítimas, requerimientos específicos de las industrias de petróleo y gas natural para las estructuras costa afuera
ANSI/API 2350-2012	Protección contra el sobrellenado de los tanques de almacenamiento de hidrocarburos. Cuarta Edición, mayo de 2012.
ASME, Sección VIII, División 1	Código de recipientes a presión (BPVC, por sus siglas en inglés), Sección VIII, División 1, 2015 Edición.
IMO, Resolución A.672 (16), 19 oct. 1989	Directrices y normas de la IMO para el desmantelamiento de instalaciones y estructuras marinas en la plataforma continental y la zona económica exclusiva, aprobadas por la asamblea de la OMI el 19 de octubre de 1989 (Resolución A.672 (16)).
IMO, MODU Código, 2009.	Código para la construcción y el equipo de las unidades móviles de perforación costa fuera (MODUs, por sus siglas en inglés)
ISO 19900:2013	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera
ISO 19901-1:2015	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 1: diseño metoceánico y consideraciones operativas
ISO 19901-2:2004	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 2: procedimientos y criterios del diseño sísmico
ISO 19901-3:2014	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 3: Piso y equipo de perforación
ISO 19901-4:2003	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 4: Consideraciones geotécnicas y de cimentación
ISO 19901-5:2003	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 5: Control de peso durante la ingeniería y la construcción
ISO 19901-6:2009	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 6: Operaciones marítimas
ISO 19901-7:2013	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 7: Sistemas de mantenimiento de estaciones para estructuras flotantes y unidades móviles costa afuera
ISO 19901-8:2014	Industrias del petróleo y gas natural – Requerimientos generales para estructuras costa afuera -- Parte 8: Investigaciones del suelo marino
ISO 19902:2007	Industrias del petróleo y gas natural – estructuras fijas de acero costa afuera
ISO 19905-1:2012	Industrias del petróleo y gas natural – Evaluación de sitio especifico de unidades movibles costa afuera -- Parte 1: Jack-ups
ISO/TR 19905-2:2012	Industrias del petróleo y gas natural -- Evaluación de sitio especifico de unidades movibles costa afuera – Parte 2: Comentario sobre los Jack-ups y muestra de cálculo detallada
IMO, MARPOL 73/78 Anexo I	Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación proveniente de Embarcaciones, 1973, modificada por el Protocolo de 1978. Anexo I.
NFPA 30	Código de Líquidos Inflamables y Combustibles. Edición 2015.
NFPA 58	Código de Gas Licuado de Petróleo. Edición 2014.
NFPA 59A	Norma para la producción, el almacenamiento y la manipulación de gas natural licuado. Edición 2013.
NFPA 68	Norma sobre protección contra explosiones por ventilación de deflagración. Edición 2013.
NFPA 326	Norma para la Salvaguarda de los Tanques y Contenedores para Entrada, Limpieza o Reparación, Edición 2015.
NORSOK N-006, Edición 2, 2015	N-006 Evaluación de la integridad estructural de las estructuras portantes marítimas existentes NORSOK N-006, Edición 2, abril 2015.

Estándar/Practica	Elemento técnico que se regula
Equipo y Materiales	
API 14A	Equipo de la válvula submarina de seguridad. Decimosegunda Edición, febrero de 2015.
ANSI/API 6A	Especificaciones del Cabezal de Pozo y Árbol de Navidad, Decimosegunda Edición, octubre2010.
API 6AV1	Especificaciones de la certificación de válvulas de seguridad superficiales y submarinas para servicios costa afuera, Segunda Edición, febrero 2013.
API Standard 53	Equipo de Prevención de Reventones para Perforación de Pozos. Cuarta Edición, noviembre 2012.
NORSOK M-001	Selección de materiales. Quinta Edición, septiembre de 2014.
NORSOK M-501	Preparación de la superficie y recubrimiento de protección, Sexta Edición, febrero de 2012.
NORSOK R-001	Equipo mecánico, Rev. 3, nov. 1997.
ANSI/API 14B	Diseño, Instalación, operación, prueba, y reparación de los sistemas de válvulas submarinas y superficiales.
Personal	
NORSOK S-006 HSE	Evaluación de subcontratistas. Rev. 2, Dic. 2003.

Nota: Se hace referencia en las Disposiciones Administrativas Generales que establecen las Directrices sobre seguridad industrial, seguridad operacional y protección del medio ambiente para llevar a cabo las actividades de reconocimiento de superficie y de exploración, exploración y extracción de hidrocarburos.

Fuente: AECOM, 2020.

1.2.6 Proyecto civil

Para contribuir a la seguridad de la instalación y el funcionamiento de la MODU y del Jack-up, se realizará un estudio geotécnico y un estudio geofísico para evaluar las condiciones, las características físicas y mecánicas del fondo marino y los posibles riesgos que podrían afectar a la instalación de la plataforma y a las actividades de perforación.

A partir de los estudios geofísicos y geotécnicos, se obtendrán las características físicas y mecánicas del lecho marino y por debajo de este, para identificar posibles amenazas que pongan en riesgo las actividades de perforación, tales como obstrucciones hechas por el hombre, naufragios, cables submarinos de telecomunicación, escombros, comunidades bentónicas, estratos duros, etc., y así poder realizar una instalación adecuada de la infraestructura de perforación (es decir, cabezal, tubo conductor, piernas del Jack-up). Ambos estudios serán realizados por subcontratistas de BP México en las áreas correspondientes. Dentro de estos, también se contemplarán estudios de riesgos someros, donde se utilizan los datos sísmicos tridimensionales disponibles, a fin de identificar determinadas características geológicas que podrían suponer un riesgo para las instalaciones de perforación previstas tales como acumulaciones de gas, hidratos de gas, fallas cercanas a la superficie, flujos en acuíferos poco profundos, sedimentos no consolidados o anomalías del lecho marino.

1.2.7 Proyecto mecánico

En esta sección se describen las características de los equipos e instalaciones más importantes involucradas en las actividades de perforación del *Pozo Compromiso*, así como una detallada descripción del equipo asociado con la MODU (perforación en AP) y el Jack-up (perforación en AS).

1.2.7.1 Principales componentes de las plataformas

1.2.7.1.1 Torre de perforación

La torre de perforación es una estructura similar a una grúa que se monta en el piso del equipo de perforación en conjunto con un malacate (maquinaria de elevación principal). Una línea de perforación (hecha de cable de acero) pasa desde el malacate hasta la parte superior de la torre de perforación a través del bloque de corona (arreglo de poleas), en donde el bloque viajero/aparejo móvil (otra serie de poleas) opera en un movimiento ascendente y descendente mientras el gancho se sujeta de éste. El sistema funciona como una grúa que levanta la sarta de perforación (una tubería que transmite el fluido de perforación, peso y torsión de perforación a la barrena) atada al

Top Drive (ver Sección 1.2.7.1.2) por medio del gancho dentro de la torre de perforación. A medida que se agregan las uniones de la tubería de perforación adicionales (~9 m cada una) a la sarta de perforación, ésta puede ir descendiendo progresivamente.

La torre de perforación de la MODU *Pacific Khamsin,* tiene dimensiones de 64 m x 18 m x 24 m; mientras que la del Jack-up *Maersk Resilient* tiene una torre de perforación con dimensiones de 64 m x 14 m x 14 m.

1.2.7.1.2 Top Drive

La técnica de perforación que se empleará consistirá en un sistema rotativo estándar con un sistema de Top Drive, dispositivo mecánico que controla la rotación de la sarta de perforación y permite la inyección del fluido de perforación a través de ésta (Figura 1-12). El Top Drive está suspendido del gancho, el cual puede desplazarse verticalmente gracias a la acción del malacate. La perforación comienza usando una broca rotativa unida al extremo inferior de la sarta de perforación que desciende por la acción de los malacates a través del suelo de la perforación.

En el caso de la MODU, el Top Drive estará equipado con un sistema de compensación de movimiento vertical. Esta es una pieza importante en el sistema de perforación de cualquier embarcación de perforación flotante, ya que éstas tienden a moverse verticalmente debido al oleaje, en el caso del Jack-up, el compensador de movimiento no es necesaria ya que se encuentra fijo en el lecho marino y el casco está elevado para evitar la interacción con las olas del océano durante la perforación.

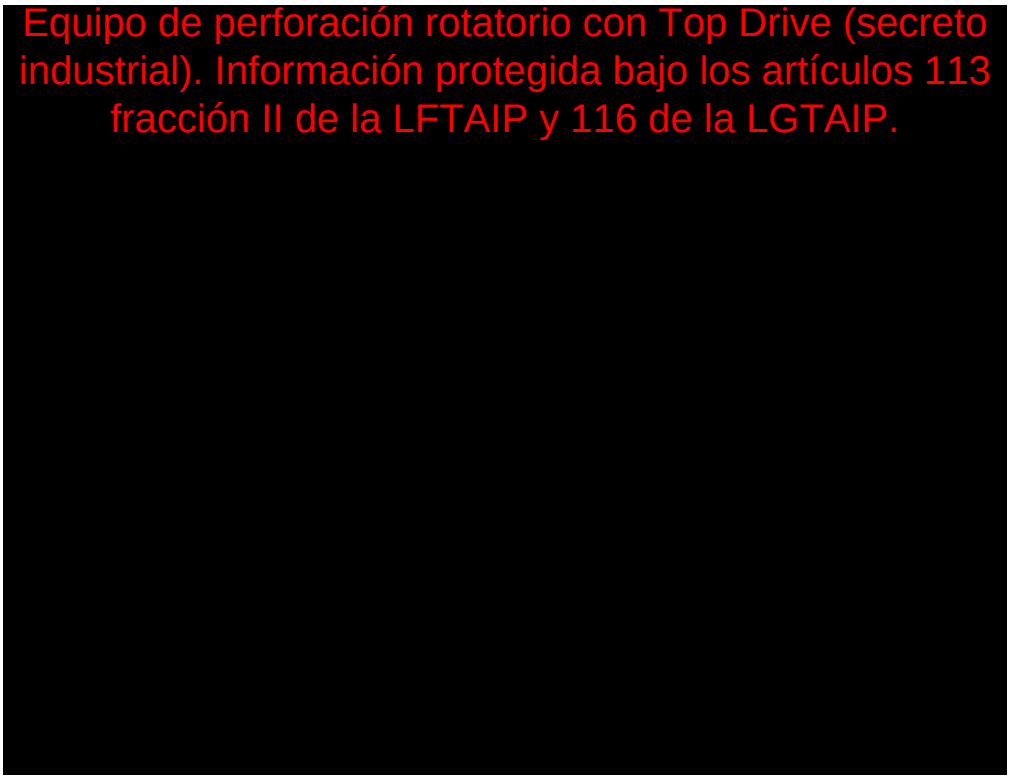

Figura 1-12. Equipo de perforación rotario con Top Drive.

Nota: El diagrama presenta el compensador de movimiento sin embargo, este solo será aplicable para la MODU, el Jack-up o contará con este componente.

Fuente: ODP, 2002.

1.2.7.1.3 Técnica de control durante la perforación

Para evitar la entrada de los fluidos de la formación al agujero del pozo y mantener el control de la presión de los fluidos del yacimiento, el *Pozo Compromiso* se perforará en una condición de sobre balance hidrostático, utilizando fluidos de perforación (barrera control primaria) con el peso adecuado para mantener la presión dentro del agujero del pozo más alta que la presión de los fluidos de yacimiento. Los ingenieros de perforación controlarán el sistema para detectar ganancias o pérdidas de fluido y reequilibrarán el fluido de perforación para garantizar que se mantenga la presión adecuada.

1.2.7.2 MODU *Pacific Khamsin*

Para la descripción de las actividades, características y condiciones de operación en AP, se utilizara como base una MODU modelo *Pacific Khamsin* (Figura 1-13 y Figura 1-14).

El *Pacific Khamsin* es una MODU modelo 12,000, de doble casco con una longitud de 228 m, una anchura de 42 m y un calado de 19 m. Tiene un desplazamiento máximo de carga de 96,000 ton. El *moonpool* tiene una longitud de 25.6 m y una anchura de 12.5 m. El equipo de perforación, que pasa a través de esta, se conecta al equipo de pozo en el lecho marino por medio de un riser.

De acuerdo con la información presentada para el *Pacific Khamsin* en el Capítulo 5, Anexo 5.3.1, la MODU es capaz de perforar en profundidades de hasta 3,657 m y tiene las siguientes condiciones de operación:

- Profundidad máxima del agua: 12,000 ft (3,657 m)
- Velocidad máxima del viento bajo condiciones de tormenta 100 kt (51.5 m/s)
- Altura máxima de oleaje bajo condiciones de tormenta: 47 ft (14.4 m)

En la Sección 1.4, se proporciona información adicional sobre el equipo y en las siguientes secciones se describen sus condiciones operativas.

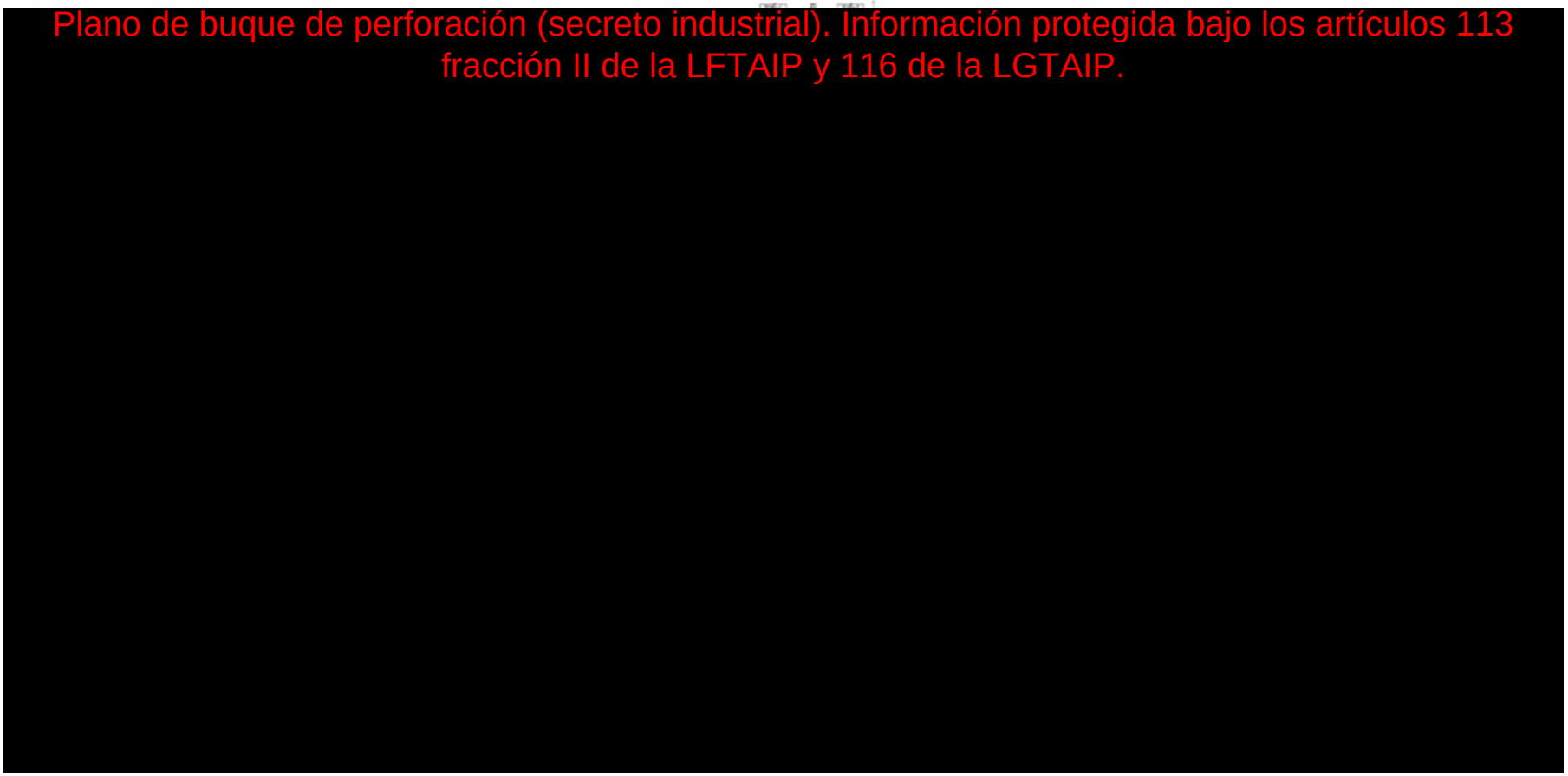

Figura 1-13. Diseño general de una MODU *Pacific Khamsin*.
Fuente: SAMSUNG, 2003.

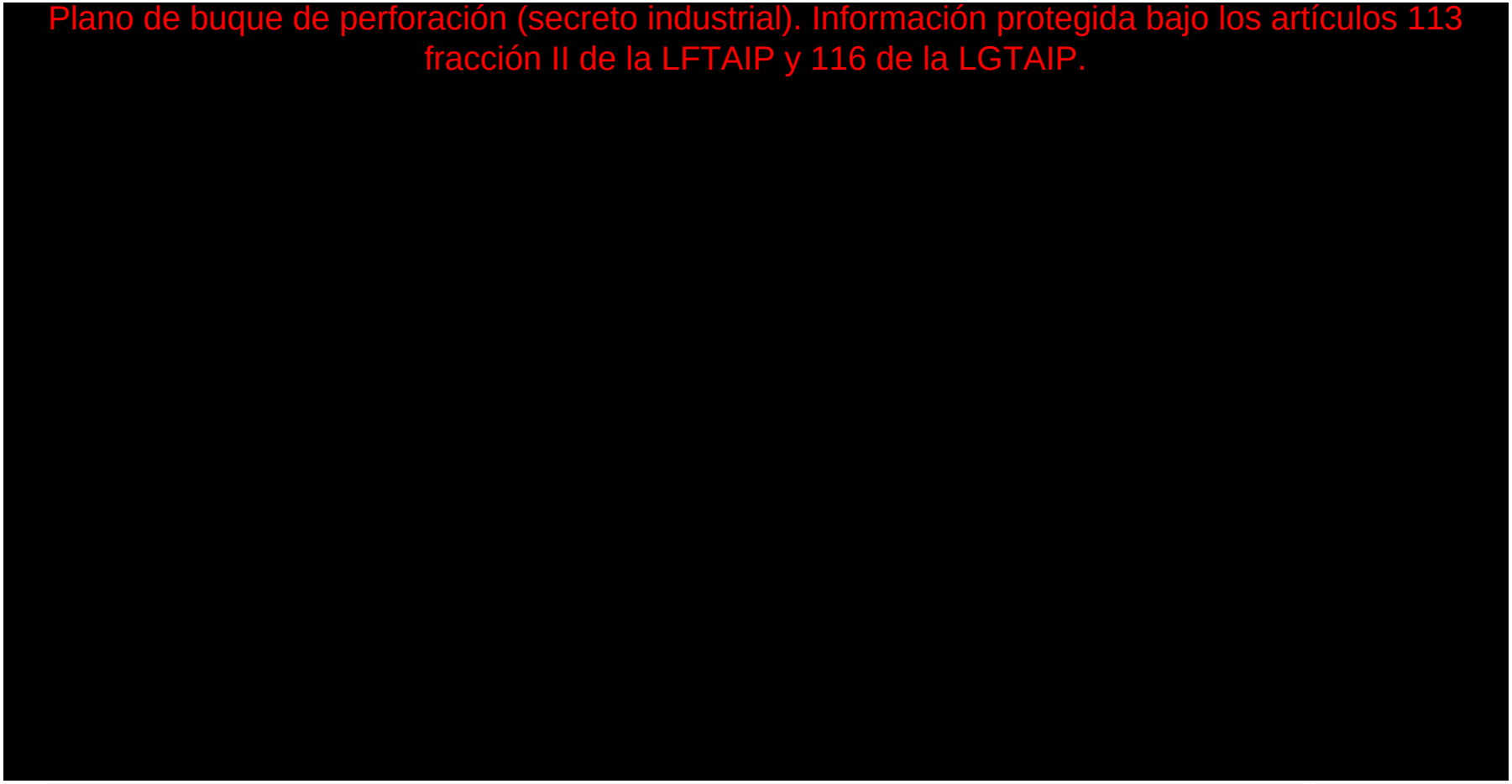

Figura 1-14. Diseño general de una MODU *Pacific Khamsin* (continuación).
Fuente: SAMSUNG, 2003.

1.2.7.2.1 Sistema submarino de prevención de reventones

Además de la barrera de control de pozos primaria, se instalará como barrera de seguridad el sistema de prevención de reventones (BOP, por sus siglas en inglés), el cual, en el caso de un reventón de pozo será activado para impedir el flujo de fluidos desde la formación hacia el lecho marino. Este dispositivo se instala en la parte superior del cabezal del pozo a nivel del lecho marino para crear un sello hermético entre el lecho marino y la formación mientras mantiene la capacidad de circular los fluidos de perforación. Generalmente, debe de estar equipado con tres sistemas de cierre y control para evitar el flujo de fluidos del reservorio hacia el riser de la MODU. (Figura 1-15):

- 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 arietes en sentido opuesto
- Ariete ciego de corte: corta las tuberías en el agujero del pozo para sellar el pozo, se utiliza como último recurso

El preventor anular y los arietes ciegos de corte pueden ser activados remotamente por medio un vehículo operado a distancia (ROV, por sus siglas en inglés). La activación de los arietes de tubería puede realizarse también de manera automatizada por medio de un sistema de emergencia. Un BOP típico puede contener de uno a seis preventores de tipo ariete y de uno a dos preventores de tipo anular. Por lo general, BP usa tres arietes ciegos de corte, dos arietes de tubería, uno variable y uno de diámetro fijo. Típicamente, la configuración del BOP contiene los preventores de ariete en la parte inferior y los anulares en la parte superior.

Si durante la perforación se llegasen a presentar brotes inesperados o *kicks*, el BOP puede activarse para dar tiempo a que circule un fluido de perforación más denso.

De acuerdo con el Plan de Conformidad y el Plan de Implementación de SASISOPA de BP México, el BOP será certificado según las normas internacionales y será clasificado para presiones de pozo superiores a las esperadas. Será probado en la instalación inicial y recibirá pruebas regulares de operación del sistema y de presión durante las actividades de perforación.

Figura 1-15. Preventor de reventones submarino.
Fuente: Cargol Jr., 2012.

1.2.7.3 Jack-up *Maersk Resilient*

. Para la descripción de las actividades, características y condiciones de operación en el presente ERA, se tomará como base el modelo del Jack-up *Maersk Resilient* (Figura 1-16, Figura 1-17 y Figura 1-18).

De acuerdo con la información presentada para el Jack-up *Maersk Resilient* (Capítulo 5, Anexo 5.3.2), el Jack-up es capaz de alcanzar hasta 9,000 m de profundidad de perforación por debajo del lecho marino. Este Jack-up de forma triangular, tiene medidas del casco de 70 m de largo, 68 m ancho y 9.5 m de profundidad. Una vez que las piernas son posicionadas en el lecho marino, la plataforma será elevada a una altura determinada para evitar que sea impactada por el oleaje durante las operaciones de perforación y su longitud máxima es de 146.3 m. Una vez en posición, la torre de perforación podrá elevarse de 20 m a 25 m sobre la superficie del mar para iniciar con las actividades de perforación.

El Jack-up será capaz de operar bajo las siguientes condiciones:

- Profundidad máxima de perforación: 30,020 ft (9,150 m)
- Velocidad máxima del viento: 100 kt (51.4 m/s)
- Altura máxima de oleaje: 56 ft (17 m)

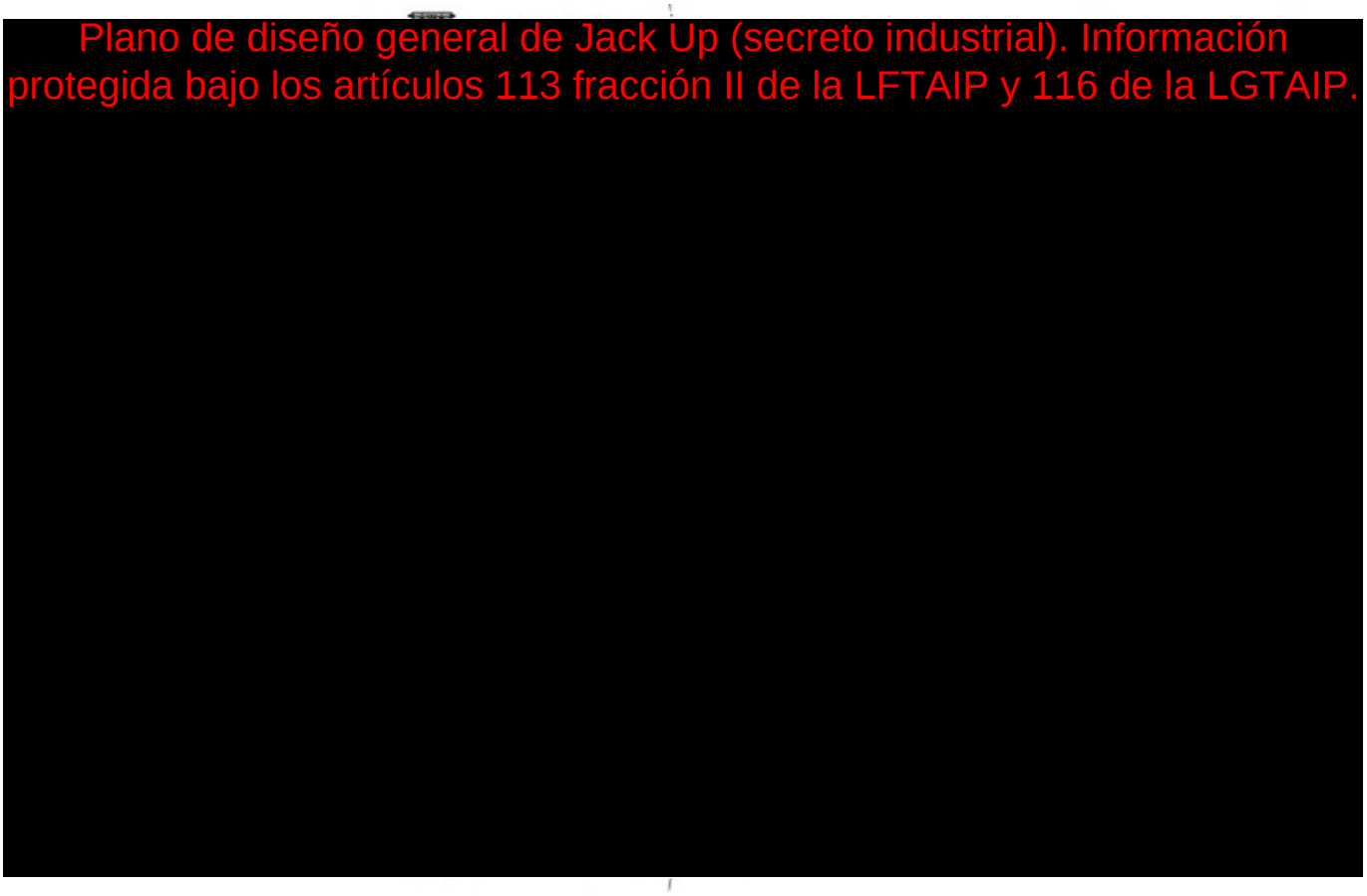

Figura 1-16. Diseño general del Jack-up *Maersk Resilient* (vista en planta del piso de perforación).
Fuente: Maersk Drilling, 2019.

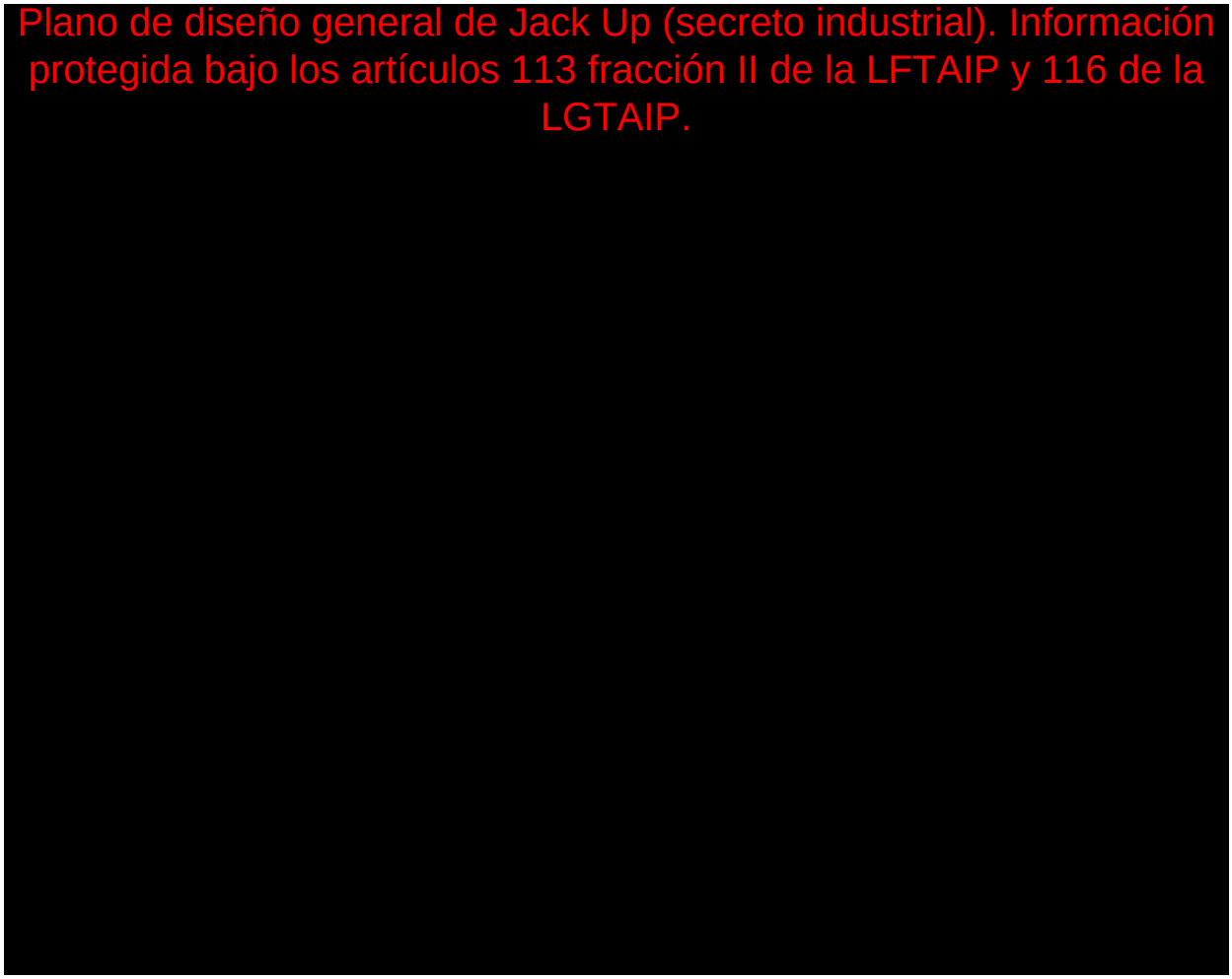

Figura 1-17. Diseño general de un Jack-up *Maersk Resilient* (vista en planta superior de los equipos).
Fuente: *Maersk Drilling, 2019.*

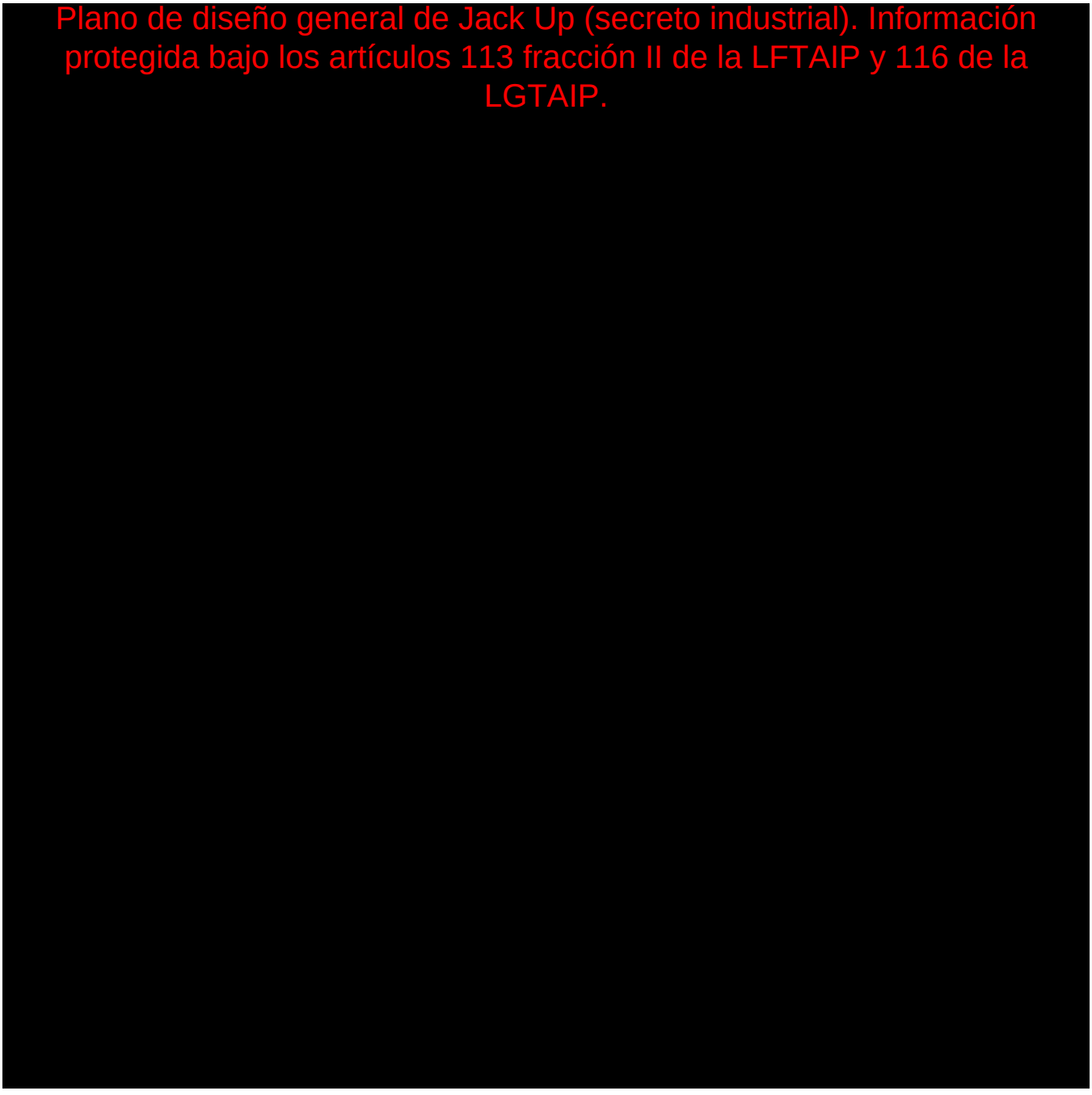

Figura 1-18. Diseño general de un Jack-up *Maersk Resilient* (vista lateral).
Fuente: Maersk Drilling, 2019.

1.2.7.3.1 Sistema superficial de prevención de reventones de pozo

Durante la perforación en AS, el BOP es instalado en la superficie a nivel de plataforma, en la parte superior del cabezal del pozo. El BOP superficial es comúnmente utilizada en Jack-up, sin embargo, dependiendo de los detalles del proyecto y dado que se espera que este sea posicionado a una profundidad aproximada de 140 m, este equipo podría ser instalado en el lecho marino al igual que la MODU.

El diseño genérico del BOP que será utilizado por BP México para el Jack-up se muestra en la Imagen 1-3 y consistirá en los siguientes elementos:

- Dispositivo de control rotativo: montado sobre el preventor anular, forma un sello alrededor de la sarta de perforación mientras rota este dispositivo contiene los hidrocarburos u otro fluido proveniente del pozo y así prevenir su liberación
- Preventor anular - sella el espacio anular con un sello de caucho ajustable a diferentes diámetros
- Ariete ciego de corte: corta las tuberías del pozo para brindar completo aislamiento o sellado, generalmente se utiliza como último recurso
- Válvulas de estrangular y de matar - válvulas que permiten el aislamiento del flujo a las líneas de estrangular y de matar permitiendo el control del flujo
- Ariete de tubería: sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación por medio de un sello de caucho

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

Imagen 1-3. Preventor de reventón de pozo superficial.

Fuente: Offshore drilling - Deep-water challenges presentation, 2019.

1.2.8 Proyecto de prevención de incendios

El *Código para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera* de la IMO requiere que se cuente con sistemas de detección automática de incendios y sistemas de alarma, así como sistemas de extintores fijos y portátiles. Se prevé que la plataforma de perforación utilizada para el Proyecto cumpla con las reglas aplicables de las Organizaciones de Clasificación.

1.2.8.1 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 cumpla con los siguientes requisitos:

- Los diámetros de las tuberías deberán estar diseñadas para obtener la descarga máxima posible de las bombas de incendio cuando se requiera que funcionen simultáneamente
- La presión con las bombas de incendio operando simultáneamente, deberá ser la adecuada para una operación segura y eficiente de todos los equipos suministrados
- 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 plataforma
- Deberá contar con válvulas de aislamiento para que pueda ser utilizada en caso de que algunos sectores tengan daños físicos
- La red contra incendios deberá tener solamente conexiones dedicadas a la extinción de incendios
- En las tomas de agua e hidrantes, no deberán utilizarse materiales que no resistan apropiadamente el calor, a menos que estén adecuadamente protegidas. Las tuberías y los hidrantes se colocarán de tal manera que las mangueras contra incendios puedan acoplarse fácilmente a ellos
- Se instalará una válvula para cada manguera contra incendios, de modo que cualquier manguera pueda retirarse sin problemas mientras las bombas estén en funcionamiento

En esta etapa del proceso de planificación del Proyecto, no es posible proporcionar el proyecto detallado del sistema de prevención de incendios del equipo de perforación que se utilizará, sin embargo, se prevé que el equipo de perforación cumpla con el Código de la IMO y será certificado por la Organización de Clasificación; la cual certifica que se cumplan las normas técnicas y de seguridad internacionales para los equipos de perforación. A continuación, se describe cada componente del Proyecto de prevención de incendios para cada tipo de equipo, basándose en equipos similares a los que se considerarán para el Proyecto.

1.2.8.2 MODU

La información que se presenta a continuación fue obtenida del Plan de Incendios y Seguridad para el modelo *Diamond Offshore.* La ubicación de los equipos descritos en las siguientes secciones puede consultarse en el Capítulo 5, Anexo 5.4.1.

1.2.8.2.1 Sistema de bombeo

Dentro de la MODU se distribuyen siete bombas contra incendio. De acuerdo con los servicios de extinción de incendios la capacidad de bombeo suministrados desde el colector es adecuada y capaz de suministrar al menos un chorro desde cada uno de los hidrantes manteniendo la presión mínima. Las bombas contra incendio se activan automáticamente por el sistema de fuego y gas (F y G) y cada vez que la presión cae por debajo de los valores predeterminados (ver Sección 1.2.8.2.4). A continuación, se enlistan las siete bombas y sus características.

- Dos bombas de agua de perforación con una capacidad de 100 m^3/h
- Una bomba contra incendio principal con una capacidad de 670 m^3/h
- Una bomba de emergencia contra fuego con una capacidad de 670 m^3/h
- Dos bombas contra incendio para el Sistema de espuma de la cubierta de helicópteros con una capacidad de 165 m^3/h

- Una bomba de agua nebulizada con una capacidad de 10.8 m^3/h

La bomba principal de incendios, las bombas de incendio para la cubierta de helicópteros, la bomba de agua nebulizada y la bomba de incendio de emergencia se controlan a distancia.

1.2.8.2.2 Extintores de incendios

De acuerdo con el Plan de Incendios y Seguridad que se adjunta en el Capítulo 5, Anexo 5.4.1, se prevé que la MODU esté equipada con 259 extintores de incendios y un aplicador de espuma, las características de cada uno se enlistan en la Tabla 1-9.

Tabla 1-9. Cantidad y tipos de extintores en la MODU.

Cantidad	Capacidad	Descripción
76	5 kg	CO_2 (portátil)
11	2 kg	Químico seco (portátil)
153	12 kg	Químico seco (portátil)
2	10 lb	Químico seco (portátil)
1	30 lb	Clase D (portátil)
2	9 L	Espuma (portátil)
5	45 L	Espuma (semi-portatil)
2	25 kg	Químico seco (semi-portatil)
3	20 kg	CO_2 (semi-portatil)
4	-	Unidad portátil de aplicación de espuma con líquido de repuesto
1	9 L	Extintor de incendios químico húmedo portátil (clase K)

Fuente: Diamond Offshore, 2017.

1.2.8.2.3 Hidrantes y mangueras

El Código de la IMO y las reglas relevantes de la Organización de Clasificación, requiere 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 serán de material aprobado y de longitud suficiente para proyectar un chorro de agua a cualquiera de los espacios en que se requiera su uso. Sus longitudes cumplirán con lo establecido por la Organización de Clasificación. Cada manguera contra incendios estará provista de una boquilla de doble uso y de los acoplamientos necesarios, y junto con los accesorios y herramientas necesarios, estarán listas para su uso en cualquier momento y se mantendrán en lugares visibles cerca de las bocas de riego o conexiones

De acuerdo con estos requisitos, en el Proyecto de Prevención contra Incendios y Seguridad se distribuyen cuatro tipos de mangueras de diferentes características, cuyas especificaciones y cantidades se enumeran a continuación.

- 23 cajas de mangueras contra incendio con boquilla (tipo combinado *Jet/Spray*) de 20 m y 12Ø cada una

- 35 cajas de mangueras contra incendio con boquilla (tipo combinado *Jet/Spray*) de 25 m y 19Ø cada una
- 52 cajas de mangueras contra incendio con boquilla (tipo combinado *Jet/Spray*) de 15 m y 19Ø cada una
- 15 cajas de mangueras contra incendio con boquilla (tipo combinado *Jet/Spray*) de 20 m y 19Ø cada una

1.2.8.2.4 Sistemas de detección de incendios y gas

Los espacios con riesgo de incendio contarán con sistemas automáticos de detección y sistemas de alarma; estos incluyen las zonas de alojamiento (detectores de humo), estaciones de control y estaciones de servicio. . El sistema local de extinción de incendios tendrá capacidad de liberación tanto automática como manual y estará interconectado con el sistema F y G.

De acuerdo con Sistema Contra Incendios y Seguridad, las MODU son equipadas con diferentes tipos de detectores y alarmas. Las zonas y los detectores se enlistan a continuación:

- Cubierta A: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general) y cuatro puntos de llamada operados manualmente
- Cubierta del Puente de Navegación: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general), un pulsador para la alarma general y diez puntos de llamada operados manualmente
- Cubierta de Previsión: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general), cinco zonas monitoreadas por detector de gas
- Cubierta C: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general) y cinco puntos de llamada operados manualmente
- Helipuerto: equipado con cuatro puntos de llamada manuales, dos altavoces para incendios y alarma general de emergencia, todo el helipuerto es monitoreado por un detector de gas
- Cubierta principal: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general), detectores térmicos y diez puntos de llamada de accionamiento manual
- Cubierta B: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general) y cuatro puntos de llamada operados manualmente
- Cubierta superior: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general), detectores de llamas, y seis puntos de llamada operados manualmente, el área también cuenta con un detector de gas
- Piso de perforación (superior): monitoreada por detectores de gas
- Piso de perforación: equipada con detectores de humo, altavoces para incendios y emergencias (alarma general), puntos de llamada operados manualmente y un interruptor de botón para la alarma general
- Piso de ejercicios (abajo): equipada con altavoces para incendios y emergencias (alarma general), un interruptor de botón para la alarma general y la zona es monitoreada por detectores de gas
- Cuarto de temblorinas (nivel medio): monitoreada por detectores de gas y está equipada con detectores de humo, térmicos y de llamas, también cuenta con puntos de llamada operados manualmente
- Cuarto de temblorinas (nivel inferior): vigilada por detectores de gas, y cuenta con detectores de humo, térmicos y de llamas, así como con altavoces para incendios y emergencias (alarma general)
- Cubierta *gripper yoke* y cuarto de equipos: equipadas con altavoces para incendios y emergencias (alarma general), detectores de humo y puntos de llamada operados manualmente
- Cubierta del panel, cubierta principal, *Tweendeck* superior y *Tweendeck* inferior: equipadas con detectores de humo, altavoces para fuego y emergencia (alarma general), detectores de llamas y térmicos, puntos de llamada de operación manual, bocinas eléctricas para la extinción de incendios con CO_2, el área también cuenta con un detector de gas, detectores de gas portátiles, bocina eléctrica de espuma para el sistema de extinción de incendios de espuma

1.2.8.3 Jack-up

La información presentada en esta sección está basada en un Jack-up tipo y los mapas con la ubicación de las secciones descritas a continuación, se encuentran adjuntas en el Capítulo 5, Anexo 5.4.2.

1.2.8.3.1 Sistema de agua para prevención contra incendios

El Jack-up estará provisto de un sistema de agua contra incendios que generalmente, proporciona un medio de extinción a todos los lugares del Jack-up, incluyendo el diluvio, rociadores de alojamiento y los sistemas de espuma del helipuerto. El plan contra incendios del Jack-up adoptado como ejemplo tiene tres bombas como se describe a continuación:

- Una bomba contra incendios con una capacidad de 114 m^3/h
- Una bomba de agua de mar contra incendio con una capacidad de 114 m^3/h
- Una bomba para el sistema de espuma del helipuerto con una capacidad de 136 m^3/h

Las bombas contra incendio se pueden poner en marcha desde los paneles de arranque y parada local, o a distancia desde la sala de control o el helipuerto. La bomba de agua de mar también puede ser encendida y detenida a distancia desde la cabina del perforador. Un sensor de presión instalado en la línea de suministro detecta las caídas de presión en la línea. Ambas bombas contra incendio tienen líneas de alivio de presión que descargan por la borda. La bomba para el sistema de espuma suministra agua al tanque de almacenamiento del helipuerto y se activa desde una estación de arranque/paro ubicada en la popa.

Sistema de agua de diluvio

El piso de perforación se encuentra cubierto por un sistema de diluvio de agua contra incendios. Este sistema proporciona un medio directo para reducir la posibilidad de liberación de gas y retrasar su ignición. Dicho sistema consiste en una red de tuberías y cabezales de rociadores que rodean el área del piso de perforación y puede ser operado manualmente.

Sistema de rociadores de camarotes

Equipado con un sistema de rociadores que suministra a todos los espacios excepto a: la sala de control de radio, las salas de espera de los helicópteros, la sala de equipos eléctricos, el cuarto frío y congelador y el sauna ya que estos cuentan con equipos críticos que se verían comprometidos por la activación de un sistema de rociadores y, por lo tanto, la medida contra incendios preferida en estas zonas son los extintores portátiles.

Sistema de espuma en el helipuerto

El sistema de extinción de incendios del Jack-up también está provisto de un sistema de protección contra incendios de espuma en las proximidades del helipuerto. Cuenta con la suficiente capacidad para cubrir completamente el helipuerto, así como los componentes del sistema de combustible.

1.2.8.3.2 Extintores contra incendios, hidrantes y mangueras

El Jack-up está equipado con extintores contra incendios tanto fijos como portátiles. La Tabla 1-10 presenta las ubicaciones y las cantidades de los sistemas de los extintores fijos. Así como múltiples extintores de CO_2 (portátiles), extintores de polvo (portátiles), aplicadores de espuma, mantas de espuma y extintores de espuma (portátiles). Todos los extintores portátiles están claramente etiquetados y tienen el tamaño adecuado.

Tabla 1-10. Cantidad y tipos de extintores en el Jack-up.

Calidad	Área del Jack-up	Descripción
1	Cuarto de máquinas principal y cuarto de control	Sistema CO_2 (diseñado para crear dos sistemas separados para el cuarto de máquinas principal y cuarto de control)
1	Cuarto de generador de emergencia	Sistema CO_2 (solamente una estación de liberación local)
1	Locker de pinturas	Sistema CO_2 (solamente una estación de liberación local)
1	Campana de extracción	Sistema CO_2 (solamente una estación de liberación local)

Fuente: BP, México, 2020

Los hidrantes se colocarán de tal manera que se pueda llegar a cualquier punto del Jack-up según los requisitos del Código de la IMO.

1.2.8.3.3 Sistemas de detección de gas e incendios

Está provisto de una gama de sistemas de detección y alarmas para alertar al personal de la presencia de posibles condiciones de emergencia, tales como un sistema de alarma general, un sistema de detección de incendios, un sistema de detección de gases y un sistema de circuito cerrado de televisión (CCTV).

Sistema general de alarma

Está provisto de un sistema público de alarma general (PAGA, por sus siglas en inglés) que hace sonar diversas alarmas audibles. Este sistema se utiliza tanto para las comunicaciones normales como para las de emergencia. Está integrado por un sistema de megafonía para proporcionar señales de alarma audibles y visuales apropiadas. Sus señales de alarma incluyen: fuego y emergencia, abandono, gas de combustión y gas tóxico. Los sistemas de detección de incendios, de gases tóxicos y de combustión hacen que el sistema PAGA inicie automáticamente. Además, se instalan puntos de llamada manual de alarma contra incendios en todas las zonas.

Detección de incendios y sistema de alarma

El sistema de detección de incendios supervisa los detectores de calor, humo, llamas y los puntos de llamada manual de acuerdo con la disposición de los detectores de incendios, los cuales están conectados a una central de alarma de incendios en la sala de control de radio.; y se encuentran agrupados por zonas para facilitar la identificación de la alarma. Se cuenta con detectores de humo en la mayoría de los espacios y, en los casos en que los detectores de humo no sean prácticos se utilizarán detectores de calor o detectores de llamas. Los detectores de llamas se instalan en el cuarto de máquinas, el cuarto de generadores de emergencia y el cuarto de tanques de fluidos de perforación mientras que los detectores de calor se instalan en taller de soldadura, el cuarto de máquinas, el cuarto de generadores de emergencia, los cuartos de maquinaria auxiliar, los cuartos de bombas de fluidos de perforación, el taller mecánico y eléctrico y la cocina.

Detección de gases de combustión, H_2S y sistema de alarma

El Jack-up está equipado con sistemas de detección y alarma de gases de combustión y H_2S. Dichos detectores se instalan en las áreas donde es más probable que estos gases estén presentes y en cada entrada de ventilación del piso de camarotes. En general, los sensores gases de combustión se ubican hacia el techo y los sensores de H_2S se ubican hacia el suelo debido a sus características de densidad en relación con el aire. El panel de control central de detección de gases está situado en la sala de control de radio y del cuarto de control. Los paneles proporcionan advertencias sobre dos niveles anormales de concentración de los gases con sus respectivas indicaciones de ubicación y concentración:

- Alarma por bajo combustible al 20% (límite inferior de explosividad, LEL)
- Alarma por alto combustible al 60% LEL

- Alarma por bajo H_2S a 10 ppm
- Alarma por alto H_2S a 50 ppm

Sistemas de detección CCTV

Está provisto de varias cámaras, algunas con capacidad de control de inclinación y giro que están estratégicamente ubicadas alrededor de la instalación. Estos sistemas podrían estar situadas en las siguientes zonas:

- Torre de perforación
- Cuarto de temblorina
- Canal de retorno de fluidos de perforación

No sólo proporciona la capacidad de detectar un evento en un área remota, sino que también apoya el monitoreo remoto y continuo del evento, así como proporcionar información útil al equipo central de respuesta ante emergencias.

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 ellas tiene reservas de hidrocarburos y determinar su viabilidad comercial.

La plataforma de perforación podría ser instalada en aguas profundas y/o aguas someras para actividades de perforación. La secuencia de perforación de ambas plataformas, se indican a continuación.

1.3.1 Secuencia de perforación

La perforación en AP o AS se realiza mediante el avance cuidadoso del equipo de perforación hasta una profundidad deseada bajo el lecho marino, mientras que los fluidos de perforación se utilizan para controlar y manejar estas actividades. El diseño exacto del pozo aún está por determinarse, sin embargo, el enfoque típico de la construcción de pozos puede dividirse en dos fases principales:

- Una fase inicial conocida como "perforación *riserless*" para la MODU y "perforación en aguas abiertas" para el Jack-up (es decir, un sistema abierto sin fluido de perforación directo y con conexión de retorno de recortes a la plataforma) para perforar el "agujero". Es importante mencionar que para una aplicación de Jack-up esta fase se limita a la instalación del tubo conductor (TC) la cual se instala por un método de perforación y cementación. Si el TC se instala por un método de conducción como se describe a continuación, no hay "perforación en aguas abiertas"
- Una fase secundaria conocida como "perforación con riser" para la MODU y "perforación convencional" para el Jack-up (es decir, sistema de circuito cerrado con fluido de perforación directo y conexión de retorno de recortes a la plataforma)

Durante la fase inicial, la sarta de perforación se baja hasta el lecho marino. Posteriormente, se suele utilizar un chorro de agua de mar (jeteo) para desplazar los sedimentos marinos sueltos hasta una profundidad de aproximadamente 60 m a 100 m por debajo del lecho marino. A medida que el material es expulsado, el TC se instala simultáneamente con jeteo. En esta etapa inicial, el TC se utiliza para evitar que el sedimento desplazado se colapse de nuevo y para dirigir la sarta de perforación. En etapas posteriores de la perforación, el TC se utilizará para soportar la carga del equipo de control del pozo y guiar las subsiguientes sartas de revestimiento. Para las zonas con suelos de lecho marino consolidados, la perforación directa puede ser posible sin jeteo.

Se estima que la duración de la campaña de perforación sea la que se muestra en la Tabla 1-11. En total, la campaña para perforar el primer pozo (*Pozo Compromiso*) podría durar aproximadamente entre 72 y 150 días, incluyendo la movilización, la perforación, la adquisición de datos básicos mediante el registro y el perfilado sísmico vertical (PSV) y el taponamiento/desmovilización. En caso de que BP Mexico decida perforar pozos adicionales, los tiempos de perforación de cada pozo llevarían aproximadamente la misma duración, o un poco más si se

considera la posibilidad de hacer prueba de pozo. Incluso si se perforan pozos adicionales, no se perforarían al mismo tiempo, sino de forma secuencial a lo largo del Periodo de Exploración.

Tabla 1-11. Duración esperada para cada pozo del Proyecto de pozo.

Etapa	Nombre	Actividades	Duración aproximada (días)
1	Movilización y estudio del sitio previo a las actividades perforación		3-12
2	Operaciones	Perforación	56-107
		Registro de pozo	4-10
		PSV	1-4
3	Taponamiento y desmovilización		8-17

Nota: *No planeada para el primer pozo, pero podría ser considerado, en espera de los resultados iniciales de la perforación.

Fuente: BP México, 2019.

Los siguientes pasos del proceso se describen a continuación para cada plataforma.

1.3.1.1 MODU

Después de la instalación del TC, se suele perforar una sección del agujero varios cientos de metros por debajo del lecho marino. Una sección de tubería de acero llamada tubería de revestimiento (TR) se baja en el pozo y se cementa en su lugar para evitar que el pozo colapse. Una vez que la TR ha sido corrida y cementada, la "perforación *riserless*" se completa, este procedimiento aplica para la mayoría de los pozos estándar.

La profundidad a la que se continúa la perforación riser depende de cada diseño de pozo específico y normalmente está influenciada por los resultados de una evaluación sísmica previa de los peligros de la perforación y la presión. Esta "evaluación de riesgos someros" es una interpretación estructural y estratigráfica de los datos sísmicos para delinear cualitativamente las zonas de presión anormal, el gas somero, la estabilidad del lecho marino, el flujo de agua somero y los hidratos de gas. Entonces se puede instalar un BOP en la parte superior del cabezal y conectarlo a la MODU por medio del riser.

Con el riser marino conectado al BOP, se crea una conexión entre la embarcación y el pozo que se conoce como el sistema riser (Figura 1-19). Este sistema riser permite que el fluido de perforación sea recirculado a la plataforma, procesado y reutilizado después de un tratamiento del fluido de perforación. Con el riser en su lugar, se perfora la siguiente sección más profunda del pozo y nuevamente se baja un revestimiento adicional en el agujero y se cementa en su lugar. Esto continúa hasta que el pozo alcanza la profundidad deseada. El ensamblaje completo del TC y las subsiguientes secciones de revestimiento se conocen como la arquitectura del pozo.

La arquitectura teórica del pozo se presenta en la Figura 1-20. Es importante mencionar que este diseño puede estar sujeto a cambios. Según la arquitectura del pozo, se espera que el pozo en cuestión alcance una profundidad total de 5.5 km por debajo del nivel medio del mar (MSL, por sus siglas en inglés). Se espera que el TC tenga un diámetro de 36" (instalado simultáneamente durante la fase inicial de jeteo). Una vez instalado, la primera sección se perforará con un diámetro de 26", después se instalará una sección de 22" de revestimiento. Secuencialmente, se perforarán secciones de diámetro decreciente (Figura 1-20). El plan actual no incluye un conductor de 28", pero un mayor análisis de ingeniería determinará si se requerirá.

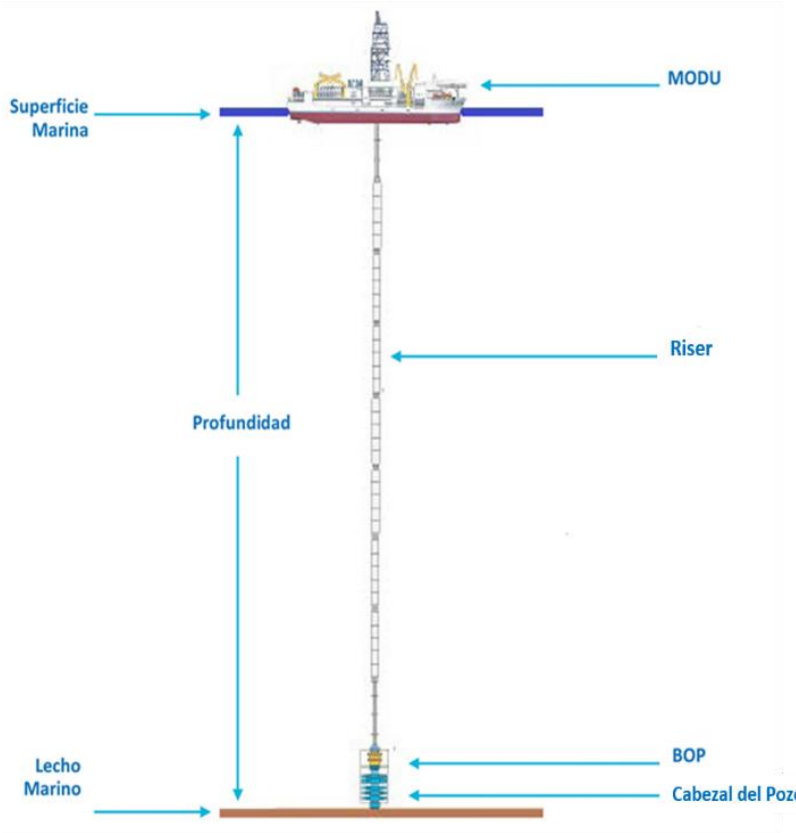

Figura 1-19. Diagrama de una MODU con riser y BOP en su lugar.
Fuente: JAMSEC, 2015; adaptado por AECOM, 2020.

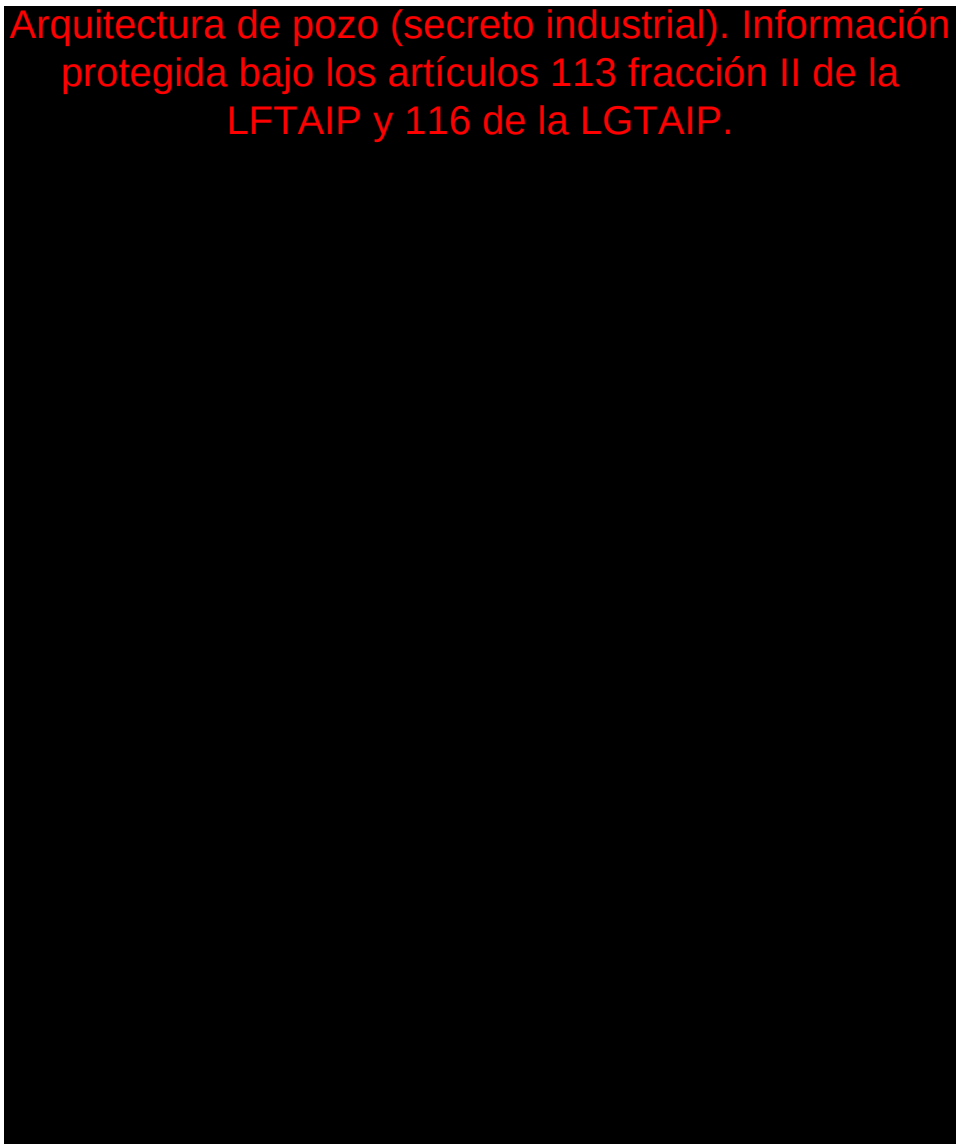

Figura 1-20. Arquitectura teórica tentativa para el/los pozo(s) en AP.
Fuente: BP México, 2019.

1.3.1.2 Jack-up

Una vez que el TC ha sido instalado, se permitirá el retorno del Jack-up a nivel de la plataforma. Desde este punto, la perforación se encontrará bajo un sistema de circuito cerrado, el cual implica un retorno de los fluidos de perforación a través del TC, una vez que recorrieron recorrido el sistema de control de sólidos, los fluidos volverán a los tanques de lodo activo antes de ser reinyectados por la tubería de perforación.

Se perforará una sección de superficie a través del TC con una profundidad máxima compatible con el estudio geofísico y geotécnico el lugar de perforación seleccionado (ver el Capítulo 2 de la MIA). Esta evaluación es una interpretación estructural y estratigráfica de los datos sísmicos para delinear cualitativamente las zonas de presión anormal, el gas somero, la estabilidad del lecho marino, el flujo de agua somera y los hidratos de gas. Una vez que se alcanza la profundidad final de esta sección, el revestimiento superficial desciende y se cementa en su lugar.

El cabezal de pozo se instalará sobre el revestimiento superficial, luego se instalará el BOP para sellar y controlar cualquier presión extrema o flujo no controlado del yacimiento. Sobre el BOP, se instalará un niple campana, que se conectará a la línea de flujo de la plataforma para registrar el retorno de los fluidos y los recortes de perforación. Una vez instalado el revestimiento superficial, se perforará la siguiente sección más profunda del pozo y la TR se bajará de nuevo al pozo, que se cementará en su lugar. Esto continúa hasta que el pozo alcance la profundidad objetivo. La disposición completa del TC y las secciones subsiguientes se conocen como arreglo del pozo (Figura 1-21).

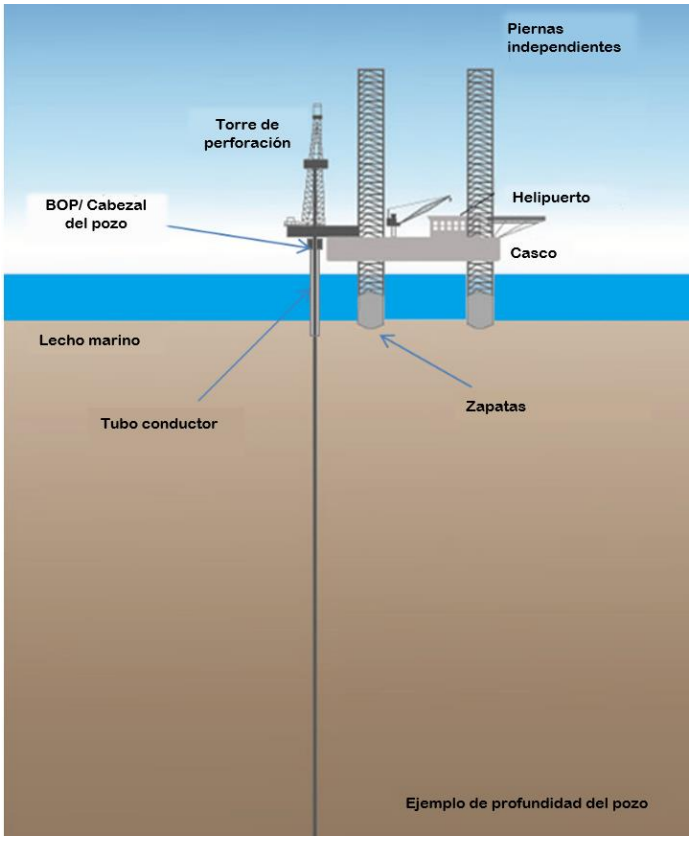

Figura 1-21. Diagrama típico de un Jack-up tipo con TC y BOP en su lugar.
Fuente: Victoria State Goverment, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

La arquitectura teórica del pozo planeada tentativamente para los pozos de AS del Proyecto se presenta en la Figura 1-22. Es importante mencionar que el diseño puede estar sujetas a cambios. Se espera que el pozo alcance una profundidad total de 5.5 km por debajo del MSL para una profundidad de agua de 100 m - 142 m. Se espera que el TC tenga 36" de diámetro (instalado simultáneamente durante la fase inicial de jeteo). Una vez en su lugar, se perforará la primera sección con un diámetro de 26" donde se instalará una sección de revestimiento de 22". Se perforarán secciones de diámetro decreciente, como se muestra en el siguiente esquema. El plan actual no incluye un TC de 28", pero un análisis de ingeniería adicional determinará si se requerirá.

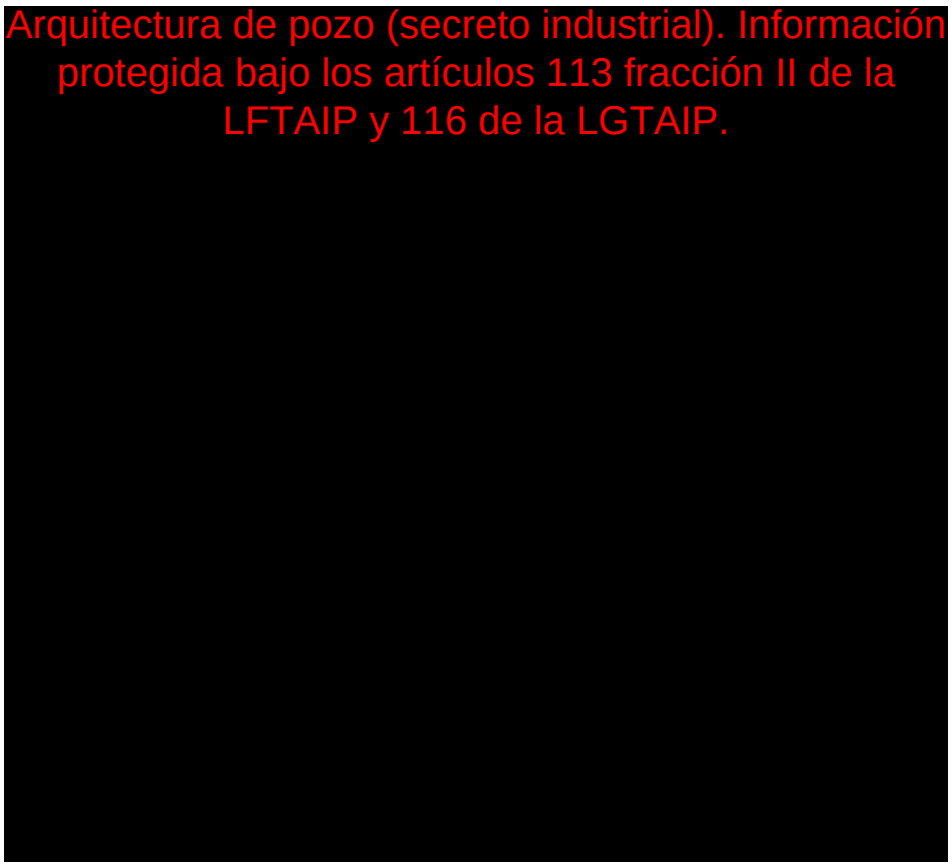

Figura 1-22. Arquitectura teórica tentativa para el/los pozo(s) en AS.
Fuente: BP México, 2019

1.3.2 Almacenamiento

La MODU y el Jack-up mantendrán un inventario de líquidos, sustancias y artículos consumibles para apoyar los servicios esenciales y las operaciones de perforación. Varios fluidos y materiales se almacenarán a granel en tanques de almacenamiento integrales. La capacidad y el número de tanques dependerá de los modelos exactos contratados por BP Mexico, sin embargo, la Tabla 1-12 y Tabla 1-13 enlistan los materiales habituales y la capacidad de almacenamiento para *Pacific Khamsin* y *Maersk Resilient,* respectivamente.

Tabla 1-12. Almacenamiento y capacidades de utilidad para *Pacific Khamsin*.

Material	Capacidad
Fluidos de perforación	2,000 m^3 – 3,000 m^3
Agua de perforación	2,000 m^3 – 3,000 m^3
Agua Potable	1,000 m^3 – 1,500 m^3
Salmuera	1,000 m^3 – 1,500 m^3
Base de fluidos de perforación sintéticos (no acuosos)	1,000 m^3 – 1,500 m^3
Combustible	5,000 m^3 – 7,500 m^3
Productos químicos a granel para fluido de perforación	400 m^3 – 700 m^3
Cemento a granel	400 m^3 – 700 m^3
Material en sacos	10,000 sacos (280 m^3)

Fuente: Maersk Drilling, 2019; Pacific Drilling, 2019.

Tabla 1-13. Almacenamiento y capacidades de utilidad para *Maersk Resilient*.

Material	Capacidad *Maersk Resilient*
Fluidos de perforación	900 m^3 – 1,300 m^3
Agua de perforación	800 m^3 – 1,800 m^3
Agua Potable	400 m^3 – 600 m^3
Salmuera	300 m^3 – 500 m^3
Base de fluidos de perforación sintéticos (no acuosos)	250 m^3 – 350 m^3
Combustible	600 m^3 – 900 m^3
Productos químicos a granel para fluido de perforación	250 m^3 – 350 m^3
Cemento a granel	150 m^3 – 250 m^3
Material en sacos	5,000 sacos (140 m^3)

Fuente: Maersk Drilling, 2019; Pacific Drilling, 2019.

1.3.3 Equipos de proceso y auxiliares

Los equipos generales y auxiliares para *Pacific Khamsin* y *Maersk Resilient* se describen en la Tabla 1-14 y Tabla 1-15, respectivamente.

Tabla 1-14. Equipos generales y auxiliares de *Pacific Khamsin*.

Departamento	Descripción
Equipo de perforación	• Torre de perforación donde se encuentra y opera el equipo de perforación (incluyendo los malacates y el Top Drive) • Plataforma para TC y TR • Sistema de fluidos de perforación: bombas de fluidos de perforación, tanques de fluidos de perforación y equipo de control de sólidos • Sistema de cementación: tanques de almacenamiento, sistema de mezclado y bomba de cemento de alta presión

Departamento	Descripción
	• Laboratorio de fluidos de perforación • Espacio de almacenamiento para albergar insumos asociados con la perforación (p.ej., combustible, productos químicos de los fluidos de perforación, productos químicos del cemento) y equipo (p.ej., herramientas de perforación, herramientas de finalización, equipo para pruebas • Equipo para el control de pozos incluyendo BOP submarino, válvula de estrangulamiento y separador de gas de fluidos de perforación. Las funciones del BOP submarino operado por controles múltiples incluyendo la habilitación de desconexión de emergencia • Riser marino
Marino	• Sistema de energía generado por medio de diésel para operar la MODU, así como todo el equipo asociado (*p.ej.,* generador de emergencia) • Sistema DP para mantener la ubicación en el lugar del pozo • Sistema de gestión de la MODU, cuyo control de lastre mantiene la estabilidad esta • Ayudas a la navegación, incluida la Ayuda de Trazado de Radar Automático (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 la plataforma
Auxiliar	• Helipuerto y equipo de reabastecimiento • Grúas para el traslado de equipos y suministros • Alojamiento de la tripulación, oficinas, una sala de radio, cocina, comedor, salas de reuniones, salas de recreación y lavandería • Sistema de agua potable (desalinización de agua de mar) • Sistema de tratamiento de aguas residuales. Típicamente, una MODU tiene dos o más unidades clasificadas para cumplir con los requisitos de MARPOL 73/78 con respecto a los coliformes fecales y los sólidos en suspensión • Instalaciones de gestión de desechos (tratamiento *in situ* o almacenamiento temporal) en cumplimiento del 'Plan de gestión de desechos' del buque, según lo dispuesto en el Anexo V del MARPOL 73/78 • Equipo de seguridad, emergencia y salvamento y dispositivos de prevención de derrame (*p.ej*., detectores y alarmas de incendio, sistema de detección de gas y H_2S, sistemas de diluvio, sistemas de nebulización de agua, botes salvavidas, balsas para evacuación de emergencia, instalaciones médicas)

Fuente: Pacific Drilling, 2019 adaptado por AECOM, 2020.

Tabla 1-15. Equipos generales y auxiliares de *Maersk Resilient*.

Departamento	Descripción
Equipo de perforación	• Torre de perforación, donde se encuentra y opera el equipo de perforación (incluyendo los malacates y el Top Drive) • Plataforma para TC y TR • Bombas de fluido de perforación accionadas por engranajes de alta eficiencia • Laboratorio de fluidos de perforación • Cantilever XY, que es capaz de moverse en dos ejes • Espacio de almacenamiento para albergar los consumibles de perforación asociados (p.ej., combustible, productos químicos de fluidos de perforación, productos químicos de cementación) y el equipo (p.ej., herramientas de perforación, equipo de pruebas) • Equipo para el control de pozos incluyendo BOP, válvula de estrangulamiento y separador de gas de fluidos de perforación • Cubierta Texas de apoyo de la tubería, que será estacionaria y deslizante

Departamento	Descripción
Marino	• Sistema de energía generado por medio de diésel para operarlo, así como el equipo asociado (p.ej., generador de emergencia) • Tanques de almacenamiento, sistema de mezcla y bomba de cemento de alta presión • Sistema de elevación (*jacking up* y *jacking down* (p.ej., plataforma y sistema piñón) • Zapatas para la estabilidad en el lecho marino
Auxiliar	• Helipuerto octagonal • Grúas para transferencia de equipo y suministros • Alojamiento para la tripulación, oficinas, sala de radio, cocina, mesas, salas de reuniones, salas de recreación y lavandería • Sistema de agua potable (desalinización de agua de mar) • Sistema de tratamiento de aguas residuales. Típicamente, una MODU tiene dos o más unidades clasificadas para cumplir con los requisitos de MARPOL 73/78 con respecto a los coliformes fecales y los sólidos en suspensión • Instalaciones de gestión de desechos (tratamiento *in situ* o almacenamiento temporal) en cumplimiento del *Plan de gestión de desechos' del buque*, según lo dispuesto en el Anexo V del MARPOL 73/78 • Equipo de seguridad, emergencia, salvamento y prevención de derrames, detectores y alarmas de incendio, sistemas de detección de gas y H_2S, sistemas de diluvio, sistemas de nebulización, equipo para derrames, botes salvavidas, balsas de evacuación de emergencia, instalaciones médicas

Fuente: Maersk Drilling, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

1.3.4 Pruebas de verificación

El equipo descrito en la Sección 1.2.7 será certificado por las Organización de Clasificación tales como *Det Norske Veritas* (DNV GL) o *Bureau Veritas* (BV).

1.3.5 Taponamiento y desmovilización

Si se considera que un pozo es productivo, puede suspenderse instalando tapones de cemento o mecánicos para aislar los intervalos de extracción de hidrocarburos y colocando un tapón de suspensión para permitir el reingreso del pozo (para su terminación y/o producción), esto será posible, si se cuenta con un sistema de suspensión de la línea de lodo (MLS, por sus siglas en inglés), de lo contrario, la única opción será el taponamiento permanente y la desmovilización, de acuerdo con las leyes y reglamentos federales mexicanos y las Buenas Prácticas Industriales Internacionales (GIIP, por sus siglas en inglés).

BP México presentará a la ASEA el "*Aviso de Finalización: Modalidad de construcción de pozos*". Este aviso incluirá un informe detallado de la construcción del pozo, que incluirá un análisis comparativo de las actividades programadas y las que realmente se llevaron a cabo; el estado mecánico final del pozo; un informe detallado de la conclusión del taponamiento y la evidencia de la atención a las recomendaciones del Análisis de Riesgos de la ingeniería de detalle. Además, se enviará a la CNH un "*Informe de Abandono (Informe de Taponamiento y Desmovilización de Pozos)*" de acuerdo con los términos establecidos en las Directrices de Perforación de Pozos.

Típicamente, el abandono aísla el pozo usando cemento o tapones mecánicos para evitar el flujo de cualquier hidrocarburo a la superficie. Las zonas del pozo que se sabe que contienen hidrocarburos móviles también serán tapadas y aisladas. Adicionalmente, se realizará un "Reporte de Abandono (Reporte de taponamiento y desmovilización)" que será enviado a CNH de acuerdo con lo establecido en los lineamientos de perforación de pozos. Se realizará una inspección de la limpieza del sitio después de completar las operaciones de taponamiento para proporcionar un estado de la condición del lecho marino alrededor del pozo. Finalmente, la MODU o Jack-up dejará el lugar y cesará el transporte de embarcaciones relacionadas con la perforación. Al igual que en el resto

del Proyecto, los residuos generados durante la operación se dispondrán de acuerdo con la normativa mexicana aplicable.

1.3.6 Materias primas, productos y subproductos

1.3.6.1 Fluidos de perforación

Los fluidos de perforación se formulan de acuerdo con el diseño del pozo y las condiciones geológicas esperadas. Están compuestos por un fluido base, agentes densificantes y otros productos químicos que brindan al fluido de perforación las propiedades necesarias para perforar un pozo de forma segura y eficiente. Hay varios tipos de fluidos de perforación disponibles, incluidos los fluidos de perforación base agua (WBDF, por sus siglas en inglés) y el fluido de perforación no acuoso (NADF, por sus siglas en inglés) (IPIECA-IOGP, 2016). El fluido de perforación se bombea por el interior de la sarta de perforación y sale a través de la barrena de perforación. El propósito del fluido de perforación incluye:

- Reducir la fricción entre la sarta de perforación y el agujero del pozo, así como enfriar y lubricar la barrena de perforación
- Generar presión hidrostática para controlar la presión en el fondo del pozo y evitar que los fluidos de la formación entren en el pozo
- Quitar los recortes de roca del fondo del agujero del pozo y transportarlos a la superficie
- Suspender los recortes de perforación en el agujero del pozo si la circulación se interrumpe
- Crear una capa de baja permeabilidad en la pared del agujero del pozo para estabilizar y sellar las formaciones a medida que se perforan.

Durante la perforación *riserless*, los fluidos de perforación que se utilizan normalmente baches de barrido a base de agua de mar y WBDF, mientras que durante la perforación con riser se utiliza a menudo el NADF (IPIECA-IOGP, 2016). La Tabla 1-16 proporciona algunos de los componentes químicos comunes de baches de barrido a base de agua de mar y WBDF, y sus funciones correspondientes. En la tabla se diferencian las distintas fases de perforación descritas anteriormente en la Sección 1.3.1.

Tabla 1-16. Componentes típicos de los baches de barrido de agua de mar, WBDF y sus funciones correspondientes.

Fases de perforación	Producto/compuesto químico	Función	Concentración típica (kg/m³)
Fase jeteo 36”/42": Pastillas de goma guar	Ácido cítrico	Ajuste de pH	1
	Goma guar	Viscosificador	10
Fase de perforación A 26": Pastillas de goma guar	Ácido cítrico	Ajuste de pH	1
	Goma guar	Viscosificador	10
Fase de perforación A 26": Pastillas bentónicas	Hidróxido de sodio, NaOH	Ajuste de pH	1
	Carbonato de sodio, Na_2CO_3	Ajuste de pH	1
	Bentonita	Viscosificador	60
Fase de Perforación B 26": “*Pad Mud*” (WBDF)	Hidróxido de sodio, NaOH	Ajuste de pH	1
	Carbonato de sodio, Na_2CO_3	Ajuste de pH	1
	Bentonita	Viscosificador	60
	Barita, $BaSO_4$	Densidad	375

Fuente: BP México, 2019.

Los baches de barrido a base de agua de mar se utilizan para la fase de jeteo de 36" (o la fase de perforación de 42" para el objetivo en aguas someras) y la fase de perforación de 26". Una vez que se perfora el agujero de 26", se utilizan ciertos tipos de WBDF. El WBDF adopta inicialmente la forma de una píldora bentonítica que es principalmente una mezcla de agua de mar y bentonita, (un material compuesto de minerales de arcilla). La bentonita se hincha considerablemente cuando se expone al agua, lo que la hace ideal para proteger las formaciones de la infiltración de los fluidos de perforación. A la píldora bentonítica le sigue el WBDF conocido como lodo PAD, un fluido de ingeniería precisa compuesto principalmente de agua de mar y barita, diseñado para mantener la estabilidad del pozo mientras se instala la TR en el agujero. La barita es un mineral denso compuesto de sulfato de bario ($BaSO_4$) que se utiliza como agente de ponderación (es decir, para el control de la densidad).

Durante las perforaciones con riser, el NADF se utiliza típicamente sobre los WBDF ya que pueden ofrecer una mejor lubricación, estabilidad térmica, integridad del agujero del pozo y protección contra los hidratos de gas en el pozo. El NADF tiene propiedades de alta biodegradabilidad y bajo impacto ambiental. La elección exacta del fluido de perforación y otros componentes del diseño del pozo, como la profundidad de la sección, se determinará por la geología específica y la presión de poro prevista de cada pozo individual.

Ciertas sustancias químicas son añadidas para producir el NADF adecuado. Los aditivos químicos específicos y sus concentraciones relativas se adaptan según las condiciones específicas del pozo, por ejemplo, el tipo de formación o la temperatura. La Tabla 1-17 proporciona algunos de los aditivos químicos de los NADF.

Tabla 1-17. Composición típica de los NADF.

Función	Producto/Compuesto químico	Rango típico de concentración (kg/m³)	Concentración típica (kg/m³)
NABF	Olefinas internas C15-18 (55-65% C16 35-45% C18 <10% C20) o tipo parafinas base aceite	400 a 550	485
Salinidad, Inhibición de lutitas	Sales inorgánicas tales como el cloruro de calcio	50 a 90	65
Fase acuosa	Agua de perforación	100 a 250	168
Agente densificante	Barita ($BaSO_4$)	200 a 1000	348
Viscosificador	Arcilla organifílica tratada con alquilato de metilaminas hidrogenadas	15 a 50	35
Modificador reológico	Ácidos grasos polimerizados	2 a 8	5
Control de pH	Limo ($Ca(OH)_2$)	10 a 18	15
Emulsificador primario	Mezcla de ácidos grasos	10 a 50	10
Agente densificante y modificador secundario	Mezcla de ácidos grasos altos en aceite; destilado de petróleo ligero hidrotratado; etilen glicol monobutil eter; dietilen glicol	10 a 50	25
Control de filtración	Silicato cristalino	5 a 15	10
Material pérdida de la circulación	Carbonato de calcio ($CaCO_3$) (También utilizado como agente densificante)	5 a 100	10
Material pérdida de la circulación	Fibras celulósicas, mica, nuez y/o Grafito	5 a 100	10
Thinner	Mezcla que contiene un aceite crudo a base de parafinas	2 a 10	5

Función	Producto/Compuesto químico	Rango típico de concentración (kg/m³)	Concentración típica (kg/m³)
Material pérdida de la circulación	Cáscara de nuez molida	50 a 300	100
Material pérdida de la circulación	Grafito resiliente	50 a 300	100
Material pérdida de la circulación	Mezcla de fibras naturales y polímero	50 a 300	100
Lubricante/Agente liberador de tubería	Destilado de petróleo ligero hidrotratado; Isobutanol; ácidos grasos altos en aceite	100 a 300	200
Modificador reológico	Ácidos grasos altos en aceite	5 a 20	8

Nota: El peso del fluido de perforación es sólo para fines ilustrativos. Se basa en el fluido planeado provisionalmente para la perforación del primer pozo. Los aditivos opcionales se utilizarán sólo si son necesarios como respuesta a desafíos específicos que puedan ocurrir (por ejemplo, el material por pérdida de o LCM, por sus siglas en inglés, se utiliza cuando se encuentran pérdidas de formación, el agente liberador de tuberías se utiliza si se produce un atasco en la tubería, etc.).

Fuente: BP México, 2019

1.3.6.2 Hidrocarburo

La composición y las características del crudo varían según la formación geológica, la temperatura y la presión a las que se somete. Si bien, no se conoce con exactitud la gravedad API estimada del crudo que se origina en el lugar del pozo, se espera que esté dentro del rango de los crudos medios o intermedios. El crudo está clasificado como líquido inflamable de categoría 3 según la NFPA y puede tener un aspecto marrón oscuro. La Tabla 1-18 presenta los valores para el crudo del tipo *Eldfisk 2000*, el cual fue utilizado como ejemplo del del tipo de crudo que se espera ser encontrado en el sitio.

Tabla 1-18. Propiedades del crudo Eldfisk 2000.

Parámetro	Valor
Gravedad API	28.9°
Viscosidad	9
Punto de escurrimiento	-6.0°C
Gravedad especifica	0.882

Fuente: BP México, 2019

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

- **Salud 2**: Incapacidad temporal / Lesión residual: materiales bajo cuya exposición intensa o continua puede sufrirse incapacidad temporal o posibles daños permanentes a menos que se de tratamiento médico rápido
- **Inflamabilidad 3** (23°C-38°C): líquidos y sólidos que pueden encenderse en casi todas las condiciones de temperatura ambiental, como la gasolina o el metanol

La composición común del crudo *Eldfisk 2000* se presenta en la Tabla 1-19.

Tabla 1-19. Composición del *Eldfisk 2000*.

Porcentaje del peso (%)	Componente
0.02	H_2S
1.5646	Gases C_1-C_4 (disueltos en hidrocarburo)
2.4966	C_5-saturados (n-/iso-/ciclo)
1.4864	C_6- saturados (n-/iso-/ ciclo)
0.2477	Benceno
2.397	C_7- saturados (n-/iso-/ciclo)
1.4446	C_1-Benceno (Tolueno)
5.6941	C_8- saturados (n-/iso-/ciclo)
3.7117	C_9- saturados (n-/iso-/ciclo)
5.1622	C_3-Benceno
0.9108	C_2-Benceno
5.3083	C_{10}- saturados (n-/iso-/ ciclo)
0.183	C_4 y C_4-Bencenos
4.7696	C_{11}-C_{12} (total saturados + aromáticos)
7.034	C_{13}-C_{14} (total saturados + aromáticos)
0.0076	Fenoles (C_0-C_4 alquilados)
0.3513	Naftalenos 1 (C_0-C_1- alquilados)
0.4756	Naftalenos 2 (C_2-C_3- alquilados)
5.6187	C_{15}-C_{16} (total saturated + alquilados)
0.2434	HAP1 (hidrocarburos aromáticos de solubilidad media)
3.2962	C_{17}-C_{18} (total saturados + aromáticos)
2.5313	C_{19}-C_{20} (total saturados + aromáticos)
7.764	C_{21}-C_{25} (total saturados + aromáticos)
4.7906	Materiales cromatográficos sin resolver (C_{10}-C_{36})
0.1127	HAP 2 (hidrocarburos poliaromáticos de baja solubilidad)
32.3981	C_{25}+ (total)

Fuente: BP México, 2019.

1.3.6.3 Sulfuro de hidrógeno

Debido a la posibilidad de encontrar sulfuro de hidrógeno (H_2S) durante las actividades de perforación en el Área Contractual, se utilizará una concentración del 0.02% (200 ppm) como base de diseño. Por lo tanto, la hoja de datos de seguridad para el H_2S se incluye como medida de precaución. La Tabla 1-20 hace referencia a las propiedades del este compuesto.

Tabla 1-20. Propiedades del H_2S.

Parámetro	Valor
Temperatura de ebullición a 1 atm	– 60.2°C
Densidad de vapor relativa (Aire = 1)	1.19
Solubilidad del agua a 20°C	38 kg/m^3
Apariencia y color	incoloro y con un olor a huevo podrido
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: ATSDR, 2014.

De acuerdo con la NFPA, los peligros del sulfuro de hidrogeno son los siguientes:

- **Salud 4** Gravemente peligroso: una exposición de corta duración podría causar la muerte o graves lesiones residuales, incluso si se proporciona una rápida atención médica.
- **Inflamabilidad 4** (< 23°C): sustancias que se vaporizan rápida o completamente a presión atmosférica y temperatura ambiente normal, o que se dispersan fácilmente en el aire y se queman con facilidad

1.3.7 Hojas de datos de seguridad

Según la información presentada en la sección anterior, los componentes de la mezcla de hidrocarburos que se pretende encontrar en el yacimiento (*Eldfisk 2000*) presentan características de inflamabilidad, explosividad y toxicidad. Si bien, no se dispone de la Hoja de Datos de Seguridad (HDS) para *Eldfisk 2000*, en el Capítulo 5, Anexo 5.7.1 se presenta la hoja de datos de seguridad del Crudo Istmo, cuya gravedad API se encuentra en un rango similar al de *Eldfisk 2000.* En el Capítulo 5, Anexo 5.4.2, se presentan ejemplos de hojas de datos de seguridad para el H_2S y el diésel marino. Las HDS contienen información sobre los posibles peligros asociados a los productos (salud, inflamabilidad, reactividad y medio ambiente), así como los procedimientos de trabajo seguros y de emergencia en caso de derrame o liberación accidental.

1.4 Condiciones de operación

Las condiciones de operación y capacidades de la MODU *Pacific Khamsin* se muestran en la Tabla 1-21 y la Tabla 1-22. Las especificaciones de la MODU contratada podrían variar de los valores que se indican a continuación.

Tabla 1-21. Parámetros de operación.

Parámetro	Valor	
Velocidad del Transito	11.5 kt	
Condiciones de operación	19 ft	Viento: 50 kt
Condiciones del mantenimiento de la estación	28 ft	Viento: 60 kt
Condiciones de tormenta	47 ft	Viento: 100 kt

Parámetro	Valor	
Profundidad del agua	Equipado: 10,000 ft (3,048 m)	Máximo: 12,000 ft (3,657 m)
Profundidad de perforación	Equipado: 35,000 ft (10,668 m)	Máximo: 40,000 ft (12,186 m)

Fuente: Pacific Drilling, 2019.

Tabla 1-22. Dimensiones y capacidades.

Parámetro	Valor	
Longitud	748 ft	228 m
Amplitud	137 ft	42 m
Altura	62 ft	19 m
Proyecto de tránsito	28 ft	8.5 m
Proyecto de operaciones	39 ft	12 m
Carga máxima de desplazamiento	105,800 ST	96,000 TM
Carga variable de plataforma – operación	24,250 ST	22,000 TM
Carga variable de plataforma – tránsito	18,740 ST	17,000 TM
Carga variable de plataforma – supervivencia	24,250 ST	22,000 TM

Fuente: Pacific Drilling, 2019

Las condiciones de diseño y capacidades del Jack-up Maersk Resilient se presentan en la Tabla 1-23 y la Tabla 1-24. Las especificaciones del Jack-up contratado podrían variar de los valores que se indican a continuación.

Tabla 1-23. Diseño y condiciones de operación.

Parámetro	Valor
BOP	presión: 15,000 psi diámetro: 18 ¾”
Torre de perforación	64 x 14 x 14 m
Cantilever	7.2 m x 6.8 m
Longitud de las piernas	146.3 m
Casco	longitud: 70 m grosor: 68 m profundidad: 9.5 m
Longitud de zapatas	16 m
Profundidad del agua	106 m
Velocidad del viento	51.4 m/s

Parámetro	Valor
Profundidad de perforación	9,150 m
Altura máxima del oleaje	17 m

Fuente: Maersk Drilling, 2019.

Tabla 1-24. Capacidades de carga variables.

Parámetro	Valor
Capacidad de carga variable	3,500 TM
Ancho	6,500 TM

Fuente: Maersk Drilling, 2019.

1.4.1 Especificaciones del sistema de control

Las operaciones realizadas en la MODU o el Jack-up serán coordinadas desde la Sala de Control de Perforación (DCR, por sus siglas en inglés). Los siguientes parámetros y sistemas serán monitoreados, registrados y operados:

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

1.4.2 Sistemas de aislamiento

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

1.4.2.1 Sistemas de paro de emergencia

Son independientes de los sistemas normales de control de procesos. Están diseñados para mitigar el riesgo de incendio, explosión o liberación incontrolada de hidrocarburos. Hay dos sistemas de cierre principales:

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

1.4.2.1.1 Paro de procesos

Detectan condiciones de funcionamiento anormales e inician acciones para evitar la liberación de hidrocarburos y devolver el proceso a un estado seguro. La gravedad de una situación de PSD dependerá del tipo de anormalidad y podría ir desde un paro de procesos con un efecto mínimo en el flujo hasta un paro completo de los procesos. Los procedimientos acordados para un PSD estipulan los pasos a seguir por el equipo de la plataforma en caso de un brote.

La presión es registrada y controlada en diferentes puntos por sensores. Un sistema de control basado en medidores de alta y baja presión detendrá el flujo hacia la superficie si la presión no está dentro de los límites establecidos. La presión se encuentra controlada por válvulas piloto que se activarán automáticamente si se

producen anomalías de presión, botones manuales instalados en áreas designadas y accesibles a la tripulación o al equipo de perforación que pueden activarse en caso de emergencia al igual que válvulas de alivio y discos de ruptura en los recipientes a presión para protegerlos contra la sobrepresión.

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

1.4.2.1.2 Paro de emergencia

Los ESD supervisan y detectan las condiciones peligrosas o de emergencia que podrían estar desarrollándose a bordo de las plataformas (p.ej., detección de incendios o de fugas de gas, despresurización, funcionamiento del generador de emergencia), y actúan para impedir que esas situaciones peligrosas se intensifiquen. Hay dos niveles de parada que pueden activarse manual o automáticamente:

- ESD I: sólo los sistemas de emergencia permanecen activos (p.ej., sistemas de detección de incendios y fugas de gas, sistemas de extinción de incendios, alumbrado de emergencia, comunicaciones por radio/exteriores)
- ESD II: paro de proceso, válvulas de la línea ascendente/flujo y válvulas de la boca del pozo cerradas, combustible del generador de gas cambiado a diésel, etc.

El elevador se vaciará como parte del proceso de liberación. Se aplicarán procedimientos para reducir al mínimo el riesgo de liberación involuntaria.

1.4.2.2 Sistema de contención de derrames

Ambas plataformas, incorporarán medidas de prevención de la contaminación, en cumplimiento con las convenciones internacionales. Pequeñas fugas de hidrocarburos, residuos o escurrimientos serán contenidas y colectadas por el sistema de drenaje. Los vertidos al mar se controlarán de acuerdo con la MIA y con los permisos expedidos por la CONAGUA y la Secretaría de Marina (SEMAR). Los equipos para contener y limpiar pequeñas fugas relacionadas con las operaciones estarán ubicados en lugares de fácil acceso para la tripulación. La intención de BP México es que los buques del Proyecto sigan los requisitos aplicables para prevenir y controlar la contaminación por derrames de petróleo. Esto incluye contar con un Plan de Emergencia de Contaminación por Hidrocarburos a Bordo (SOPEP, por sus siglas en inglés) alineado con el Anexo I del Reglamento para la prevención de la contaminación por hidrocarburos (MARPOL 73/78). Asimismo, las medidas deben estar alineadas con las disposiciones del Plan de Respuesta a Emergencias de SASISOPA a ser implementado por BP México.

1.5 Análisis y evaluación de riesgo

Un riesgo ambiental se define como la probabilidad de que ocurra un accidente, una emergencia ambiental, un daño ambiental o una catástrofe que involucre sustancias peligrosas para el medio ambiente. La causa de estos riesgos ambientales podría ser un fenómeno natural o una actividad humana. El ERA se desarrolla como un instrumento preventivo que busca la aplicación de políticas y procedimientos de análisis con el objetivo de proteger el medio ambiente y la comunidad evaluando el impacto que estos riesgos tendrían en el medio ambiente si se produjeran. A partir de esta evaluación, se busca también definir medidas preventivas, sistemas de mitigación y seguridad que se aplicarán para reducir la probabilidad de que ocurra un evento no deseado.

El Capítulo V de la LGEEPA, referido a las “Actividades consideradas de alto riesgo”, establece que la clasificación de estas actividades se realizará de acuerdo con las características explosivas, tóxicas, e inflamables de las sustancias que se generen o manipulen en los establecimientos industriales, comerciales o de servicios, considerando tanto los volúmenes de manipulación como la ubicación del establecimiento. Estas sustancias se definen en los listados de AAR, el Primer Listado como sustancias tóxicas y el Segundo Listado como sustancias explosivas e inflamables que, al estar presentes en las actividades en cantidades superiores a las cantidades de reporte establecidas en dichas listas, permiten considerarlas como de alto riesgo y requieren ser evaluadas en un ERA. La Tabla 1-25 enlista algunas de las sustancias más frecuentes que están presentes en las actividades de perforación.

Tabla 1-25. Substancias que se incluyen en los listados de Actividades Altamente Riesgosas.

Substancias	Cantidad de reporte (kg)
Primer listado de AAR – Sustancias Toxicas	
Sulfuro de hidrógeno	10
Segundo listado de AAR – Sustancias inflamables y explosivas	
Sulfuro de hidrógeno	500
Metano	500
Etano	500
Propano	500
Butano	500
Pentano	3,000
Hexano	20,000
Benceno	20,000
Heptano	20,000
Octano	20,000

Fuente: DOF, 1990, 1992.

La evaluación de los eventos no planeados en este ERA se diseñó para complementar la evaluación del impacto ambiental abarcada en la MIA, este ERA tiene un alcance diferente, ya que en este se especifican los escenarios que podrían liberar cantidades de reporte de las sustancias incluidas en los listados de AAR.

En esta sección se presenta el procedimiento implementado para la evaluación del riesgo ambiental y corresponde a la parte central del estudio de riesgo en la que se definieron los Eventos de Riesgo que podrían materializarse para generar un evento no deseado.

1.5.1 Historia de incidentes y accidentes

Como primer paso para llevar a cabo un análisis de riesgos adecuado del Proyecto, se realizó una revisión exhaustiva de los incidentes en el mar ocurridos en MODU y Jack-up, que implicaron la liberación de sustancias peligrosas, en este caso, la liberación de hidrocarburos. A partir de esta investigación, fue posible comprender las principales causas que dieron lugar a los sucesos no deseados y sus principales consecuencias. Esto fue esencial para determinar los Eventos de Riesgo de mayor probabilidad en este tipo de instalaciones. Con ello, también fue posible establecer medidas de prevención y mitigación de los efectos que pudieran ocurrir.

1.5.1.1 Accidentes mayores de derrame de hidrocarburo en el mar en el mundo

El Capítulo 4 (Informe Técnico) presenta los resultados de la investigación de los mayores accidentes de derrames de petróleo que involucran exclusivamente a las MODU y a Jack-up en el mundo.

Además de la revisión de los accidentes presentados en el Capítulo 4 se llevó a cabo una revisión completa de los accidentes ocurridos en diferentes tipos de plataformas con el fin de comprender mejor las principales causas y consecuencias de este tipo de eventos. La Tabla 1-26 muestra un resumen de derrames mayores en plataformas.

Tabla 1-26. Derrames en plataformas mayores (≥ 1000 bbl), registrados desde 1964 hasta 2015.

Fecha del derrame	Profundidad del agua (ft)	Millas a la costa	Volumen derramado (bbl)	Operador	Descripción del derrame: causas y consecuencias
4/8/1964	94	48	2,559	Continental Oil	Un barco de carga impactó en la Plataforma A, lo cual provocó un incendio, ambos sufrieron daños
10/3/1964			11,869	Event Total	Cinco plataformas destruidas durante el huracán Hilda
	94	48	5,180	Continental Oil	Plataformas A, C, y D destruidas por un reventones de pozo (varios días)
	55	33	5,100	Signal O&G	Plataforma B destruida por reventón de pozo (17 días)
	102	44	1,589	Tenneco Oil	Plataforma A destruida, algunos tanques de almacenamiento se perdieron
7/19/1965	15	7	1,688	Pan American	Durante la perforación del Pozo #7 ocurrió un reventón de pozo (8 días) provocando daños menores
1/28/1969	190	6	80,000	Union Oil	Durante la perforación del pozo A-21 ocurrió un reventón de pozo (10 días), liberando 50,000 bbl y 30,000 bbl, 4,000 pájaros murieron, y una cantidad considerable de hidrocarburo arribo a las costas
3/16/1969	30	6	2,500	Mobil Oil	Mientras la plataforma semisumergible Rimtide se encontraba perforando fue golpeada por un buque de suministro, la plataforma se desplazó y rompió el cabezal del pozo conduciendo a un reventón de pozo (3 a 4 días)
12/1/1970	60	8	53,000	Shell Oil	En la Plataforma B, ocurrió una explosión de gas, incendio por reventón de pozo (138 días). El saldo fueron cuatro fatalidades y 36 heridos, así como la perdida de plataforma, solo cantidades mínimas de hidrocarburo llegaron a las costas
1/9/1973	110	17	9,935	Signal O&G	Plataforma A- falla estructural del tanque de almacenamiento de hidrocarburo
1/26/1973	61	15	7,000	Chevron Oil	La plataforma CA se hundió
11/23/1979	280	10	1,500	Texoma Production	El tanque de diésel de la plataforma *Pacesetter III* se perforo
11/14/1980	60	27	1,456	Texaco Oil	El tanque de almacenamiento de la Plataforma se desbordó durante la evacuación del huracán Jeanne
9/24/2005			5,066	Event Total	Tres plataformas destruidas por el huracán Rita
	230	78	2,000	Forest Oil	Plataforma J destruida
	238	78	1,494	Hunt Petroleum	El Jack-up *Rowan Fort Worth* se fue a la deriva y nunca fue hallado
	182	69	1,572	Remington O&G	Se colapsaron las piernas del Jack-up *Rowan Odessa*

Fecha del derrame	Profundidad del agua (ft)	Millas a la costa	Volumen derramado (bbl)	Operador	Descripción del derrame: causas y consecuencias
4/20/2010	4,992	53	4,900,000*	BP Exploración y Producción (E&P)	En la Plataforma DWH, ocurrió una explosión de gas y un incendio producto de un reventón de pozo (87 días para taponar el pozo). El saldo fueron 11 fatalidades, lesiones múltiples, perdida de plataforma de perforación, el hidrocarburo derramado arribo a las costas, afectando a la vida terrestre y marina y provocando el cierre temporal de las pesquerías de la zona

Nota: *El informe de la Oficina de Gestión de Energía Oceánica/ Oficina de seguridad y cumplimiento ambiental (BOEM/BSEE, por sus siglas en inglés) presentó una cifra estimada de 4,900,000 bbl. En enero de 2015, un tribunal federal de EE. UU., encontró que 3.19 millones de barriles de petróleo era una estimación más apropiada.

Fuente: BOEM/BSEE, 2016.

1.5.1.2 Accidentes por derrame de hidrocarburos de PEMEX

En la Tabla 1-27, se presenta un resumen de los principales incidentes por derrames de hidrocarburos ocurridos en plataformas de PEMEX, que incluye una lista de los derrames tanto en la costa como costa afuera de 1979 a 2016, así como el volumen total de los derrames y el medio ambiente en el que se produjeron.

Tabla 1-27. Incidentes por derrames de hidrocarburos de PEMEX.

Ano	Medio ambiente	Número total de derrames*	Derrames de PEMEX Exploración	Volumen total de derrames (bbl)*	Pemex Exploración Volumen derramado (bbl)
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	-

Ano	Medio ambiente	Número total de derrames*	Derrames de PEMEX Exploración	Volumen total de derrames (bbl)*	Pemex Exploración Volumen derramado (bbl)
2013	Marino y terrestre	839	773	-	-
2014	Marino y terrestre	432	17	-	-
2015	Marino y terrestre	867	29	-	-
2016	Marino y terrestre	1352	42		-

Nota: *Derrames que ocurren en todas las actividades de PEMEX (exploración, refinería, actividades de gas y petroquímicas). A partir de 2005, los datos no muestran una distinción entre el medio ambiente marino y terrestre. **Volumen de derrames no publicado a partir de 2013.

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

1.5.2 Identificación y evaluación de riesgos

La identificación de riesgos consiste en el proceso de identificar todos los posibles peligros en un lugar de trabajo. Para ello, es necesario recolectar información acerca de los posibles peligros que pudieran presentarse en dicho lugar y posteriormente, realizar una investigación sobre incidentes o accidentes ocurridos para determinar sus causas, consecuencias más probables y probabilidades de ocurrencia.

Existe una gran variedad de metodologías para la identificación de peligros y riesgos, sin embargo, para este estudio se realizó una evaluación de riesgo detallada utilizada en instalaciones costa fuera. La metodología de evaluación de riesgos seguida para este Proyecto es un proceso sistemático y estructurado que identifica y documenta peligros asociados a la operación, con el propósito de evaluar los riesgos potenciales a las personas, activos, comunidades y/o al medio ambiente. Este estudio, es una técnica cualitativa llevada a cabo por un equipo multidisciplinario y se realiza desglosando una operación en actividades o áreas y revisando cada una de ellas para identificar los peligros y riesgos potenciales asociados.

1.5.2.1 Metodología

Como primer paso para el desarrollo de este estudio de evaluación de riesgos, un grupo de expertos de BP y AECOM se reunieron el 18 de septiembre de 2019 (Tabla 1-28) para realizar un análisis de riesgo preliminar de las actividades potenciales de perforación tanto en aguas profundas como en aguas someras. Esta evaluación se llevó a cabo a través de un taller de análisis de riesgos, a partir del cual se generó el documento *Risk Assessment Workbook_BP Block 34 (RAW)*. Este documento contiene la identificación y evaluación de todos los posibles peligros relacionados con las actividades del Proyecto (Capítulo 5, Anexo 5.5.2), limitados a las actividades de perforación del *Pozo Compromiso* y posibles pozos adicionales en AP o AS.

Tabla 1-28. Lista de participantes del taller de análisis de riesgos.

Nombre	Compañía, posición
Barbara Bosisio	BP, Líder Ambiental de proyecto
Melissa Simpson	BP, Líder de OSR
David Duke	BP, Cumplimiento normativo y regulación en medio ambiente
Melissa Durtanovich	BP, Logística *New Ventures*
Diogo Doliveira	BP, Ingeniero senior de perforación
Sael Orellan	BP, Gestión de riesgos y HSE
Richard Pawson	BP, Experto en modelado de derrames de hidrocarburo

Nombre	Compañía, posición
Luiz Pimenta	BP, C&CM\ER
Diane Sanzone	AECOM, Científica marina
Santiago Gaja	AECOM, Oceanógrafo físico
Divya Dhiman	AECOM, Analista de riesgo

Nota: OSR: Respuesta al Derrame de Petróleo; HSE: Health, Safety & Environment; C&CM\ER: Gestión de Crisis y Continuidad y Respuesta de Emergencia.

Fuente: BP Mexico, 2020.

Para evaluar los riesgos identificados a través del RAW en AP y AS de acuerdo con los requisitos del ERA, se seleccionaron los peligros que involucraran la liberación de sustancias enumeradas en el Primer o Segundo Listados de AAR y que también podían superar las cantidades de reporte. Además, como evento alternativo y debido a la cantidad potencial de derrame, se evaluó el Evento de Riesgo que involucraba la liberación de diésel marino, aunque éste no estuviera incluido en los listados de AAR.

A partir de un análisis de las sustancias que constituyen la mezcla de crudo (*Eldfisk 2000*), se determinó que algunos constituyentes están presentes en los Listados de AAR (Tabla 1-25). Los componentes cuyo porcentaje en la mezcla era capaz de exceder las cantidades de reporte durante un evento no deseado fueron identificados y analizados como se muestra en la Tabla 1-29. En el caso del crudo, estos componentes son: sulfuro de hidrógeno, metano, pentano, hexano, benceno, heptano y octano. Para el gas de somero, el único componente es el metano, sin embargo, los cálculos para la estimación de gas de poca profundidad no se han realizado, por lo cual, no se puede llevar a cabo la comparación entre las cantidades liberadas y la reportada en los Listados de AAR (ver Capítulo 2)

Una vez identificadas estas sustancias, se calcularon las cantidades liberadas por un evento no deseado para las diferentes actividades asociadas a la perforación del *Pozo Compromiso*, utilizando el volumen de descarga del peor caso de 7,112 m^3/día de crudo y 13 MMscfd de gas. Los cálculos se basaron en el porcentaje de masa en la mezcla y la densidad de cada compuesto para el flujo esperado de gas o crudo en el yacimiento (Tabla 1-29).

En la Tabla 1-29, se muestran las cantidades teóricas liberadas para cada sustancia, tanto en aguas profundas como en aguas someras. De acuerdo con estos resultados, todos los componentes seleccionados excederían los límites establecidos en los Listados en un día en caso de un reventón de pozo.

Tabla 1-29. Límites de liberación para las substancias AAR en el yacimiento.

Parámetros	Sulfuro de Hidrogeno	Metano*	Pentano	Hexano	Benceno	Heptano	Octano
Densidad a 20°C /1 atm (kg/m^3)	1.434	0.668					
Densidad a 25°C (kg/m^3)			620.9	654.8	876	684	703
Cantidades de reporte a las que se hace referencia en los listados de AAR (kg)	10	500	3,000	20,000	20,000	20,000	200,000
Cantidad de reporte a las que se hace referencia en los listados de AAR (m^3)	6.97	748.50	4.83	30.54	22.83	29.24	284.50
% hidrocarburo del yacimiento (gas)**	0.02	1.56					
% hidrocarburo del yacimiento (crudo)**			2.50	1.48	2.47	2.39	5.69
Cantidad de substancia liberada (m^3/d)* **	**73**	**5,730**	**177.8**	**105.26**	**175.67**	**169.98**	**404.67**

Nota: * El metano se tomó como un compuesto representativo para el C1-C4 ya que tiene la menor densidad y por lo tanto el resultado será el más conservador debido a que el etano, el propano y el butano tienen la misma cantidad de reporte. **Basado en la composición de *Eldfisk 2000*. ***Los volúmenes que exceden las cantidades de reporte establecidas en los listados de AAR se muestran en rojo, los cuales fueron

calculados usando el flujo esperado en el peor de los casos de derrame (7.112 m^3/día de liberación de crudo y 13 MMscfd de liberación de gas).

Fuente: AECOM, 2020.

Por último, los peligros relacionados con las actividades de perforación del *Pozo Compromiso*, cuyas sustancias implicadas se encontraron y superaron las cantidades de reporte en los listados de AAR, se seleccionaron e integraron en el RAW de BP México, que debe considerarse como la matriz principal para la evaluación de la trazabilidad de los escenarios (se adjunta como hojas de trabajo de evaluación de riesgos en el Capítulo 5, Anexo 5.5.2). Con base en el RAW, se definieron los sucesos principales, las amenazas, las consecuencias y las barreras preventivas, y se clasificó cada consecuencia según su gravedad y probabilidad para cuatro receptores diferentes (ambiente, personal, comunidad y activos).

Las siguientes definiciones se utilizaron para preparar el RAW:

- **Peligro:** la característica de un sistema, proceso o material que representa el potencial de un Evento de Riesgo (incendio, explosión o liberación de tóxicos)
- **Evento de Riesgo** la liberación de peligros asociadas a las sustancias inflamables, tóxicas o explosivas manipuladas o procesadas durante las actividades de extracción, tratamiento, almacenamiento o transporte de crudo y gas
- **Amenaza:** es el acto que por sí mismo o encadenado a otros puede generar daños o afectar el bienestar o la salvaguarda del personal, la población, el medio ambiente, los bienes, la producción y otros
- **Consecuencias:** son los efectos sobre los diferentes receptores (personas, bienes, comunidades y ambiente):
    - **Personas:** se refiere a los efectos en la salud y la seguridad de los empleados, contratistas, subcontratistas y la seguridad de la comunidad. La clasificación de la gravedad varía desde una situación que implique un tratamiento de primeros auxilios hasta un tratamiento médico extensivo y muertes
    - **Activos:** el daño causado a BP México y sus alianzas estratégicas, considerando el aspecto monetario debido a los daños infligidos a los recursos
    - **Comunidades:** se refiere a las personas, los recursos y los bienes afectados fuera del lugar; se da importancia a la percepción del incidente por parte de los medios de comunicación
    - **Ambiente:** se refiere a los impactos en el aire, el agua y la tierra en cuestión por el tipo de consecuencias producidas (duración/valor) a la dinámica ecológica considerando también el nivel de esfuerzo de remediación requerido para contrarrestar el daño al medio ambiente
- **Medidas preventivas y recomendaciones:** conjunto de acciones para prevenir, el deterioro que podría causar un evento no deseado en la realización de un proyecto en cualquiera de sus etapas

La evaluación de riesgos considera la probabilidad de que ocurra un evento y la posible gravedad de las consecuencias para el ambiente, los activos, las personas y la comunidad. La probabilidad se juzga sobre una base cualitativa considerando la frecuencia de un evento. Además, la probabilidad asignada se basa en datos históricos, que pueden no haber considerado todas las medidas de control aplicadas. En la Tabla 1-30 se presentan las definiciones cuantitativas de la probabilidad de diferentes escenarios de riesgo. Por otra parte, la gravedad de los sucesos principales se basa en el daño ambiental potencial, considerando los efectos potenciales sobre los receptores descritos anteriormente. Las definiciones cuantitativas asociadas a los niveles de severidad se definen en la Tabla 1-31.

Tabla 1-30. Definiciones de probabilidad.

	Posibilidad	Definición cuantitativa
1	**Extremadamente improbable**	Es extremadamente improbable que ocurra el evento en base a los extensos controles de diseño que se han incorporado al diseño del Proyecto. Rango cuantitativo - 1/10000
2	**Improbable**	Debido a las medidas de control de diseño existentes, es poco probable que el suceso ocurra, pero puede ocurrir en algún momento del ciclo de vida del Proyecto. Rango cuantitativo - 1/1000
3	**Posible**	A pesar de los controles de diseño establecidos, es probable que el suceso ocurra en algún momento del ciclo de vida del Proyecto. Esto generalmente se relaciona con eventos de baja gravedad. Rango cuantitativo - 1/10 a 1/100
4	**Casi seguro**	A pesar de los controles de diseño establecidos, es casi seguro que el evento ocurra en algún momento del ciclo de vida del Proyecto. Esto generalmente se relaciona con eventos insignificantes o de baja gravedad. Rango cuantitativo - 9/10

Fuente: BP México, adaptado por AECOM, 2020.

Tabla 1-31. Definiciones de severidad.

	Severidad	Consecuencias potenciales			
		Personas	**Activos**	**Ambiente**	**Comunidad**
1	**Insignificante**	Casi accidente / primeros auxilios	<$50K	Impacto en ambientes no sensibles con daños inmediatos que pueden restaurase en semanas	Impacto insignificante en las comunidades, trabajadores, o herencia cultural. Ejemplo: disturbio a la comunidad (alumbrado)
2	**Baja**	Tratamiento médico hasta la restricción de un día de trabajo	$50K - $500K	Impacto en un entorno no sensible con daños inmediatos o localizados que pueden restaurarse en semanas o meses, respectivamente Impacto en un entorno sensible con daños inmediatos que pueden restaurarse en semanas	Bajos impactos negativos a las comunidades, trabajadores o herencia cultural. Ejemplo: disturbio a la comunidad (ruido, vibración)
3	**Media**	Restricción de un día de trabajo	$500K - $5M	Impacto en ambientes no sensibles con daños localizados o extensivos y que pueden restaurarse en meses o semanas, respectivamente Impacto en un ambiente sensible con daños en el área inmediata o localizada y que pueden restaurarse en meses o semanas, respectivamente	Impactos negativos medios a las comunidades, trabajadores o herencia cultural. Ejemplo: daño o exclusión a las pesquerías que causan interrupción a corto plazo de las actividades pesqueras
4	**Alta**	Una o más fatalidades	>$5M	Impacto en ambientes no sensibles con daños localizados o generalizados y que pueden	Altos impactos negativos a las comunidades, trabajadores o herencia

	Severidad	Consecuencias potenciales			
		Personas	**Activos**	**Ambiente**	**Comunidad**
				restaurarse en un año o meses, respectivamente Impacto en un ambiente sensible con daños localizados o extensos en el área y que pueden restaurarse en meses o semanas, respectivamente	cultural. Ejemplo: daño o exclusión a las pesquerías que causan interrupción a mediano plazo de las actividades pesqueras

Fuente : BP México, adaptado por AECOM, 2020.

Una vez que se conocieron las definiciones de probabilidad y severidad, los Eventos de Riesgo identificados en el RAW se clasificaron en base a una RAM 4 x 4 mejorada (Tabla 1-32) a través de una representación de "Probabilidad, Severidad" para cada receptor. Esta RAM se divide en cuatro regiones que representan los riesgos aceptables (durazno), tolerables (amarillo), medios (marrón) y de alta prioridad (rojo). Esos niveles de riesgo se describen en la RAM 4 x 4 de la siguiente manera:

- **Nivel de riesgo 1:** nivel de riesgo ampliamente ACEPTABLE en el que se debe lograr una reducción adicional del riesgo mediante el mejoramiento continuo del sistema de gestión de HSE en lugar de medidas específicas
- **Nivel de riesgo 2:** nivel de riesgo residual que se considera TOLERABLE o que es necesario demostrar para documentar que cualquier reducción adicional del riesgo implicaría medidas desproporcionadas de reducción del riesgo
- **Nivel de riesgo 3:** nivel de riesgo MEDIO, este nivel de riesgo requiere que existan barreras adecuadas de prevención y mitigación
- **Nivel de riesgo 4:** nivel de riesgo de ALTA PRIORIDAD, este nivel debe reducirse al nivel 2 o 3 mediante la aplicación de medidas de reducción del riesgo

Es importante señalar que la identificación de los peligros y la evaluación de los riesgos se revisarán, en caso de que la plataforma de perforación cambie, en este caso se presentará el *Informe Técnico del Análisis de Riesgos del análisis detallado de riesgos de ingeniería de pozos* a la ASEA, de conformidad con el artículo 17 de las *Disposiciones Administrativas Generales por las que se establecen directrices en materia de seguridad industrial, seguridad operacional y protección del medio ambiente para las actividades de reconocimiento de la superficie y de exploración, exploración y extracción de hidrocarburos* (Sección IV [Perforación]).

Tabla 1-32. BP ERA 4 x 4 Matriz de evaluación de riesgos.

		Severidad del impacto			
		Insignificante (1)	Baja (2)	Media (3)	Alta (4)
Probabilidad del impacto	Extremadamente improbable (1)	1,1	1,2	1,3	1,4
	Improbable (2)	2,1	2,2	2,3	2,4
	Posible (3)	3,1	3,2	3,3	3,4
	Casi seguro (4)	4,1	4,2	4,3	4,4

Riesgo aceptable
Riesgo tolerable
Riesgo medio
Riesgo de alta prioridad

Fuente: BP Mexico, adaptado por AECOM, 2020.

El resumen de la metodología aplicada se muestra en la Figura 1-23.

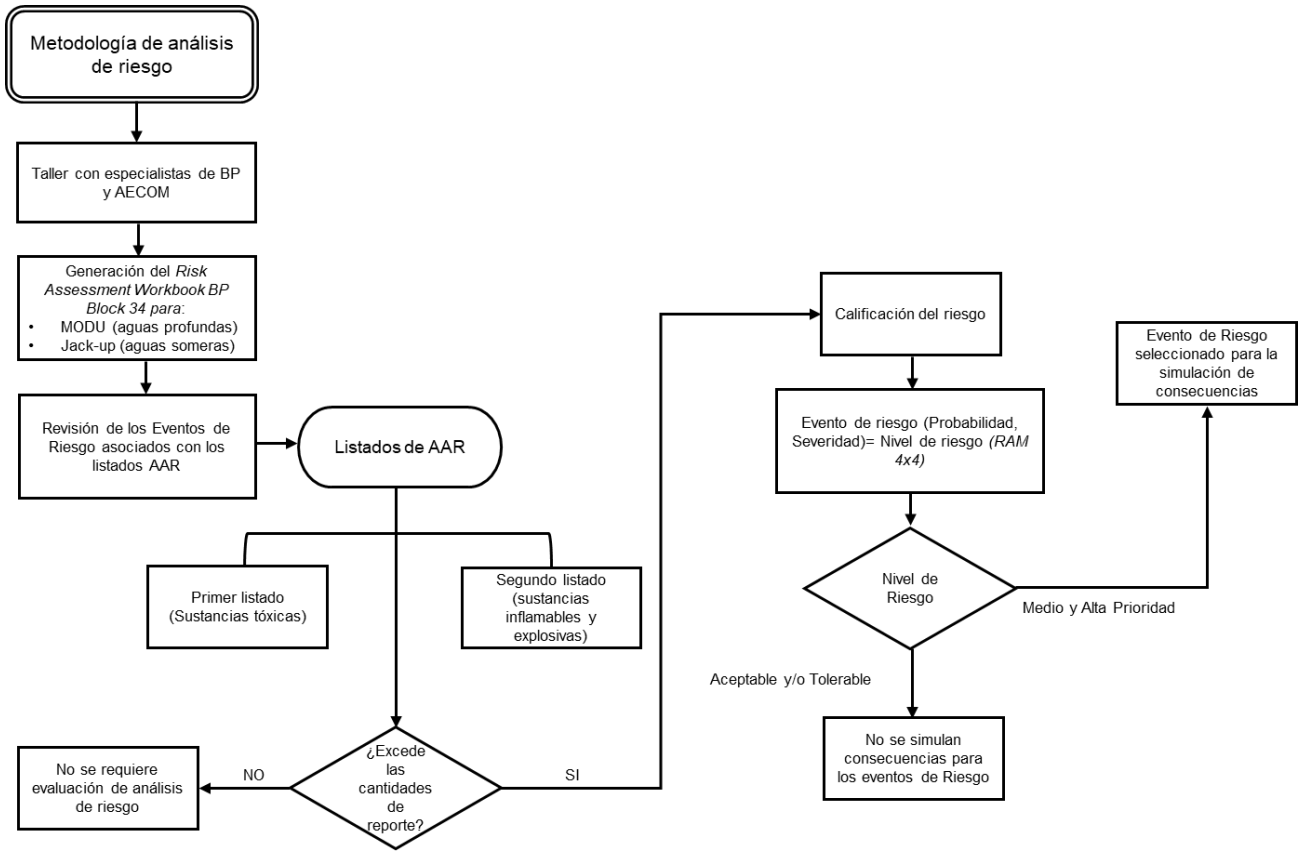

Figura 1-23. Metodología para el análisis de riesgo.

Fuente: AECOM, 2020.

1.5.2.2 Resultados

A partir de la aplicación de la metodología descrita anteriormente, se obtuvo el RAW (Capítulo 5, Anexo, 5.5.2), a partir de ella, se definieron dos actividades asociadas a la liberación de sustancias altamente riesgosas para ambos tipos de plataformas: construcción del pozo y perforación. También se obtuvieron los Eventos de Riesgo, consecuencias y amenazas (causas). Con respecto a la construcción de pozo, se identificaron dos Eventos de Riesgo, mientras que para la perforación se identificaron cuatro Eventos de Riesgo en cada tipo de plataforma. En la Sección 1.5.2.2.1 y la Sección 1.5.2.2.2 se presenta el resumen de los resultados obtenidos de la identificación de los Eventos de Riesgo para la MODU y el Jack-up, respectivamente.

1.5.2.2.1 MODU

La Tabla 1-33 enlista los Eventos de Riesgo asociados con la construcción de pozo y la perforación en aguas profundas utilizando una MODU. En esta tabla también se resumen las amenazas potenciales con respecto a ambas actividades, así como las consecuencias que se espera que surjan de ellas.

Tabla 1-33. Resumen de riesgos, amenazas y consecuencias de las actividades de la MODU.

ID	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias
CONSTRUCCIÓN DE POZO			
AP-R1	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en el diseño del pozo	Liberación de crudo al mar / Dispersión tóxica / Incendio (fuego) / Explosión
AP-R2	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en operaciones de construcción	Liberación de crudo a mar / Dispersión tóxica / Incendio (fuego) / Explosión
PERFORACIÓN			
AP-R3	Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Pérdida del mantenimiento posicional / Falla de operación dentro de los límites operativos y de diseño resultando en una falla del sistema / Colisión de plataforma - pérdida de posición del buque auxiliar / Factores ambientales adversos que conducen a sobrepasar los límites de operación / Colisión de plataforma - colisión por buques errantes	Liberación de crudo al mar / Dispersión tóxica / Incendio (fuego) / Explosión / Liberación de diésel marino al mar (colisión con plataforma)
AP-R4	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Entrada de hidrocarburos líquidos/gaseosos en el agujero del pozo	Liberación de crudo al mar / Dispersión tóxica / Incendio (fuego) / Explosión
AP-R5	Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	Falla estructural/mecánica del riser marino que causa la pérdida del mismo / Falla durante el descenso e instalación del BOP submarino / Falla durante las operaciones en aguas abiertas (sarta de perforación y revestimiento)	Liberación de crudo al mar / Dispersión Toxica / Incendio (fuego) / Explosión

ID	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias
AP-R6	Liberación de gas somero*	Presencia de gas somero	Incendio / Explosión

Nota: *Cantidad desconocida de gas somero.

Fuente: BP México, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

Tras la identificación de los Eventos de Riesgo, se calificaron los riesgos en función de su probabilidad y su posible impacto en los receptores evaluados según el volumen estimado del peor caso y el tipo de liberación asociado a cada Evento de Riesgo (Capítulo 5, Anexo 5.5.2). La Tabla 1-34 presenta un resumen de evaluación de riesgos que incluye el nivel de riesgo obtenido para cada Evento de Riesgo. Aquellos que presentaron un nivel de riesgo de Alta Prioridad y un nivel de riesgo Medio, serán considerados para la definición de escenarios y la simulación de sus consecuencias (incendio, explosión, dispersión tóxica y/o liberación de hidrocarburos al mar) en el Capítulo 2 de este ERA.

Tabla 1-34. Resumen de evaluación de Eventos de Riesgo por receptor (severidad y probabilidad) para la MODU.

ID	Evento de Riesgo	Amenaza	Clasificación de riesgo (P, S)			
			Personas	Activos	Ambiente	Comunidad
CONSTRUCCIÓN DEL POZO						
AP-R1	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en el diseño del pozo	1,4	1,4	1,4	1,4
AP-R2	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en operaciones de construcción	1,4	1,4	1,4	1,4
PERFORACIÓN DEL POZO						
AP-R3	Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Pérdida del mantenimiento posicional / Falla de operación dentro de los límites operativos y de diseño resultando en una falla del sistema / Colisión de plataforma - pérdida de posición del buque auxiliar / Factores ambientales adversos que conducen a sobrepasar los límites de operación / Colisión de plataforma - colisión por buques errantes	1,4	1,4	1,4	1,4
AP-R4	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Entrada de hidrocarburos/gas en el agujero del pozo	1,4	1,4	1,4	1,4
AP-R5	Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	Falla estructural/mecánica del riser marino que causa la pérdida de este / Falla durante el descenso e	1,4	1,4	1,4	1,4

ID	Evento de Riesgo	Amenaza	Clasificación de riesgo (P, S)			
			Personas	Activos	Ambiente	Comunidad
		instalación del BOP submarino / Fallo durante las operaciones en aguas abiertas (sarta de perforación y revestimiento)				
AP-R6	Liberación de gas somero*	Presencia de gas somero.	1,4	1,4	1,3	1,3

Nota: P: Probabilidad. S: Severidad

Fuente: BP México, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

De acuerdo con la evaluación, todos los riesgos deben ser considerados para la simulación de consecuencias. por haber obtenido un nivel de Riesgo Medio en alguno de sus receptores. La Tabla 1-35 muestra la posición de los Eventos de Riesgo en el RAW para ambas actividades.

Tabla 1-35. Ubicación de los Eventos de Riesgo de la MODU en la RAM.

		Severidad del Impacto			
		Insignificante (1)	**Baja (2)**	**Media (3)**	**Alto (4)**
Probabilidad de Impacto	**Extremadamente improbable (1)**			AP-R6 (comunidad, ambiente)	AP-R1 / AP-R2 / AP-R3 / AP-R4 / AP-R5 / AP-R6 (personas, activos)
	Improbable (2)				
	Posible (3)				
	Casi seguro (4)				

Riesgo aceptable
Riesgo tolerable
Riesgo medio
Riesgo de alta prioridad

Fuente: BP México, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

1.5.2.2.2 Jack-up

La Tabla 1-36, enlista los eventos de riesgo asociados con la construcción y perforación de pozos con respecto a las actividades en AS, así como las amenazas y las consecuencias.

Tabla 1-36. Resumen de los Eventos de Riesgo, amenazas y consecuencias de las actividades de un Jack-up

ID	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias
CONSTRUCCIÓN DEL POZO			
AS-R1	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en el diseño del pozo	Liberación de crudo al mar / Dispersión Toxica / Incendio (fuego) / Explosión

ID	Evento de Riesgo	Amenazas	Consecuencias
AS-R2	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en las operaciones de construcción	Liberación de crudo al mar / Dispersión Toxica / Incendio / Explosión
PERFORACIÓN DEL POZO			
AS-R3	Perdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Falla en los sistemas de elevación y cantiléver / Falla en los cimientos durante la instalación / Falla en los cimientos durante las operaciones / Colisión de plataforma - pérdida de posición del buque auxiliar / Factores ambientales adversos que conducen a sobrepasar los límites de operaciones / Colisión de plataforma – colisión de buques errantes	Liberación de crudo al mar / Dispersión Toxica / Incendio (fuego) / Explosión / Liberación de diésel marino al mar (colisión con plataformas)
AS-R4	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Entrada de hidrocarburos líquidos/gaseosos en el agujero del pozo	Liberación de crudo al mar / Dispersión Toxica / Incendio (fuego) / Explosión
AS-R5	Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida del control del pozo y a un reventón de pozo	Falla estructural/mecánica del TC que causa la pérdida del mismo / Falla durante las operaciones en aguas abiertas (sarta de perforación y revestimiento)	Liberación de crudo al mar / Dispersión Toxica / Incendio (fuego) / Explosión
AS-R6	Liberación de gas somero *	Presencia de gas somero	Incendio (fuego) / Explosión

Nota: *Cantidad desconocida de gas somero.

Fuente: BP México, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

Una vez que se realizó la identificación de riesgo para el Jack-up, se siguió el procedimiento aplicado para AP. La Tabla 1-37 presenta un resumen de evaluación de riesgos, la evaluación a detalle puede consultarse en el Capítulo 5, Anexo 5.5.2.

Tabla 1-37. Resumen de la evaluación de Eventos de Riesgo por receptor (severidad y probabilidad) para el Jack-up.

ID Riesgo	Evento de Riesgo	Amenaza	Calificación del riesgo (P, S)			
			Personas	Activos	Medio ambiente	Comunidad
CONSTRUCCIÓN DEL POZO						
AS-R1	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en el diseño del pozo	1,4	1,4	1,4	1,4
AS-R2	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Errores en las operaciones de construcción	1,4	1,4	1,4	1,4
PERFORACIÓN DEL POZO						

ID Riesgo	Evento de Riesgo	Amenaza	Calificación del riesgo (P, S)			
			Personas	Activos	Medio ambiente	Comunidad
AS-R3	Perdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Fallo en los sistemas de elevación y cantiléver / Fallo en los cimientos durante la instalación / Fallo en los cimientos durante las operaciones / Colisión de plataforma - pérdida de posición del buque auxiliar / Factores ambientales adversos que conducen a sobrepasar los límites de operaciones / Colisión de plataforma – colisión de buques errantes	1,4	1,4	1,4	1,4
AS-R4	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	Entrada de hidrocarburos/gas en el agujero del pozo	1,4	1,4	1,4	1,4
AS-R5	Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida del control del pozo y a un reventón de pozo	Falla estructural/mecánica del TC que causa la pérdida del mismo / Falla durante las operaciones en aguas abiertas (sarta de perforación y revestimiento)	1,4	1,4	1,4	1,4
AS-R6	Liberación de gas somero *	Presencia de gas somero	1,4	1,4	1,3	1,3

Riesgo aceptable
Riesgo Tolerable
Riesgo Medio
Riesgo de alta prioridad

Nota: P: Probabilidad. S: Severidad

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

A partir de la evaluación, todos los Eventos de Riesgo deben considerarse para la simulación de consecuencias en el Capítulo 2, debido a que todos ellos obtuvieron un nivel medio en alguno de sus receptores**.** La Tabla 1-38 muestra la posición de los Eventos de Riesgo en el RAM para ambas actividades.

Tabla 1-38. Ubicación los Eventos de Riesgo del Jack-up en la RAM.

		Severidad del impacto			
		Insignificante (1)	**Baja (2)**	**Media (3)**	**Alta (4)**
Probabilidad de impacto	**Extremadamente improbable (1)**			AS-R6 (comunidad, ambiente)	AS-R1 / AS-R2 / AS-R3 / AS-R4 / AS-R5 / AS-R6 (personas, activos)
	Improbable (2)				
	Posible (3)				
	Casi certero (4)				

Riesgo aceptable
Riesgo tolerable
Riesgo medio
Riesgo de alta prioridad

Fuente: BP México, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

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

En esta sección se describen los resultados de la simulación de consecuencias de los Eventos de Riesgo calificados como Nivel Medio en el RAW (Capítulo 5, Anexo 5.5.2), evaluados en el Capítulo 1 (Sección 1.5).

En esta evaluación, a partir de los Eventos de Riesgo se definieron cinco escenarios para AP y cinco escenarios para AS, dando un total de 10 escenarios a ser modelados; los cuales involucran incendio (fuego), explosión y dispersión tóxica, así como la liberación de hidrocarburos en el mar. En la Tabla 2-1 y Tabla 2-2 se enlistan los escenarios y sus respectivos Eventos de Riesgo y consecuencias asociadas para cada profundidad. Es importante mencionar que un escenario de riesgo puede englobar más de un Evento de Riesgo y que a pesar de que los Eventos de Riesgo “Liberación de gas somero” (AP-R6 y AS-R6) fueron evaluados como riesgo medio en los receptores: “Activos”, “Personal” y “Ambiente” (Tabla 1-35 y Tabla 1-38), este no fue considerado para la simulación de consecuencias, debido a que no se cuenta con datos aproximados para su simulación, tales como, cantidad, volumen o presión de gas somero, u otras características desconocidas del sitio en donde este gas pudiera estar alojado. Sin embargo, el Proyecto contará con las medidas de prevención y mitigación tales como estudios de riesgos someros y un sistema divergente de gas certificado.

La representación de los resultados de la simulación de los escenarios fue dividida en dos partes, la primera parte corresponde a la Sección 2.1, donde se presentan los resultados de los escenarios de incendio, explosión y dispersión tóxica para AP y AS , obtenidos a través de PHAST, (ver Sección 2.1.2) de acuerdo con los criterios establecidos en las Guías de SEMARNAT y ASEA para análisis de riesgo, presentando tablas que muestran los radios de afectación para cada criterio y los diagramas de pétalos de la MODU y de Jack-up.

La segunda parte corresponde a la Sección 2.2, que muestra los resultados de la liberación de hidrocarburos al mar para AP (AP-E4 y AP-E5) y para AS (AS-E4 y AS-E5). Las zonas afectadas por la liberación de crudo y diésel marino fueron obtenidas a través de OSCAR (Sección 2.2.1), el cual evalúa las probabilidades de presencia y tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo en la superficie marina y las costas del Golfo de México.

Tabla 2-1. Escenarios de simulación para la MODU.

ID escenario	Escenario de riesgo	Evento de Riesgo englobado	Consecuencia simulada	Software de simulación
AP-E1	Dardo de fuego debido a reventón de pozo	**AP-R1:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño del pozo) / **AP-R2:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AP-R3:** Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R4:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R5:** Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Incendio**	**PHAST**
AP-E2	Explosión debido a reventón de pozo	**AP-R1:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño del pozo) / **AP-R2:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AP-R3:** Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R4:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R5:** Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Explosión**	**PHAST**

ID escenario	Escenario de riesgo	Evento de Riesgo englobado	Consecuencia simulada	Software de simulación
AP-E3	Dispersión tóxica de H_2S debido a reventón de pozo	**AP-R1:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño del pozo) / **AP-R2:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AP-R3:** Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R4:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R5:** Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Dispersión tóxica**	**PHAST**
AP-E4	Liberación de crudo al mar debido a reventón de pozo	**AP-R1:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño del pozo) / **AP-R2:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AP-R3:** Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R4:** Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AP-R5:** Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Liberación de crudo al mar**	**PHAST**
AP-E5	Liberación de diésel marino al mar debido a colisión de plataforma	**AP-R3:** Perdida de la estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	**Liberación de diésel marino al mar**	**OSCAR**

Fuente: AECOM, 2020.

Tabla 2-2. Escenarios de simulación para Jack-up.

ID escenario	Escenario de riesgo	Evento de Riesgo englobado	Consecuencia simulada	Software de simulación
AS-E1	Dardo de fuego debido a pérdida de control de pozo	**AS-R1:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo) / **AS-R2:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AS-R3:** Pérdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R4:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R5:** Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Incendio**	**PHAST**
AS-E2	Explosión debido a pérdida de control de pozo	**AS-R1:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo) / **AS-R2:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AS-R3:** Pérdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R4:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R5:** Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Explosión**	**PHAST**

ID escenario	Escenario de riesgo	Evento de Riesgo englobado	Consecuencia simulada	Software de simulación
AS-E3	Dispersión tóxica de H_2S debido a pérdida de control de pozo	**AS-R1:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo) / **AS-R2:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AS-R3:** Pérdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R4:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R5:** Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Dispersión tóxica**	**PHAST**
AS-E4	Liberación de crudo al mar debido a pérdida de control de pozo	**AS-R1:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo) / **AS-R2:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción) / **AS-R3:** Pérdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R4:** Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo / **AS-R5:** Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**Liberación de crudo al mar**	**PHAST**
AS-E5	Liberación de diésel marino al mar debido a colisión de plataforma	**AS-R3:** Pérdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	**Liberación de diésel marino al mar**	**OSCAR**

Fuente: AECOM, 2020.

2.1 Radios potenciales de afectación por incendio, explosión y dispersión tóxica

2.1.1 Criterios para la definición de zonas de protección

De acuerdo con las Guías de SEMARNAT y ASEA, se consideraron tres zonas de protección: alto riesgo a equipos (límite superior e inferior), alto riesgo y zona de amortiguamiento. En la Tabla 2-3 se presentan los criterios para cada consecuencia.

Tabla 2-3. Criterios para definir las zonas de protección.

Consecuencia	Zona		
	Alto riesgo a equipos	**Alto riesgo**	**Amortiguamiento**
Incendio	12.5 kW/m^2– 37.5 kW/m^2	5 kW/m^2	1.4 kW/m^2
Explosión	0.210 bar – 0.70 bar	0.070 bar	0.035 bar
	3 lb/pulg– 10 lb/pulg^2	1 lb/pulg^2	0.5 lb/pulg^2
Toxicidad	-	IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) or TLV (15 min, STEL) (ppm)

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

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

La descripción de los umbrales de incendio y explosión se presentan Tabla 2-4 y Tabla 2-5, respectivamente.

Tabla 2-4. Umbrales para incendio.

Umbral (kW/m^2) y zona	Descripción
1.4 (zona de amortiguamiento)	Umbral en el cual el personal puede encontrarse normalmente trabajando sin presentar molestias aún durante largos periodos de exposición. El personal con ropa de trabajo adecuada puede ser expuesto continuamente ya que el flujo térmico es equivalente al sol de verano y al sol del mediodía
5 (zona de alto riesgo)	Intensidad máxima de radiación calorífica en áreas donde las acciones de emergencia deberán ser aplicadas en menos de 30 s para personal con ropa de trabajo adecuada, pero sin necesidad de protección adicional. El umbral de dolor se alcanza después de 20 s de exposición; después de 40 s de exposición son probables las quemaduras de segundo grado
12.5 (zona de alto riesgo a equipos – límite inferior)	Energía mínima requerida para la ignición de madera por contacto con fuego y fusión de tubos de plástico
37.5 (zona de alto riesgo a equipos – límite superior)	Energía suficiente para causar daños al equipo del proceso

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

Tabla 2-5. Umbrales para explosión.

Umbral ($lb/pulg^2$) y zona	Descripción
0.5 (zona de amortiguamiento)	Bajo este umbral, se espera la ruptura de ventanas grandes y pequeñas, así como daños ocasionales a los marcos de las ventanas y daños menores a estructuras
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 y existen daños en paneles de madera y accesorios de sujeción. En personas, se espera ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles.
3 (zona de alto riesgo para el equipo – límite inferior)	En este umbral de presión, se espera la ruptura de tanques de almacenamiento. La maquinaria industrial pesada (1,500 kg) sufre daños menores; estructuras de acero de edificios se distorsionan y son arrancados de su base.
10 (zona de alto riesgo para el equipo – límite superior)	En este límite se espera que máquinas pesadas (3,500 kg) sean desplazadas y queden muy dañadas. La maquinaria con peso de 5,500 kg o superior, tienen menor probabilidad de verse afectadas.

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

Debido a que existe la probabilidad de encontrar H_2S durante las actividades de perforación, se seleccionaron los siguientes umbrales de toxicidad para definir los radios de afectación: para la zona de alto riesgo se utilizó el IDLH (Inmediatamente peligroso para la vida y la salud, por sus siglas en inglés), que de acuerdo con la Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA, por sus siglas en inglés), se define 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 interferir con la capacidad del individuo para escapar de una atmósfera peligrosa; para la zona de amortiguamiento el TLV (valor umbral límite, por sus siglas en inglés), específicamente el TWA (promedio ponderado en el tiempo, por sus siglas en inglés) para ocho horas de exposición y STEL (límite de exposición a corto plazo) para 15 minutos de exposición. Los umbrales de toxicidad y sus potenciales efectos se muestran en la Tabla 2-6.

Tabla 2-6. Umbrales de toxicidad.

Umbral (ppm) y zona	Descripción
IDLH 100 ppm (zona de alto riesgo)	De acuerdo con el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH, por sus siglas en inglés, 2018), ante una atmósfera de 100 ppm de H_2S, los síntomas entre los dos y 15 minutos de exposición son: tos, irritación ocular y pérdida de olfato; entre los 15 y 30 minutos de exposición, se presenta respiración agitada y somnolencia; después de una hora de exposición se comienzan a agravar la severidad de los síntomas; y después de 48 h de exposición, se puede producir la muerte.
TWA 10 ppm (zona de amortiguamiento)	Se refiere a la "TLV" en la cual, la concentración media ponderada de un contaminante del medio ambiente laboral no debe superarse durante la exposición de los trabajadores en una jornada de trabajo de ocho horas diarias, 40 horas a la semana, día tras día, sin efectos adversos
STEL 15 ppm (zona de amortiguamiento)	Se refiere al valor "TLV", en el cual la concentración media ponderada de un contaminante no debe exceder un tiempo de 15 minutos para una jornada laboral normal de ocho horas y una semana laboral de 40 horas.

Fuente: PEMEX, 2012.

2.1.2 Software de simulación PHAST

Para simular y estimar los radios de afectación para los escenarios AP-E1 a AP-E3 y AS-E1 a AS-E3 (incendio, explosión y toxicidad), se utilizó la herramienta de simulación de consecuencias *Process Hazard Analysis Software* (PHAST) versión 8.11, desarrollada por la compañía DNV GL para el cálculo de consecuencias de accidentes en la industria química y petrolera. Dicho software presenta una serie de ventajas, entre las que sobresalen:

- Facilidad para la ejecución de varios escenarios o situaciones accidentales al mismo tiempo
- Rigurosa calibración de sus simulaciones de forma experimental
- Facilidad para la interpretación de los resultados mediante reportes gráficos y tablas
- Ayuda en línea
- Interfaz amigable

El programa contempla las siguientes suposiciones:

- El radio de afectación para incendio no considera ninguna otra protección u obstrucción física.
- El radio de afectación es la distancia radial máxima desde la fuente de liberación para las condiciones de viento y escenarios seleccionados.
- La explosión es generada por una fuente de ignición dentro de los primeros 60 segundos (tiempo de ignición típico para una atmósfera explosiva) a partir de la liberación de un gas inflamable (ver Sección 2.1.2.1.2)
- El método Multi-Energía (MEM, por sus siglas en inglés) es utilizado para obtener valores de sobrepresión en explosiones de alto nivel. El coeficiente energético TNO 7, de la Organización Neerlandesa para la Investigación Científica Aplicada (TNO, por sus siglas en inglés) se utiliza para representar de manera realista, el peor escenario posible para una geometría normal de la planta. Los valores para los radios de sobrepresión en las explosiones son independientes de las condiciones climáticas.

Este programa examina el progreso de un potencial incidente desde la liberación inicial hasta el análisis de la dispersión, incluyendo modelos de propagación de charcos y evaporación, así como efectos tóxicos e inflamables. También es útil para el análisis de situaciones que representan un potencial peligro para la vida, y el ambiente, además de cuantificar su severidad (Castillo *et al.*, 2001). Algunos de los módulos que incluye PHAST se muestran a continuación y se describen brevemente en la Figura 2-1.

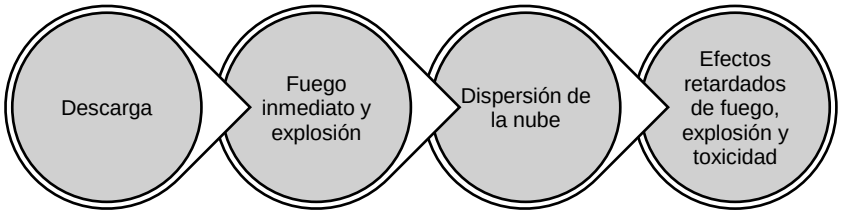

Figura 2-1. Módulos de PHAST.
Fuente: AECOM, 2020.

Módulo de descarga

Este módulo debe ser definido describiendo las condiciones de almacenamiento, así como el tipo y tamaño de la descarga. El programa será capaz de determinar el estado de agregación del material después de su liberación en función de las condiciones atmosféricas. Existen dos tipos de descargas, de acuerdo con la duración (instantánea o continua) en dos diferentes zonas (en el interior o exterior de las edificaciones).

Módulo de fuego inmediato y explosión

Este módulo se utiliza en caso de que el material modelado sea inflamable, es decir, sea capaz de incendiarse al momento de la descarga y provoque un incendio o explosión. A partir de este módulo, las áreas de afectación se calculan de acuerdo con el tipo de descarga y su estado de agregación después de su liberación.

Módulo de dispersión de la nube

Se tienen como datos de entrada los resultados de los módulos de descarga y dispersión, en los cuales se consideran las dimensiones de los charcos o nubes según corresponda, empleando los mismos modelos matemáticos que para los efectos instantáneos.

2.1.2.1 Condiciones de simulación

Existen parámetros de entrada críticos para la representación realista de los resultados de las simulaciones entre los cuales se encuentran: condiciones atmosféricas, tiempos de liberación y composición de las sustancias a ser modeladas, en este caso, la mezcla de los hidrocarburos (curdo y diésel marino). Estas condiciones se describen a continuación.

2.1.2.1.1 Condiciones atmosféricas

Los valores de temperatura del aire y humedad relativa fueron obtenidos del ELBA de esta Área Contractual (BP Mexico, 2019). Las categorías de estabilidad atmosférica se utilizaron las clasificaciones establecidas por Pasquill-Glifford (1961) (Tabla 2-7 y Tabla 2-8).

Tabla 2-7. Categorías de estabilidad de Pasquill.

Viento superficial	Radiación solar recibida			Cobertura nocturna de nubes		
Velocidad m/s (a 10 m sobre la superficie del mar)	Fuerte	Moderada	Ligera	Delgada < 3/8	Moderada > 3/8	Nublada > 4/5
< 2	A	A - B	B	-	-	D
2 – 3	A – B	B	C	E	F	D
3 – 5	B	B – C	C	D	E	D
5 – 6	C	C – D	D	D	D	D
> 6	C	D	D	D	D	D

Fuente: Pasquill, 1961, modificado por PEMEX, 2012.

Tabla 2-8. Condiciones de estabilidad atmosférica.

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

Fuente: PEMEX, 2012.

De estos valores, se seleccionaron velocidades de viento de 2 m/s, 5 m/s y 10 m/s, así como condiciones de radiación solar y cobertura de nubes “F” y “D” (Tabla 2-9) que pudieran proporcionar un panorama sobre el comportamiento de las zonas de afectación ante diferentes condiciones atmosféricas presentes en el sitio.

Tabla 2-9. Condiciones atmosféricas.

Parámetro	Valor
Temperatura ambiente	21 °C
Humedad relativa	72 %
Condición atmosférica de Pasquill (velocidad del viento y radiación o nubosidad)	2F (2 m/s), 5D (5 m/s) y 10D (10 m/s)
Rugosidad de la superficie de mar	0.2 mm

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

2.1.2.1.2 Tiempos de liberación

Uno de los parámetros más importantes involucrados en la simulación de los escenarios es el tiempo de liberación. Para el escenario de explosión, este parámetro fue seleccionado considerando el tiempo en el cual la explosión de la nube tiene lugar. De acuerdo con Lannoy, (1984), el 69% de las igniciones accidentales de nubes de gas explosivas ocurren en menos de un minuto después de la liberación del producto. Con base en lo anterior, se seleccionó un minuto (60 segundos) después de la liberación para que se presente un escenario de. La cantidad liberada de masa inflamable de la mezcla se calculó con base en su tasa de liberación y el tiempo considerado antes de que se produce la explosión (suponiendo que no se disperse).

Para el caso del escenario de incendio, se consideró el tiempo de liberación de 3,600 segundos (1 hora); límite de tiempo considerado para una cantidad infinita de inventario. Por último, para el escenario de dispersión tóxica, se consideraron los tiempos de liberación necesarios para alcanzar las concentraciones de exposición establecidas para los valores límite (IDLH, TWA y STEL)

2.1.2.1.3 Condiciones de simulación

Debido a que el Proyecto se encuentra en la etapa de ingeniería básica, las propiedades exactas del yacimiento y las condiciones de operación precisas del equipo que será utilizado para la perforación del *Pozo Compromiso* son desconocidas. Sin embargo, con la finalidad de simular los radios de afectación, en la Tabla 2-10 se enlistan las condiciones consideradas para la simulación de consecuencias.

Tabla 2-10. Condiciones de simulación.

Parámetro	Valor
Gravedad API	28.9
Diámetro de liberación	0.314 m
Dirección de fuga en TP	Vertical
Temperatura de descarga	AP: 64°C AS: 63°C
Viscosidad del crudo	9.0 cP
Tasa de liberación de crudo	44,732 bbl/d = 7,112 m^3/d
Tasa de liberación de gas	13 MMscfd = 367,277 m^3/d
Relación gas-petróleo (GOR, por sus siglas en inglés)*	298 scf/bbl

Nota: Estos valores corresponden a estimados realizados por BP México y la información obtenida de la base de datos de OSCAR para *Eldfisk 2000*, sin embargo, pueden variar de los que se encuentren durante la perforación.

Fuente: BP, México, 2019.

2.1.2.1.4 Composición hipotética de la mezcla de hidrocarburos

Debido a que no es posible conocer la composición y características del hidrocarburo hasta una vez realizada la perforación, para llevar a cabo la definición de radios de afectación se seleccionó *Eldfisk 2000* (que posee propiedades similares al crudo esperado en el yacimiento) como mezcla hipotética obtenida de la base de datos de la Fundación para la Investigación Industrial y Técnica (SINTEF, por sus siglas en noruego). A partir de esta composición (Tabla 2-11), se asignaron porcentajes a cada componente ya sea en fase líquida o gaseosa de acuerdo con la presión y temperatura al momento de la liberación, este procedimiento se llevó a cabo a partir del módulo de *Flash Calculations* de PHAST.

Tabla 2-11. Composición de *Eldfisk 2000* y H_2S introducida a PHAST.

Compuesto	% en *Eldfisk 2000**	Composición de la mezcla (%) introducida a PHAST**			
		MODU (64°C)		Jack-up (63°C)	
		Gas	Líquido	Gas	Líquido
H_2S	-	0.020	-	0.020	-
C1-C4 gases (disueltos en hidrocarburo) (metano, etano, propano, butano)	0.782	29.561	N.S	30.082	N.S
	0.261	9.347	N.S	9.499	N.S
	0.261	7.909	N.S	8.001	N.S
	0.261	5.345	N.S	5.357	N.S
C_5-saturados (n-/iso-/ciclo)	2.497	26.881	1.846	26.645	1.864
C_6- saturados (n-/iso-/ciclo)	1.486	7.067	1.337	6.940	1.343
Benceno	0.248	0.843	0.232	0.825	0.233
C_2-Benceno	0.911	0.440	0.924	0.426	0.924
C_7- saturados (n-/iso-/ciclo)	2.397	4.606	2.338	4.488	2.342
C_1-Benceno (tolueno)	1.445	1.877	1.433	1.825	1.435
C_8- saturados (n-/iso-/ciclo)	5.694	4.304	5.731	4.169	5.734
C_9- saturados (n-/iso-/ciclo)	15.237	1.760	15.596	1.688	15.592
C_3-Benceno					
C_{10}- saturados (n-/iso-/ciclo)					
C_4 y C_4-Bencenos					
C_{11}-C_{12} (total saturados+ aromáticos)	13.405	0.039	13.762	0.037	13.755
C_{13}-C_{14} (total saturados+ aromáticos)					
Fenoles (C_0-C_4 alquilados)					
Naftalenos 1 (C_0-C_1-alquilados)					
Naftalenos 2 (C_2-C_3- alquilados)					
C_{15}-C_{16} (total saturados+ aromáticos)	12.399	0.000	12.730	0.000	12.724
HAP 1 (Hidrocarburos poliaromáticos de solubilidad media (3 anillos-no-alquilados <4 anillos)					
C_{17}-C_{18} (total saturados + aromáticos)					
C_{19}-C_{20} (total saturados + aromáticos)					
C_{21}-C_{25} (total saturados + aromáticos)	42.718	0.000	43.858	0.000	43.837
HAP 2 (Hidrocarburos poliaromáticos de baja solubilidad (3 anillos-alquilados; 4-5+ anillos)					
C_{25}+ (total)					

Nota: *Los valores de esta columna fueron extrapolados utilizando el 100% de la mezcla (presentado en Tabla 1-19). **Los porcentajes de gas y líquido de la mezcla liberada durante los escenarios fueron calculados con los valores de T/P establecidos para la simulación. N.S.: No significativo, la suma de los porcentajes de estos componentes corresponde a menos del 0.3% del total de la mezcla, por lo tanto, no tienen un impacto significativo en las simulaciones.

Fuente: BP México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

2.1.3 Resultados de PHAST

Esta sección presenta los resultados de las zonas de protección para los escenarios AP-E1, AP-E2 y AP-E3 para la MODU y los escenarios AS-E1, AS-E2 y AS-E3 para el Jack-up. Estos resultados no contemplan la duración de la exposición de estos radios, por lo tanto, es importante considerar que algunas medidas de mitigación tendrán controles de respuesta más rápidos (ver Capítulo 3) y, por lo tanto, menor tiempo de exposición. Con la finalidad de considerar el peor escenario posible, ambas plataformas fueron orientadas a favor del viento. Sin embargo, en la práctica, el operador tomará en cuenta este factor para posicionar la plataforma adecuadamente.

2.1.3.1 Radios de afectación y diagramas de pétalos para la MODU

2.1.3.1.1 Escenario: AP-E1

Para la zona de alto riesgo a equipos (límite superior = 37.5 kW/m^2) a una estabilidad de 2F, los radios de afectación fueron menores a un metro. Para estabilidades de 5D y 10D fueron de 7 m y 22 m, respectivamente. Dentro de la zona de alto riesgo a equipos (límite inferior = 12.5 kW/m^2), los radios fueron de 11 m para una estabilidad de 2F y hasta 31 m para una estabilidad de 10D. La zona de alto riesgo (5 kW/m^2) dentro de un radio de 32 m a 2F y hasta 43 m para 10D y la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) dentro de un rango de 62 m a 68 m. En todos los casos, a mayor la velocidad del viento, mayor el radio de afectación (Tabla 2-12).

Todos los parámetros de entrada al modelo para la MODU pueden ser consultados en el Capítulo 5, Anexo 5.6.1.1.

Tabla 2-12. Radios de afectación por dardo de fuego para AP-E1.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 37.5 kW/m^2	Alto riesgo al equipo (L.I.) 12.5 kW/m^2	Alto riesgo 5.0 kW/m^2	Amortiguamiento 1.4 kW/m^2
2F	<1 m	11 m	32 m	62 m
5D	7 m	26 m	38 m	67 m
10D	22 m	31 m	43 m	68 m

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

Fuente: AECOM, 2020.

Los radios presentados en la tabla anterior se representan en el diagrama de pétalos de la Figura 2-2. A una estabilidad 2F, el radio de afectación por alto riesgo a equipos por límite superior (37.5 kW/m^2) tuvo una extensión menor a 1 m, por lo tanto, no fue graficado en la figura, sin embargo, podrían presentarse daños al riser. A 5D y 10D, los radios solo fueron capaces de afectar la zona del *moonpool*; dentro esta zona se espera la energía suficiente para causar daños al equipo del proceso (riser, top drive, entre otros).

En lo que respecta a los radios por alto riesgo a equipos límite inferior (12.5 kW/m^2), a una estabilidad 2F, el radio solo podría afectar al *moonpool*; a 5D y 10D se podría afectar parte de los cuartos donde se encuentran los tableros de mandos de perforación de babor y estribor, así como los cuartos de transformadores de perforación de babor y estribor. Bajo este umbral de radiación se cuenta con la energía mínima para la ignición de madera y fusión de tubos de plástico.

Las zonas de alto riesgo (5 kW/m^2), podrían afectar el *moonpool*, los cuartos donde se encuentran tableros de mandos de perforación de babor y estribor, las zonas de paso de personal de babor y estribor, así como el cuarto de transformadores de perforación. Dentro de esta zona el personal expuesto podría presentar dolor después de 20 segundos de exposición y quemaduras de segundo después de 40 segundos de exposición. Finalmente, las zonas de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendieron hasta alcanzar los cuartos de agitación de fluidos de perforación; sin embargo, bajo este umbral no se esperan daños a los equipos o al personal expuesto.

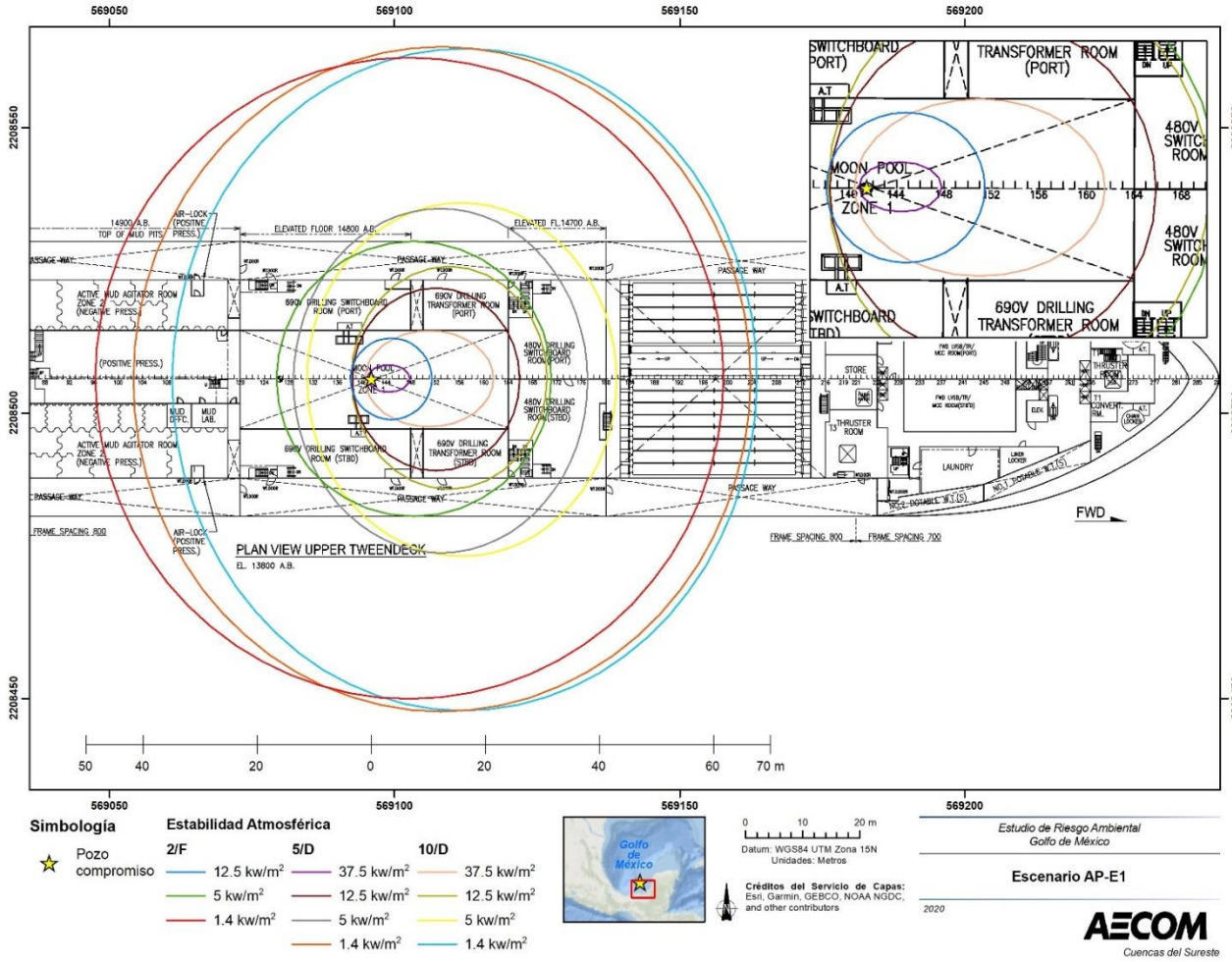

Figura 2-2. Diagrama de pétalos para dardo de fuego (AP-E1).

Fuente: AECOM, 2020.

2.1.3.1.2 Escenario: AP-E2

Debido a que los valores de la velocidad del viento no tienen influencia significativa sobre los radios de afectación en un escenario explosión, sólo se presenta una serie de valores (Tabla 2-13). La explosión resultante para la zona de alto riesgo a equipos (límite superior = 10 lb/pulg^2) tuvo un radio de afectación de 40 m y de 93 m para el límite inferior (3 lb/pulg^2). La zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) tuvo un radio de afectación de 209 m, mientras que la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg^2) fue de 386 m. La masa de la mezcla que participó en la explosión fue de 358 kg.

Tabla 2-13. Radios de afectación por explosión para AP-E2.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 10 lb/pulg^2	Alto riesgo al equipo (L.I.) 3 lb/pulg^2	Alto riesgo 1 lb/pulg^2	Amortiguamiento 0.5 lb/pulg^2
2F, 5D y 10D	40 m	93 m	209 m	386 m

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

Fuente: AECOM, 2020.

En la Figura 2-3 se muestran los radios de afectación. Como se puede observar, el radio de afectación para el límite superior de alto riesgo a equipos (10 lb/pulg^2), se extendió sobre el de *moonpool*, los tableros de mandos de perforación de babor y estribor, las zonas de paso de personal de babor y estribor, así como el cuarto de transformadores de perforación así como la zona de cuartos de agitación de fluidos de perforación. Dentro de estas zonas y bajo este umbral de presión, las máquinas pesadas (3,500 kg) podrían ser desplazadas y quedar dañadas mientras que la maquinaria con peso de 5,500 kg o superior tendría menos probabilidad de verse afectada por la explosión.

En lo que respecta a la zona de alto riesgo a equipos límite inferior (3 lb/pulg^2), esta se extendió sobre la zona de cuartos donde se encuentran tableros de mandos de perforación de babor, estribor y centro en la popa, así como los cuartos de máquinas de control ubicados en la popa. La sobrepresión, también se extendió en dirección a la proa donde alcanzó los cuartos de propulsores. Bajo este umbral, se esperaría la ruptura de tanques de almacenamiento, maquinaria industrial pesada (1,500 kg), podría sufrir daños menores y las estructuras de acero podrían distorsionarse y ser arrancadas de su base. Cabe señalar que la muerte es probable para el personal ubicado dentro de esta zona.

La zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) se extendió sobre la zona de propulsores, cuartos de máquinas y cuarto de almacenamiento, todos ellos ubicados en la popa, así como el cuarto de enfriamiento, propulsores, lavandería, entre otros, ubicados en la proa. Bajo este umbral de presión se esperaría que los paneles de aluminio o acero corrugado y accesorios de sujeción presenten pandeo, así como daños en paneles de madera. El personal expuesto podría presentar ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles. Por último, la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg^2) se extendió por fuera de los límites de la MODU.

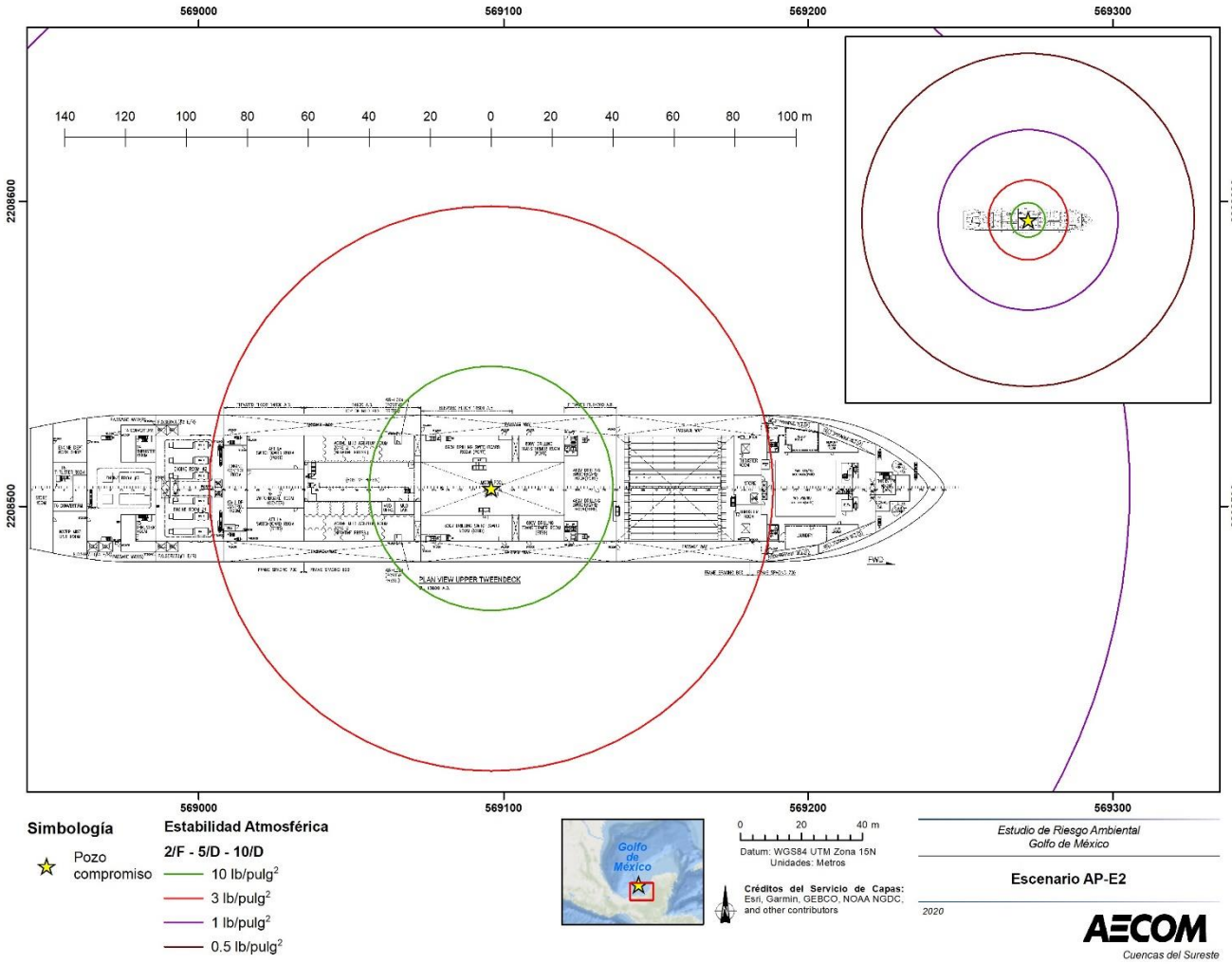

Figura 2-3. Diagrama de pétalos para explosión (AP-E2).

Fuente: AECOM, 2020.

2.1.3.1.3 Escenario: AP-E3

Los radios resultantes de la dispersión tóxica para la zona de alto riesgo (100 ppm) fueron desde los 10 m (2F) hasta 16 m (10D). Mientras que la zona de amortiguamiento (STEL 15 ppm - TWA 10 ppm) fueron desde 86 m a 116 m para STEL y desde 108 m hasta 179 m para TWA(Tabla 2-14).

Tabla 2-14. Radios de afectación por dispersión tóxica para AP-E3.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo (IDLH H_2S) – 100 ppm	Amortiguamiento (TLV H_2S) STEL: 15 ppm TWA: 10 ppm
2F	10 m	STEL: 116 m TWA: 179 m

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo (IDLH H_2S) – 100 ppm	Amortiguamiento (TLV H_2S) STEL: 15 ppm TWA: 10 ppm
5D	14 m	STEL: 109 m TWA: 150 m
10D	16 m	STEL: 86 m TWA: 108 m

Fuente: AECOM, 2020.

En la Figura 2-4 se representan los radios obtenidos a partir de la simulación de dispersión de H_2S. Como se puede observar, las zonas de alto riesgo (100 ppm), se concentraron dentro de los primeros 16 m a partir del punto de liberación y las nubes no fueron capaces de alcanzar zonas adyacentes al *moonpool*, elevándose hasta 20 m. El personal expuesto a estas concentraciones podría presentar tos, irritación ocular y pérdida de olfato dentro de los primeros dos y 15 minutos de exposición, entre los 15 minutos y 30 minutos de exposición, se podría presentar respiración agitada y somnolencia; y finalmente, después de una hora de exposición, los síntomas podrían agravarse y después de 48 horas se podría producir la muerte

Por otra parte, las nubes de H_2S STEL (15 ppm) se extendieron hasta 116 m del punto de liberación. De acuerdo con el posicionamiento de la MODU contemplando el peor escenario posible (en contra del viento), la nube tóxica de 15 ppm podría alcanzar la zona de camarotes y oficinas del cuarto de control, elevándose entre los 10 m y 40 m. Finalmente, las zonas de amortiguamiento TWA (10 ppm) fueron capaces de extenderse hasta los 179 m desde el punto de liberación alcanzando el helipuerto y elevándose desde el punto de liberación hasta 40 m de altura. Si bien estas concentraciones no tienen efectos letales inmediatos, la exposición a una concentración de 15 ppm no deberá superar los 15 minutos y una jornada de trabajo de ocho horas diarias para una concentración de 10 ppm.

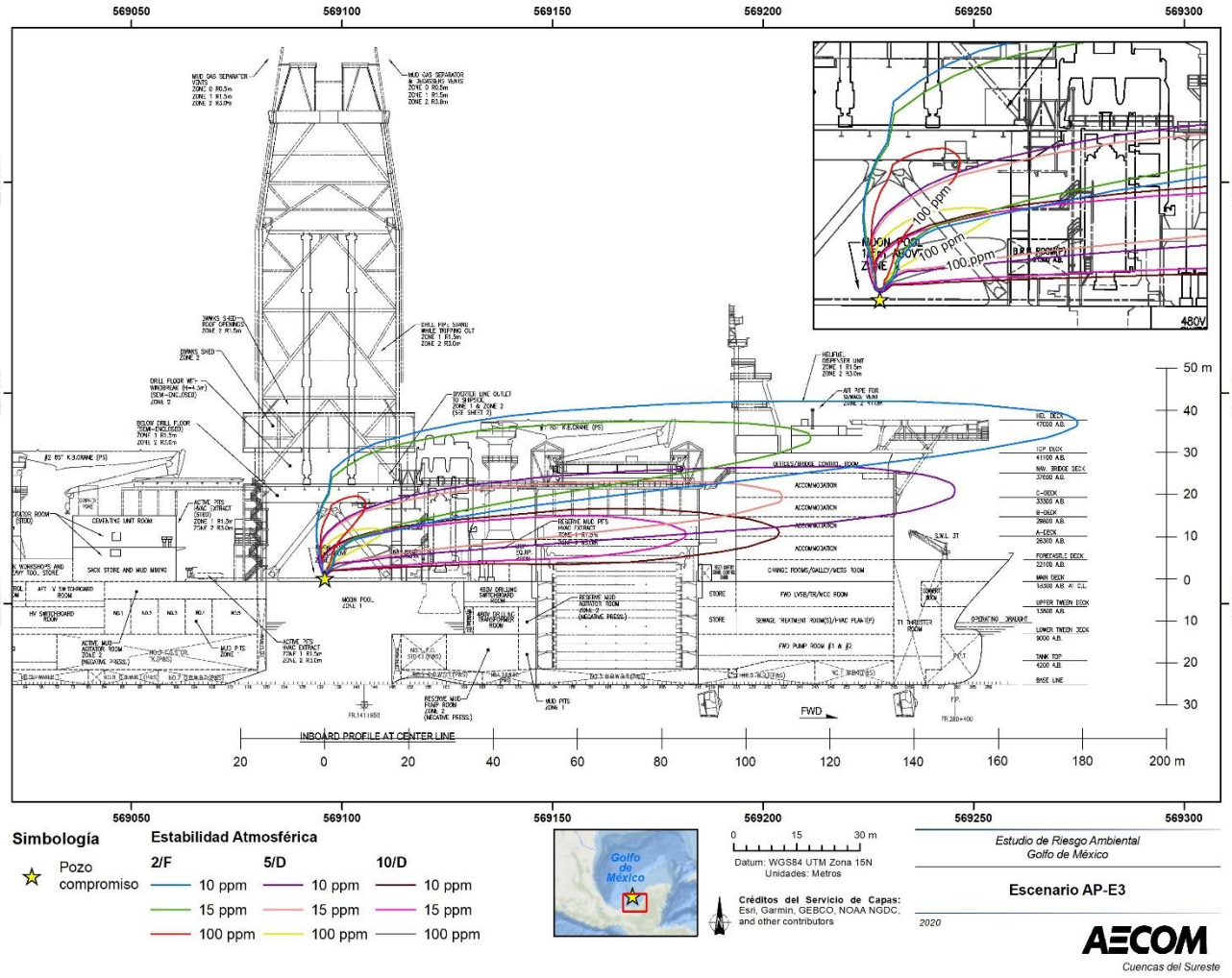

Figura 2-4. Diagrama de pétalos por dispersión tóxica de H_2S (AP-S3).

Fuente: AECOM, 2020.

2.1.3.2 Radios de afectación y diagramas de pétalos para Jack-up

2.1.3.2.1 Escenario: AS-E1

Para la zona de alto riesgo a equipos (límite superior = 37.5 kW/m^2) a una estabilidad de 2F, los radios de afectación fueron menores a un metro. Para estabilidades de 5D y 10D fueron de 7 m y 22 m, respectivamente. Para la zona de alto riesgo a equipos (límite inferior = 12.5 kW/m^2), los radios fueron de 11 m para una estabilidad de 2F y hasta 31 m para una estabilidad de 10D. La zona de alto riesgo (5 kW/m^2) fue afectada por un radio de 32 m a 2F y hasta 43 m para 10D, mientras que la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se encontró en un rango de 62 m a 68 m. En todos los casos, a mayor la velocidad del viento, mayor el radio de afectación (Tabla 2-15).

Todos los parámetros de entrada al modelo para Jack-up pueden ser consultados en el Capítulo 5, Anexo 5.6.1.2.

Tabla 2-15. Radios de afectación por dardo de fuego para AS-E1.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 37.5 kW/m^2	Alto riesgo al equipo (L.I.) 12.5 kW/m^2	Alto riesgo 5.0 kW/m^2	Amortiguamiento 1.4 kW/m^2
2F	<1	11 m	32 m	62 m
5D	7 m	26 m	38 m	67 m
10D	22 m	31 m	43 m	68 m

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

Fuente: AECOM, 2020.

Los radios presentados en la tabla anterior se representan en la Figura 2-5, donde se muestra el diagrama de pétalos del escenario AS-E1. A una estabilidad 2F, el radio de afectación por alto riesgo a equipos límite superior (37.5 kW/m^2) no superó 1 m de longitud, por lo cual, no se graficó en el mapa; dentro de este radio, solo el riser podría verse afectado. En todos los casos, los radios de afectación por alto riesgo a equipos límite inferior (12.5 kW/m^2) podrían afectar a los equipos de perforación, tales como la sarta de perforación, el top drive, y niple campana, entre otros. Dentro de este umbral de radiación, los equipos de proceso podrían verse dañados. La zona de alto riesgo (5 kW/m^2) se extendió sobre la superficie del cantiléver, y parte del riel sobre el cual éste se desliza. Bajo este umbral, solo podrían esperarse daños al personal expuesto, el cual podría presentar dolor después de 20 segundos de exposición y quemaduras de segundo grado después de 40 segundos de exposición. Finalmente, la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendió hasta alcanzar la popa del Jack-up, así como la grúa de babor y parte del riel sobre el cual se desplaza el cantiléver. Bajo este umbral no se esperarían daños a los equipos o al personal expuesto.

A una estabilidad de 5D, el radio de afectación por alto riesgo a equipos límite superior, se extendió a 7 m del punto de liberación, afectando solamente al equipo de perforación; mientras que radio de afectación por alto riesgo a equipos límite inferior, se extendió sobre la zona del cantiléver. Por otra parte, la zona de alto riesgo (5 kW/m^2) se extendió sobre todo el cantiléver sin alcanzar la popa del Jack-up. La zona de amortiguamiento tuvo una extensión similar a la que se presentó bajo una estabilidad 2F.

Finalmente, para una estabilidad 10D, los radios de amortiguamiento y alto riesgo tuvieron extensiones similares a las presentadas a 5D, afectando las áreas descritas en el párrafo anterior. En lo que respecta a las zonas de alto riesgo a equipo límite superior, esta zona también se vio confinada sobre el cantiléver, sin embargo, debido a la acción del viento, el radio se elongó en dirección a la proa (con una extensión de hasta 22 m). En todos los casos se observó que, a mayor velocidad del viento, mayor extensión de los radios.

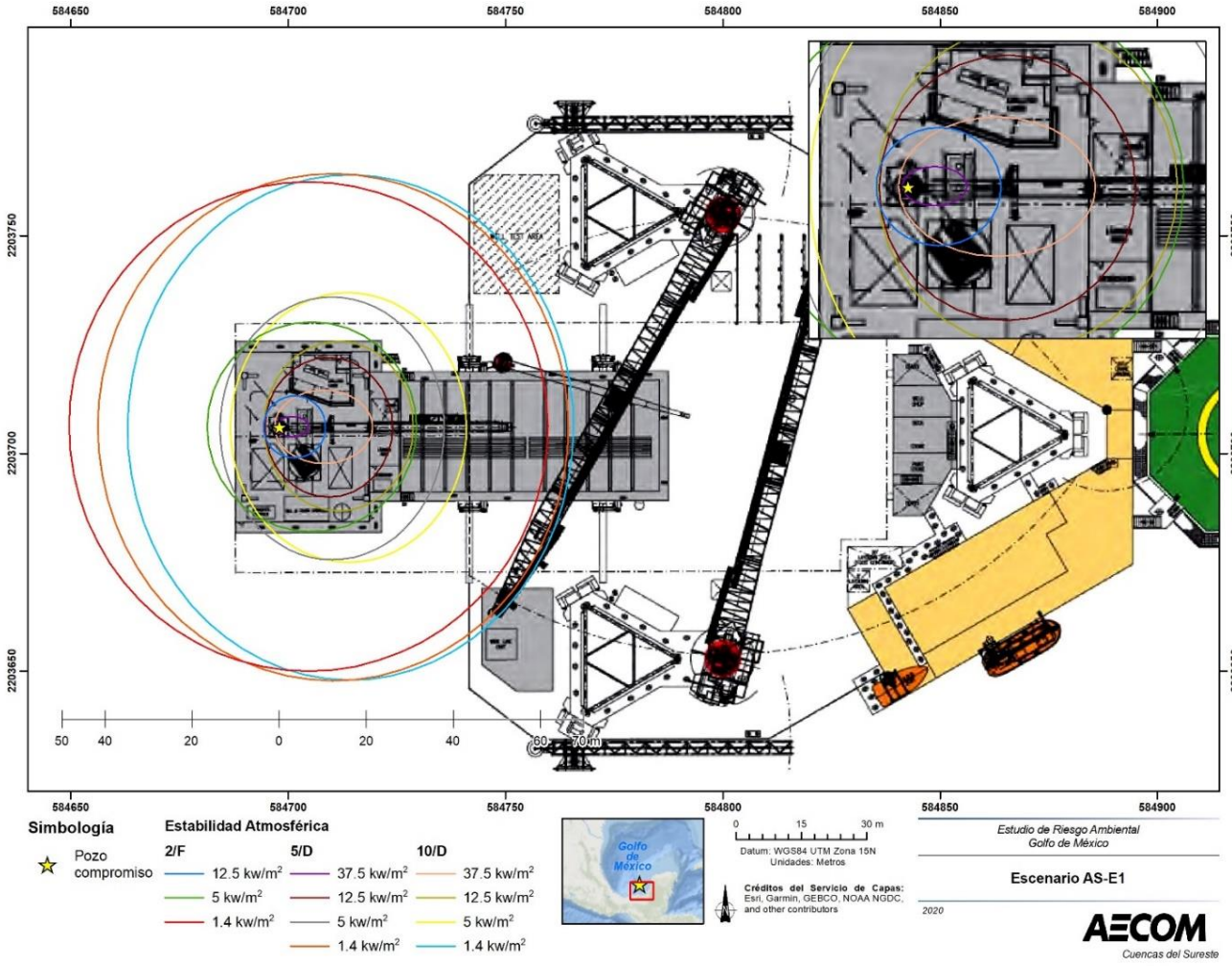

Figura 2-5. Diagrama de pétalos por dardo de fuego (AS-E1).

Fuente: AECOM, 2020.

2.1.3.2.2 Escenario: AS-E2

En la Tabla 2-16 se presenta la longitud de los radios de afectación donde, la explosión resultante para la zona de alto riesgo a equipos (límite superior = 10 lb/pulg^2) tuvo un radio de afectación de 40 m y de 93 m para el límite inferior (3 lb/pulg^2). La zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) tuvo un radio de afectación de 209 m, mientras que la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg^2) fue de 386 m y la masa de la mezcla que participo en la explosión fue de 358 kg.

Tabla 2-16. Radios de afectación por explosión para AS-E2.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo al equipo (L.S.) 10 lb/pulg^2	Alto riesgo al equipo (L.I.) 3 lb/pulg^2	Alto riesgo 1 lb/pulg^2	Amortiguamiento 0.5 lb/pulg^2
2F, 5D y 10D	40 m	93 m	209 m	386 m

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

Fuente: AECOM, 2020.

En la Figura 2-6 se muestra el diagrama de pétalos, como se puede observar, el radio de afectación por alto riesgo a equipos límite superior (10 lb/pulg^2), se extendió sobre toda la zona del cantiléver donde se encuentra el equipo de perforación, tal como el top drive y el niple campana entre otros. Dentro de estas zonas y bajo este umbral de presión las máquinas pesadas (3,500 kg) podrían ser desplazadas y quedar dañadas y la maquinaria con peso de 5,500 kg o superior tendría menos probabilidad de verse afectada por la explosión.

En lo que respecta a la zona de alto riesgo a equipos límite inferior (3 lb/pulg^2), esta se extendió sobre la popa del Jack-up hasta alcanzar las piernas de babor y estribor del Jack-up, sin alcanzar las grúas, también cubrió el riel sobre el cual se desliza el cantiléver. Bajo este umbral, se esperaría la ruptura de tanques de almacenamiento, y la maquinaria industrial pesada (1,500 kg), podría sufrir daños menores, además, las estructuras de acero podrían distorsionarse y ser arrancadas de su base. Es importante tener en cuenta que, dentro de las zonas de alto riesgo para el equipo, la muerte del personal más cercano a la zona del evento es altamente probable.

La zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) se extendió sobre toda la superficie del Jack-up, alcanzando una parte del helipuerto, la pierna de proa y botes de escape, entre otros. Bajo este umbral de presión se esperaría que los paneles de aluminio o acero corrugado, así como accesorios de sujeción presenten pandeo. También se esperarían daños en paneles de madera. En personas, se podría presentar ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles. Finalmente, la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg^2), se extendió por fuera de los límites del Jack-up cubriendo el helipuerto, sin embargo, bajo este umbral no se esperan daños al personal o a los equipos e instalaciones.

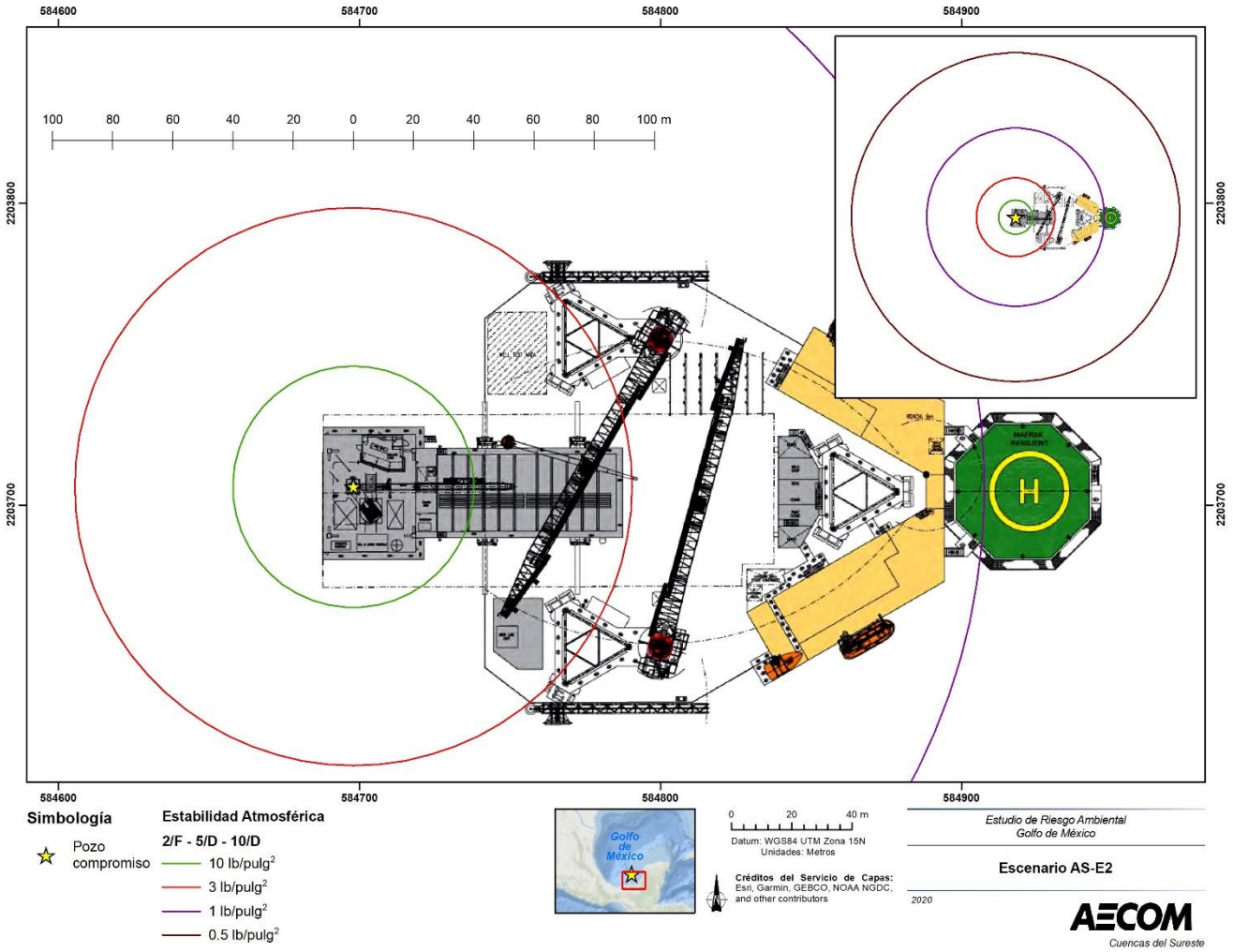

Figura 2-6. Diagrama de pétalos por explosión (AS-E2).

Fuente: AECOM, 2020.

2.1.3.2.3 Escenario: AS-E3

Los radios resultantes de la dispersión tóxica para la zona de alto riesgo (100 ppm) fueron desde los 10 m (2F) hasta 16 m (10D). Mientras que la zona de amortiguamiento (STEL 15 ppm - TWA 10 ppm) fueron desde 86 m a 116 m para STEL y desde 108 m hasta 179 m para TWA (Tabla 2-17).

Tabla 2-17. Radios de afectación por dispersión tóxica para AS-E3.

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo (IDLH H_2S) – 100 ppm	Amortiguamiento (TLV H_2S) STEL: 15 ppm TWA: 10 ppm
2F	10 m	STEL: 116 m TWA: 179 m

Estabilidad atmosférica	Alto riesgo (IDLH H_2S) – 100 ppm	Amortiguamiento (TLV H_2S) STEL: 15 ppm TWA: 10 ppm
5D	14 m	STEL: 109 m TWA: 150 m
10D	16 m	STEL: 86 m TWA: 108 m

Fuente: AECOM, 2020.

En la Figura 2-7 se presenta el diagrama de pétalos obtenido a través de la simulación de dispersión de H_2S. Como se puede observar, en todos los casos, las zonas de alto riesgo (100 ppm) se concentran dentro de los 16 m del punto de liberación, hasta una altura máxima de 20 m, por lo cual, las nubes no fueron capaces de alcanzar las cubiertas del Jack-up.

Por otra parte, las nubes de H_2S STEL (15 ppm) se extendieron hasta 116 m del punto de liberación. De acuerdo con el posicionamiento del Jack-up para fines ilustrativos y contemplando el peor escenario posible (en contra de viento), la nube tóxica de 15 ppm a 2F se extendió más allá de las piernas de babor y estribor hasta una altura máxima de 40 m sin alcanzar la pierna de proa. La nube tóxica a 5D, tuvo una extensión similar a la de 2F, pero esta se elevó hasta la 20 m y la nube a 10D se extendió hasta las piernas de babor y estribor elevándose hasta 15 m. Finalmente, las zonas de amortiguamiento TWA (10 ppm) fueron capaces de extenderse hasta los 179 m desde el punto de liberación. La nube tóxica para 10 ppm a 2F se extendió hacia la proa de Jack-up sin alcanzar el helipuerto, con una altura de 40 m. La nube a 5D se extendió hasta antes de la pierna de proa y se elevó 30 m, mientras que a 10D, se extendió más allá de las piernas de babor y estribor y elevándose 15 m.

Si bien en ambas zonas de amortiguamiento estas concentraciones no tienen efectos letales inmediatos, la exposición a una concentración de 15 ppm y 10 ppm, no debería superar los 15 minutos y una jornada de trabajo de ocho horas diarias, respectivamente.

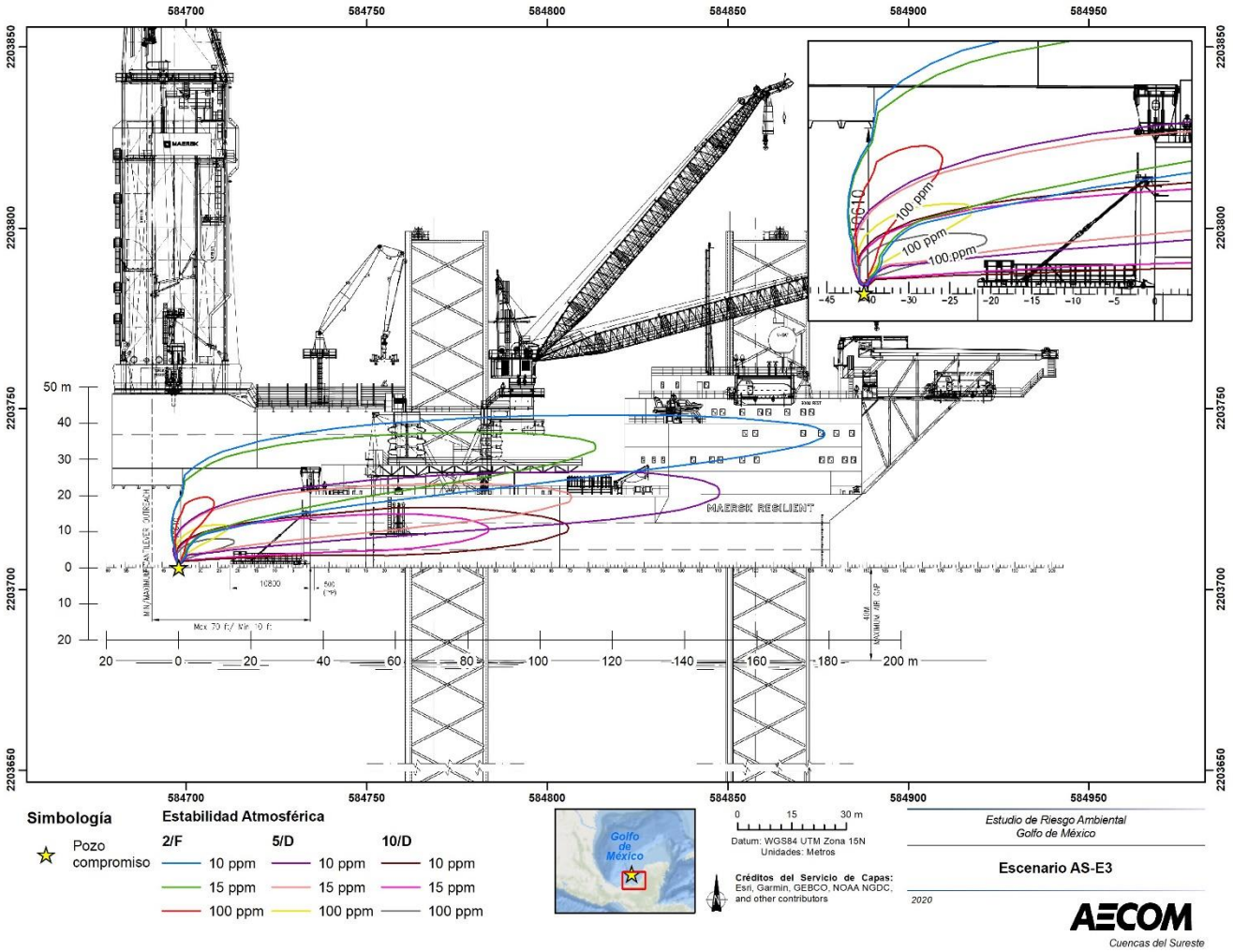

Figura 2-7. Diagrama de pétalos por dispersión tóxica de H_2S (AS-E3).

Fuente: AECOM, 2020.

2.2 Zonas potenciales de afectación por liberación de hidrocarburos al mar

Esta sección presenta el análisis de los resultados de la simulación de los escenarios AP-E4 y AP-E5, y AS-E4 y AS-E5, para la MODU y el Jack-up, respectivamente, correspondientes a la liberación del crudo (*Eldfisk 2000*) y diésel marino al mar. La simulación, fue elaborada por BP México a través del software OSCAR (*Oil Spill Contingency And Response*).

A partir este modelo, se evaluaron múltiples trayectorias potenciales del hidrocarburo liberado en un escenario sin respuesta durante el periodo de simulación para determinar la probabilidad acumulativa de la presencia potencial de hidrocarburos y los tiempos mínimos de arribo en la superficie marina y en la zona costera del Golfo de México durante la temporada de lluvias y de secas. En específico, los resultados se evaluaron en áreas sensibles, tales como Área Naturales Protegidas, sitios Ramsar y Sitios Prioritarios Marinos, entre otras. Asimismo, se realizó una descripción de los posibles efectos que pudiera provocar el hidrocarburo liberado en los ecosistemas marinos y costeros, así como en las actividades de pesca comercial dentro del SAP (Sección 2.3).

Es importante mencionar que los resultados presentados en esta sección corresponden a una aproximación probabilística de la presencia de hidrocarburos en el Golfo de México, más no es una predicción de una consecuencia potencial en un incidente futuro. Sin embargo, debido a que esta aproximación contempla la variabilidad de los fenómenos oceánicos y atmosféricos, es útil como herramienta para apoyar y guiar el plan de respuesta a derrames y pronosticar, de forma aproximada, las áreas sensibles que podrían ser afectadas si no se implementaran planes de intervención y/o contención en caso de presentarse el peor escenario posible. Es por esto que, para incidentes reales, deberán realizarse nuevas simulaciones numéricas tomando en cuenta los datos recopilados durante el incidente, tales como: el flujo de liberación, composición, y condiciones metoceánicas con datos en tiempo real y pronósticos inmediatos de corta duración. Las trayectorias del modelo deberán ser regularmente corregidas por medio de la observación visual del destino y la trayectoria de la huella de hidrocarburos. De esta manera, el equipo de respuesta trabajará de manera integral para obtener datos y predicciones precisas del derrame. En el Capítulo 3, Sección 3.4.5 se presenta el alcance del Plan de Respuesta ante Derrames (OSRP, por sus siglas en inglés), en donde se discuten las estrategias de acciones y decisiones a tomar en caso de un incidente real.

Las siguientes secciones presentan las especificaciones de la simulación, tales como la descripción y configuración del modelo utilizado, los datos metoceánicos utilizados, el umbral de espesor de la capa de crudo y los escenarios de simulación, seguidos por los resultados del modelo y la descripción de los tipos de efectos sobre el sistema ambiental.

2.2.1 Software de simulación OSCAR

El modelo OSCAR es una herramienta de simulación numérica, desarrollado por SINTEF y utilizada para planear y responder ante eventos de derrames de hidrocarburos en el mar, ya sea por una descarga submarina o superficial. El modelo toma en cuenta la intemperización del hidrocarburo, y es capaz de proporcionar resultados para un análisis determinístico y estocástico. El análisis determinístico estudia la evolución de trayectorias individuales bajo condiciones metoceánicas específicas; mientras que el análisis estocástico estudia la evolución de un conjunto de trayectorias individuales simuladas bajo diferentes condiciones metoceánicas y así considerar la variabilidad climática estacional o de temporadas durante varios años. A partir de este análisis, es posible determinar estadísticamente, la probabilidad de la presencia de hidrocarburos tanto en la superficie marina como en las costas del Golfo de México, y los tiempos de arribo correspondientes. Es importante mencionar que, los resultados del análisis estocástico presentado en este estudio no representan la extensión de una sola mancha de hidrocarburo, sino que proporciona la suma de trayectorias individuales de un escenario dado.

De manera general, el modelo OSCAR utiliza como datos de entrada, las propiedades del crudo esperadas para el yacimiento y la información ambiental o metoceánica, las cuales son consideradas para evaluar el destino y transporte del hidrocarburo tomando en cuenta su intemperización. La Figura 2-8 muestra un diagrama donde se especifican los datos de entrada pertinentes para la simulación en OSCAR.

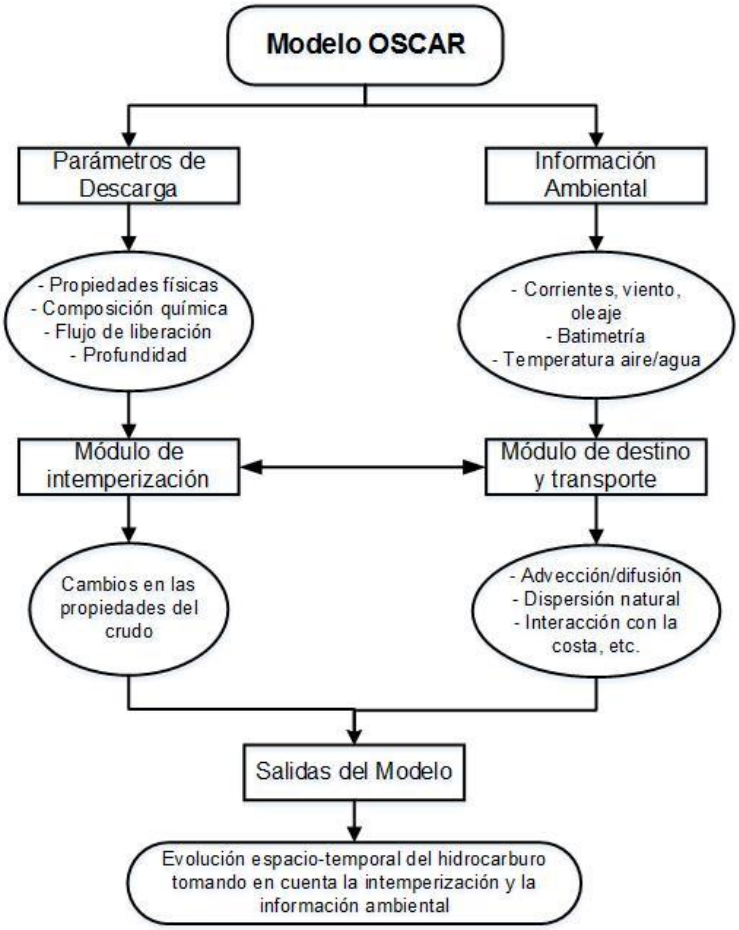

Figura 2-8. Datos de entrada y perspectiva general del Modelo OSCAR.

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

2.2.2 Condiciones de simulación

Primeramente, todas las simulaciones ocurren en el *Pozo Compromiso*, tanto para AP como para AS (92°20.3749' O, 19°58.3132' N; 92°11.4413' O, 19°55.6738' N, respectivamente). Las suposiciones utilizadas en esta simulación son de carácter conservador, ya que consideran: 1) el peor escenario posible (de muy baja probabilidad de ocurrencia, debido a la aplicación de las medidas de prevención adecuadas); y 2) no se consideran medidas de respuesta a emergencias durante el periodo de simulación de los escenarios. Las medidas de prevención, 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 correspondiente.

2.2.2.1 Mezcla de hidrocarburos y diésel marino

El primero paso consiste en definir la composición de hidrocarburos. Para esto, se seleccionaron los porcentajes de la Tabla 1-29, Sección 1.5, de la base de datos de SINTEF, estos porcentajes, corresponden al crudo *Eldfisk 2000*, seleccionado de la base de datos de OSCAR debido a que presenta propiedades similares a aquellas anticipadas en el yacimiento (Tabla 2-18).

Tabla 2-18. Propiedades del crudo seleccionado del modelo OSCAR.

Propiedades del fluido	Propiedades del crudo estimadas por el equipo de Exploración México	Perfil de crudo seleccionado en OSCAR
API	29.0	28.9
Viscosidad	2.3 cP	9.0 cP
Punto de escurrimiento	ND	-6.0°C
Ceras	1%	4.6%
Asfaltenos	21%	0.07%

Nota: ND: No Disponible

Fuente: BP México, 2019.

Por otra parte, las propiedades del diésel marino fueron obtenidas de la base de datos de OSCAR y se presentan en la Tabla 2-19.

Tabla 2-19. Propiedades del diésel marino seleccionado del modelo OSCAR.

Propiedades del fluido	Diésel marino
API	36.4
Gravedad específica	0.843
Punto de escurrimiento	-36 °C
Viscosidad	3 cP
Temperatura	13 °C

Fuente: BP, México 2019.

2.2.2.2 Casos seleccionados, condiciones metoceánicas y tiempos de liberación

Como segundo paso, se seleccionaron tres casos para representar los peores escenarios probables capaces de ocurrir en ambas plataformas:

- Un descontrol de pozo que tiene como consecuencia un reventón de pozo el cual será detenido hasta completar el pozo de alivio (caso referido de ahora en adelante como “pozo de alivio”)
- Un descontrol de pozo que tiene como consecuencia un reventón de pozo el cual será detenido hasta la instalación del *capping stack* (caso referido de ahora en adelante como “*capping stack*”[1])
- Una pérdida total del inventario de diésel marino por colisión de la plataforma en el sitio de perforación (caso referido de ahora en adelante como “colisión de la plataforma”)

Para cada caso, se definieron dos periodos de tiempo, el tiempo de liberación y el tiempo de simulación, el tiempo de liberación se refiere al tiempo en el cual el hidrocarburo es liberado al mar antes de que el inventario se agote (colisión de la plataforma) o la fuente de la liberación sea controlada (*capping stack* y pozo de alivio), mientras que el tiempo de simulación se refiere a la deriva y/o dispersión de la sustancia liberada dependiente de las condiciones metoceánicas (corrientes marinas y viento) desde que se libera la sustancia hasta el final de la simulación. Además, se definieron los volúmenes y flujos de liberación de crudo así como las temporadas consideradas, en la Tabla 2-20 se muestran las condiciones utilizados para la simulación.

[1] *Este escenario también fue considerado para el Jack-up en caso de instalar un BOP submarino en lugar de instalar un BOP superficial*

Tabla 2-20. Parámetros de la simulación.

Caso seleccionado*	Colisión con la embarcación	Pérdida de control: Reventón de pozo (*capping stack*)	Pérdida de control: Reventón de pozo (pozo de alivio)
Material liberado	Diésel marino	*Eldfisk 2000*	
Flujo de liberación	Pérdida del inventario total	44,732 bbl/d 7,112 m^3/d	44,732 bbl/d 7,112 m^3/d
Tiempo de liberación	12 h	42 d	90 d
Volumen liberado	5,485 m^3	1,878,744 bbl 298,704 m^3	4,025,880 bbl 640,080 m^3
Temporadas	Secas: invierno (septiembre a marzo) Lluvias: verano (abril a agosto)		
Trayectorias	100 trayectorias simuladas por temporada (a lo largo del reanálisis de cinco años) a partir del modelo HYCOM + NCODA del Golfo de México		
Profundidad de liberación	Superficie marina	Lecho marino AP: ~1,000 m AS: ~140 m	
Diámetro de la liberación	NA	0.314 m	
GOR	NA	298 scf/bbl	
Temperatura de liberación	21°C	63.9°C	
Periodo de simulación	28 d	117 d (tiempo de liberación + 75 d)	165 d (tiempo de liberación + 75 d)

Nota: *Los casos seleccionados se consideran dentro de los escenarios AP-E4 y AS-E5 e involucran una liberación de crudo y diésel marino. AP: Aguas Profundas. AS: Aguas Someras. NA: No Aplica. HYCOM: *HYbrid Coordinate Ocean Model; NCODA: Navy Coupled Ocean Data Assimilation*

Fuente: BP México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

2.2.2.3 Dominio de la simulación

Considerando el dominio de la simulación (Figura 2-9) y sus especificaciones se utilizaron dos modelos para este estudio:

- Para el escenario de colisión, el dominio cubrió un área de: 97° 57’ 12” O, 27° 02’ 07” N, - 88° 10’ 51” O, 18° 03’ 26” N (~1,000 km x ~1,000 km) lo cual equivale a ~1 millón km^2.
- Para el escenario de reventón de pozo, el dominio cubrió un área de: 98° 02’ 02” O, 30° 55’ 31” N, - 81° 47’ 43” O, 17° 58’ 34” N (~1,500 km x ~1,500 km) lo cual equivale a ~2.25 millones km^2.

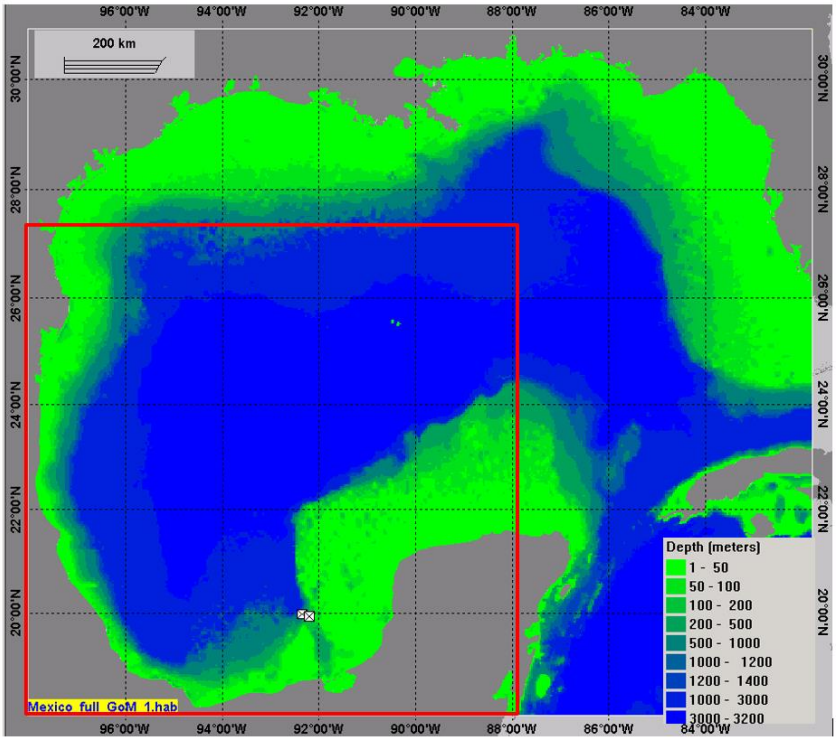

Figura 2-9. Dominio de la simulación del derrame en OSCAR.

Nota: El cuadro rojo representa el dominio aproximado para el escenario de colisión, el resto incluye el dominio evaluado para los escenarios de reventón de pozo. Las cruces muestran la ubicación de cada pozo de perforación en aguas profundas y someras.

Fuente: BP México, 2020.

2.2.2.4 Umbrales de la simulación

Los umbrales son utilizados para asegurar que la generación de datos se realice con detalle, de lo contrario la simulación computacional podría predecir el destino del hidrocarburo a niveles que, en la realidad, son inconmensurables en el medio ambiente (p.ej., alrededor de partes por trillón [ppt]).

El *Código de Apariencia de Hidrocarburo del Acuerdo de Bonn* (BAOAC, por sus siglas en inglés) ha definido una serie de cinco categorías o “códigos” que describen la relación entre la apariencia del hidrocarburo en la superficie y el espesor de dicha capa (Tabla 2-21).

Tabla 2-21. Código de apariencia de hidrocarburo.

Código	Descripción/apariencia	Intervalo de espesor de capa (µm)
1	Brillo (plata/gris)	0.04 – 0.3
2	Iridiscente	0.30 – 5.0
3	Metálico	5.0 – 50
4	Color verdadero del crudo (discontinuo)	50 – 200
5	Color verdadero del crudo (continuo)	≥ 200

Fuente: Lewis, 2007.

Para propósitos de este estudio el espesor mínimo de hidrocarburo en la superficie marina fue de 0.04 µm (Código 1) el cual es el límite inferior de la clasificación. En este umbral, la capa de hidrocarburo no puede ser detectado fácilmente por el ojo humano y tiene una apariencia plateada/gris hasta un espesor de 0.3 µm. No obstante, la evaluación de umbrales para potenciales efectos ecológicos en flora y fauna se considera a partir de los 100 µm (French-McCay, 2009; French-McCay *et al*., 1996; as referenced in Schmit, *et al*. 2018), por lo cual, el umbral establecido en este estudio es aún más conservador.

Por otro lado, se utilizó un umbral de 1 µm para los resultados de presencia de hidrocarburos en las costas. Dicho límite de es utilizado por la Federación Internacional de Petroleros para la Respuesta a Contaminación (ITOPF, 2014). Este espesor presenta un mínimo apropiado para el mapeo de sensibilidad y evaluación de impacto, y además es consistente con los lineamientos internos de BP.

2.2.3 Resultados del modelo OSCAR

A continuación, se presentan los resultados de la simulación para un derrame de hidrocarburos que incorporan la variabilidad temporal y espacial interanual de los parámetros metoceánicos de la región, proporcionando un entendimiento general de las posibles trayectorias del hidrocarburo liberado y su potencial distribución en el Golfo de México. Como se describió anteriormente, las simulaciones consideran una tasa de descarga continua de 44,732 bbl/d (7,112 m^3/d) de crudo tipo *Eldfisk 2000* y una descarga total de 5,485 bbl de diésel marino. Es importante señalar que cada una de las trayectorias individuales que producen los resultados estocásticos (por temporada) utiliza la extensión temporal mencionada previamente, por lo tanto, algunos de ellos incluyen información metoceánica del periodo de transición entre las temporadas de secas y lluvias. Esto significa que estos resultados también son representativos para la dispersión esperada a lo largo de la transición entre ambas temporadas.

A partir de los resultados de la simulación de liberación no controlada de hidrocarburos fue posible identificar la probabilidad y tiempos de arribo para siete tipos de áreas sensibles:

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

La Figura 2-10 muestra la ubicación de las áreas sensibles que fueron consideradas para la descripción de los resultados de derrame de hidrocarburos y la Tabla 2-22 muestra los nombres de las áreas presentadas en la Figura 2-10.

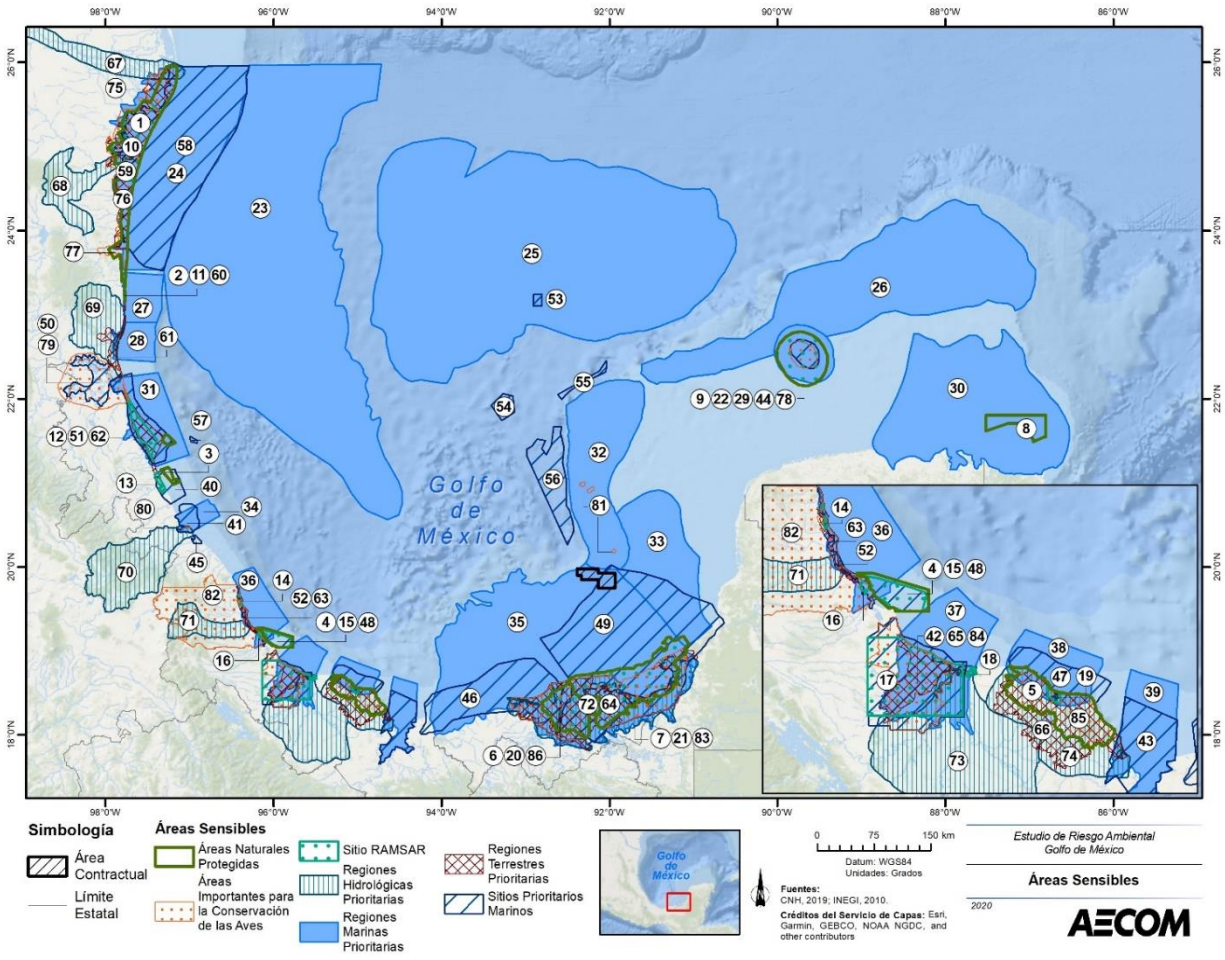

Figura 2-10. Áreas sensibles consideradas para la descripción de los resultados de derrame de hidrocarburos.

Tabla 2-22. Lista de áreas sensibles consideradas.

No.	Área sensible	No.	Área sensible
1	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	44	SPM Arrecife Alacranes
2	ANP Playa de Rancho Nuevo	45	SPM Ciénega del Fuerte de Anaya - Rio Nautla
3	ANP Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	46	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco
4	ANP Sistema Arrecifal Veracruzano	47	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas
5	ANP Los Tuxtlas	48	SPM Sistema Arrecifal Veracruzano
6	ANP Pantanos de Centla	49	SPM Laguna de Terminos
7	ANP Laguna de Términos	50	SPM Humedales Costeros del Sur de Tamaulipas
8	ANP Tiburón Ballena	51	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua
9	ANP Arrecife Alacranes	52	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz
10	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	53	SPM Montes Submarinos de Sigsbee

No.	Área sensible	No.	Área sensible
11	RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo	54	SPM Volcán Submarino Chapopote
12	RAMSAR Laguna de Tamiahua	55	SPM Escarpe de Campeche
13	RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan	56	SPM Canon Submarino de Campeche
14	RAMSAR La Mancha y El Llano	57	SPM Arrecife Profundo de Cabo Rojo
15	RAMSAR Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	58	SPM Laguna Madre
16	RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz	59	RTP Laguna Madre
17	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	60	RTP Rancho Nuevo
18	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	61	RTP Laguna de San Andrés
19	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	62	RTP Laguna de Tamiahua
20	RAMSAR Pantanos de Centla (Tabasco)	63	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz
21	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos	64	RTP Pantanos de Centla
22	RAMSAR Parque Nacional Arrecife Alacranes	65	RTP Humedales del Papaloapan
23	RMP Giro Tamaulipeco	66	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión
24	RMP Laguna Madre	67	RHP Río Bravo Internacional
25	RMP Fosa Segsbee	68	RHP Río San Fernando
26	RMP Escarpe Campeche	69	RHP Cenotes de Aldama
27	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	70	RHP Río Tecolutla
28	RMP Laguna San Andrés	71	RHP Río La Antigua
29	RMP Arrecife Alacranes	72	RHP Laguna de Términos - Pantanos de Centla
30	RMP Dzilam-Contoy	73	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan
31	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	74	RHP Los Tuxtlas
32	RMP Cayos Campeche	75	AICA Delta Del Rio Bravo
33	RMP Sonda de Campeche	76	AICA Laguna Madre
34	RMP Tecolutla	77	AICA Desembocadura Del Rio Soto La Marina
35	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	78	AICA Arrecife Alacranes
36	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	79	AICA Humedales Del Sur De Tamaulipas Y Norte De Veracruz
37	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	80	AICA Tecolutla
38	RMP Los Tuxtlas	81	AICA Islas De La Sonda De Campeche
39	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	82	AICA Centro De Veracruz
40	SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	83	AICA Laguna De Terminos
41	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla – Bajos del Negro	84	AICA Humedales De Alvarado
42	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	85	AICA Los Tuxtlas
43	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	86	AICA Pantanos De Centla

Fuente: BP Mexico, 2020; AECOM, 2020.

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

La Convención sobre los Humedales (Convención de Ramsar), es un tratado internacional que ofrece el marco para la conservación y el uso racional de los humedales y sus recursos (Convención de Ramsar, 2014). En México, esta Convención entró en vigor en 1986, y al día de hoy cuenta con 142 sitios bajo su denominación con un equivalente de 8,657,057 ha (Convención de Ramsar, s.f.). En dicho acuerdo, México se compromete a cumplir y mantener las características excepcionales que les permitieron su designación.

Es importante señalar que dentro del análisis de los resultados de la simulación no se incluyeron las UGA debido a que estas no son consideradas como áreas sensibles y más bien corresponden a unidades territoriales administrativas, definidas por factores biológicos y físicos, pero principalmente por factores políticos, económicos y sociales homogéneos, que en conjunto confluyen a la planeación y ordenamiento territorial.

Con la finalidad de resumir y exponer los resultados obtenidos para la presencia de hidrocarburos en la superficie marina y en las costas a través de OSCAR, se utilizó la probabilidad de presencia y los tiempos mínimos de arribo criterio principal para definir las áreas sensibles. Para la discusión de los resultados, se seleccionaron aquellas áreas sensibles con tiempos de arribo a la superficie marina iguales o menores a 14 días, así como las áreas sensibles con presencia de hidrocarburos en las costas en tiempos iguales o menores a 35 días. Los resultados completos con los tiempos mínimos de arribo y los valores de probabilidad para todas las áreas sensibles evaluadas pueden consultarse en el Capítulo 5, Anexo 5.6.2 y Anexo 5.6.3.

Los resultados de la simulación de derrame de hidrocarburos se encuentran descrita en dos secciones. La primera corresponde a los resultados para un evento no planeado en la MODU (AP-E4 y AP-E5) y la segunda corresponde a los resultados obtenidos para el Jack-up (AS-E4 y AS-E5). En ambos casos, ocurre la liberación de crudo (*Eldfisk 2000*) al mar (AP-E4 y AS-E4) en cada uno, fueron evaluados dos casos: la aplicación de un *capping stack* y pozo de alivio como medidas de contención durante dos temporadas, de lluvias y de secas. Además, se consideraron dos escenarios alternativos donde se simula el derrame de diésel marino debido a una colisión con la plataforma (AP-E5 y AS-E5), para estos eventos no consideraron medidas de contención y solo se consideró un inventario finito de hidrocarburo; para esta simulación también se consideraron dos temporadas. Debido a la gran cantidad de mapas se seleccionó la temporada y tipo de medida de contención que presentó los menores tiempos de arribo a la costa o la superficie marina. El conjunto completo de mapas puede consultarse en el Capítulo 5, Anexo 5.6.2.3.

Tabla 2-23. Mapa seleccionado que presenta el menor tiempo de arribo a la costa.

Temporada	MODU	Jack-up
Secas	*Capping stack*	Pozo de alivio

Fuente: AECOM, 2020.

2.2.3.1 MODU

2.2.3.1.1 AP-E4 (*Eldfisk 2000*)

Capping stack

- Temporada de secas

La Tabla 2-24 muestra15 áreas sensibles correspondientes a RMP, SPM y AICA que fueron identificadas como áreas con probabilidad de presentar hidrocarburos en la superficie marina dentro de los primeros 14 días posterior al reventón de pozo simulado. La **RMP Cayos Campeche**, **RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos** y **SPM Cañón Submarino de Campeche** obtuvieron un 100% de probabilidad de presentar hidrocarburos en su superficie con un tiempo mínimo de arribo de un día. El área sensible **RMP Giro Tamaulipeco** también presentó una probabilidad del 100%, sin embargo, el tiempo mínimo de arribo fue de una semana. A estas áreas le siguieron

el **SPM Volcán Submarino Chapopote** con una probabilidad del 90% y un tiempo mínimo de arribo de cuatro días.

La Tabla 2-24 también muestra 45 áreas sensibles, incluyendo siete tipos distintos de designaciones, que presentaron probabilidad de presencia de crudo en costas dentro de los primeros 35 días después del reventón de pozo simulado . El crudo podría alcanzar el **RMP, AICA** y **RTP Pantanos de Centla – Laguna de Términos**, el **SPM Humedales Costeros** y **Plataforma Continental de Tabasco**, la **RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla** y el **AICA** y **RTP Pantanos de Centla** 15 días después del reventón con probabilidades bajas, entre 6% y 23%. Sin embargo, la **ANP, RMP, AICA** y **RHP Los Tuxtlas**, **SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas**, **RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión** mostraron tiempos mínimos de arribo de 19 días con mayores probabilidades de presencia en sus costas (65%). La **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo** obtuvo la probabilidad más alta (68%) de presentar hidrocarburos en sus costas con un tiempo mínimo de arribo de 20 días. Esta RMP mostró la más alta probabilidad de presencia en sus costas entre el amplio rango de resultados de la simulación.

Las tablas con los resultados completos de la simulación de derrame de hidrocarburos para la MODU se pueden consultar en el Capítulo 5, Anexo 5.6.2.2.

Tabla 2-24. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / *capping stack* / temporada de secas).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	15	23
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	15	23
3	SPM Cañón Submarino de Campeche	1	100	RHP Laguna de Términos - Pantanos de Centla	15	8
4	SPM Laguna de Términos	3	87	AICA Pantanos De Centla	15	8
5	AICA Islas De La Sonda De Campeche	3	48	RTP Pantanos de Centla	15	6
6	SPM Volcán Submarino Chapopote	4	90	ANP Los Tuxtlas	19	65
7	RMP Sonda de Campeche	5	66	RMP Los Tuxtlas	19	65
8	SPM Escarpe de Campeche	5	59	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	19	65
9	RMP Giro Tamaulipeco	7	100	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	19	65
10	RMP Fosa Segsbee	7	88	RHP Los Tuxtlas	19	65
11	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	10	40	AICA Los Tuxtlas	19	65
12	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	14	81	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	20	34
13	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	14	61	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	20	34
14	SPM Montes Submarinos de Sigsbee	14	36	AICA Humedales De Alvarado	20	34
15	RMP Escarpe Campeche	14	13	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	20	68
16	-	-	-	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	20	53
17	-	-	-	AICA Centro De Veracruz	20	53
18	-	-	-	RAMSAR La Mancha y El Llano	20	36
19	-	-	-	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	20	33
20	-	-	-	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	20	10
21	-	-	-	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	21	33
22	-	-	-	RTP Humedales del Papaloapan	21	33
23	-	-	-	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	22	32

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
24	-	-	-	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	22	32
25	-	-	-	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	25	32
26	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	26	31
27	-	-	-	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	27	10
28	-	-	-	RTP Laguna Madre	27	10
29	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	27	8
30	-	-	-	RMP Laguna Madre	27	8
31	-	-	-	SPM Laguna Madre	27	8
32	-	-	-	AICA Laguna Madre	27	8
33	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	27	46
34	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	27	46
35	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	27	46
36	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	29	24
37	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan	29	2
38	-	-	-	RMP Tecolutla	31	23
39	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	31	23
40	-	-	-	RHP Río Tecolutla	31	19
41	-	-	-	AICA Delta Del Rio Bravo	34	6
42	-	-	-	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	35	12
43	-	-	-	ANP Playa de Rancho Nuevo	35	10
44	-	-	-	RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo	35	10
45	-	-	-	RTP Rancho Nuevo	35	10

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

La Figura 2-11 y Figura 2-12 presentan las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de los hidrocarburos a la superficie marina de áreas sensibles, respectivamente, durante la temporada de secas. De acuerdo con la Figura 2-11, los contornos de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina están orientados principalmente hacia el noroeste con respecto al sitio de liberación en la ubicación del *Pozo Compromiso*.

Los resultados del modelo indican que hasta un 40% de las trayectorias individuales podrían abandonar aguas nacionales hacia el norte dentro de los primeros 40 días. La superficie marina con la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie (100%) se confinó dentro de los primeros 100 km al noroeste del *Pozo Compromiso*. Hasta 600 km al noroeste del *Pozo Compromiso*, se observaron probabilidades entre 70% y 90% mientras que a 720 km se encontraron probabilidades entre 30% y 70% en la misma dirección. Relativamente pocas trayectorias (menos del 30%) alcanzaron distancias de 890 km al norte del sitio del derrame y las superficies marinas con presencia de hidrocarburos que mostraron probabilidades menores al 50% podrían alcanzarse dentro de los primeros 30 días después del derrame.

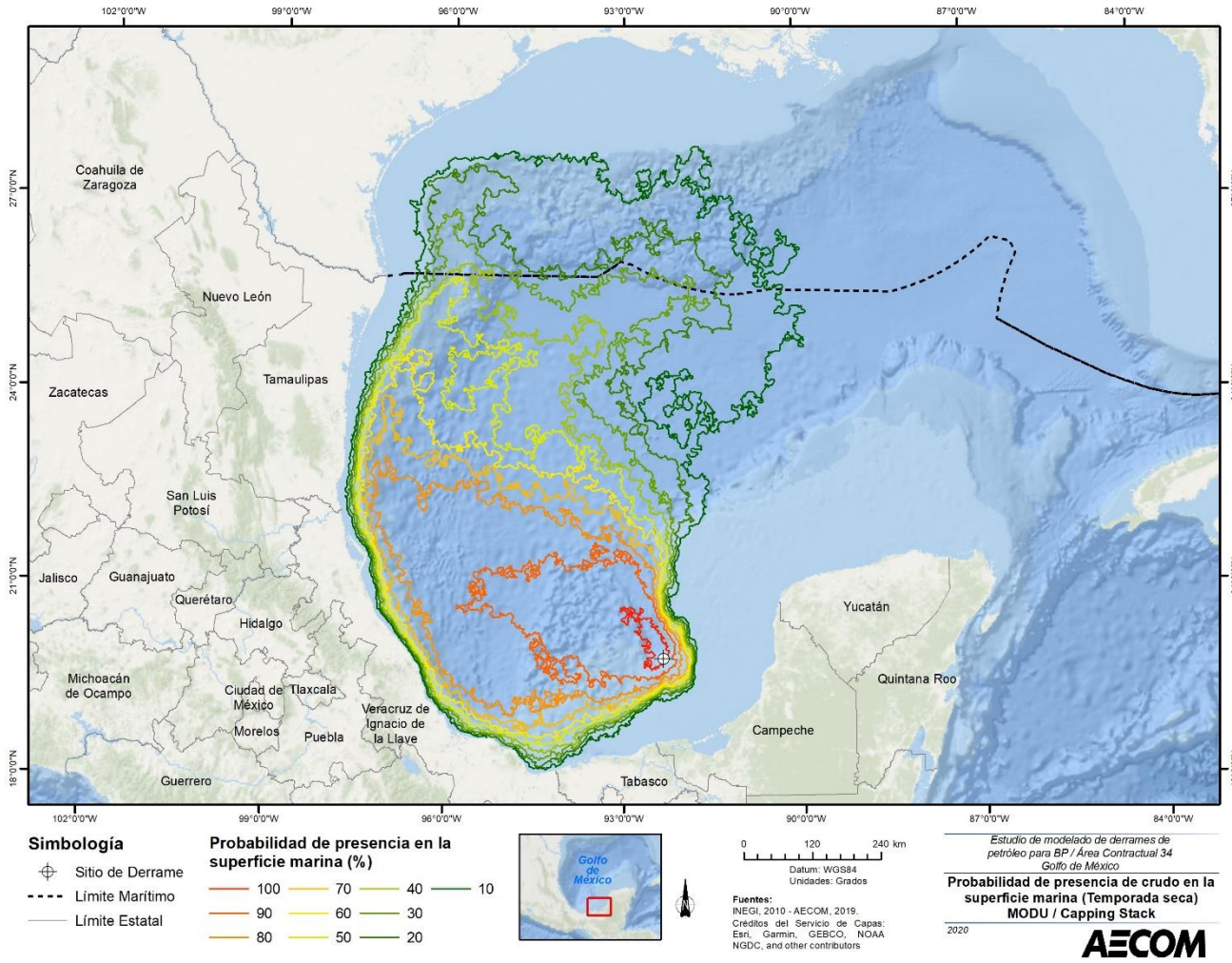

Figura 2-11. Probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina (MODU / *capping stack* / temporada de secas).

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

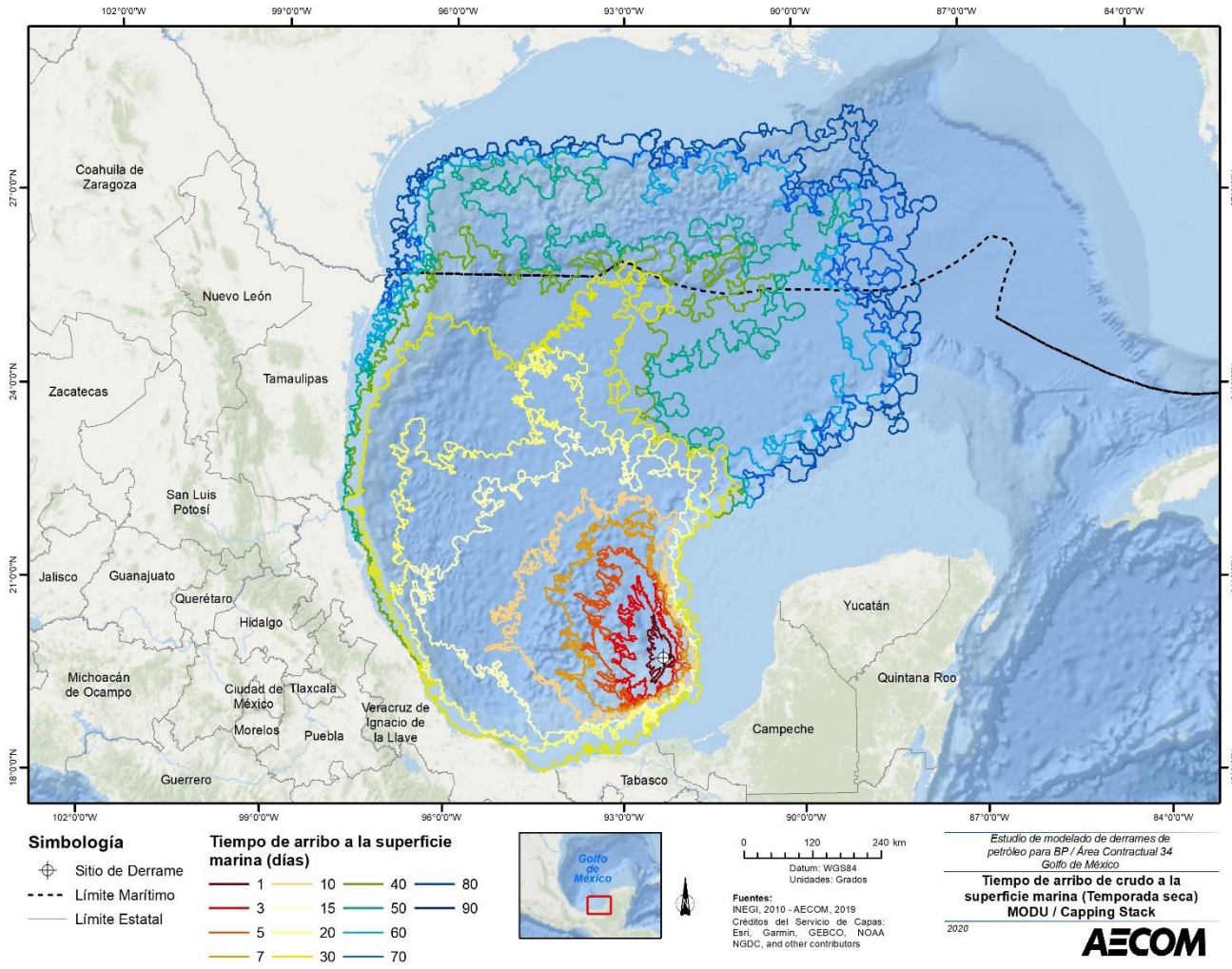

Figura 2-12. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a la superficie marina (MODU / *capping stack* / temporada de secas)

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

Por otra parte, la Figura 2-13 y la Figura 2-14 presentan las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de los hidrocarburos a las costas de áreas sensibles, respectivamente, durante la temporada de secas. Las zonas costeras con las probabilidades más altas de presencia (60% a 70%) se localizan al oeste y suroeste en el estado de Veracruz (donde se encuentran las áreas sensibles de **Los Tuxtlas** y **Laguna Verde – Antón Lizardo**), con respecto a la ubicación de *Pozo Compromiso*. Los tiempos de arribo a las costas de Tabasco y al sur de Veracruz fueron entre 14 a 25 días; mientras que la presencia de hidrocarburos en las costas de Tamaulipas y norte de Veracruz fue de entre 25 y 90 días. Por otro lado, el crudo podría alcanzar las costas de los Estados Unidos entre 90 y 118 días posterior al derrame.

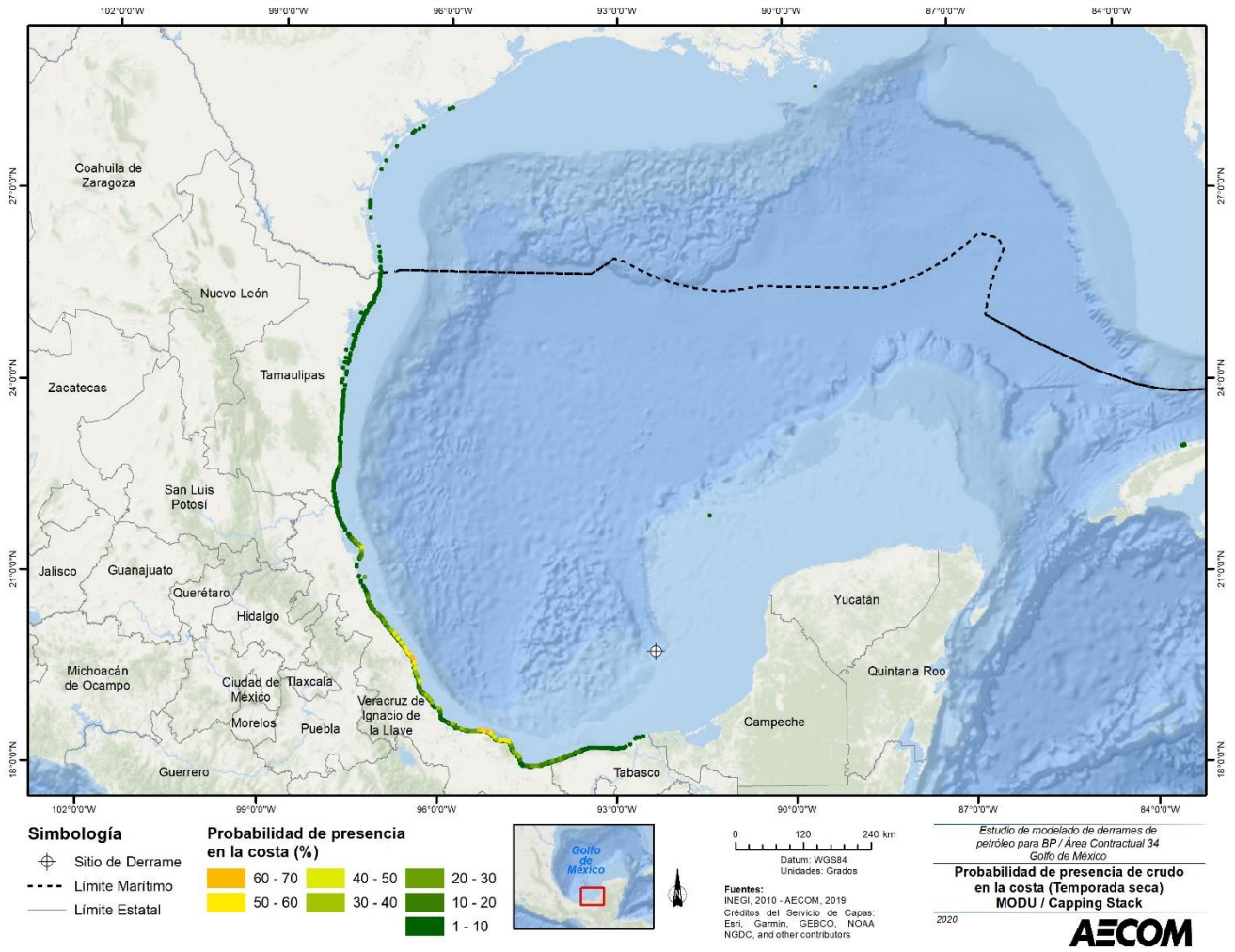

Figura 2-13. Probabilidades de presencia de hidrocarburos en las costas (MODU / *capping stack* / temporada de secas)

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

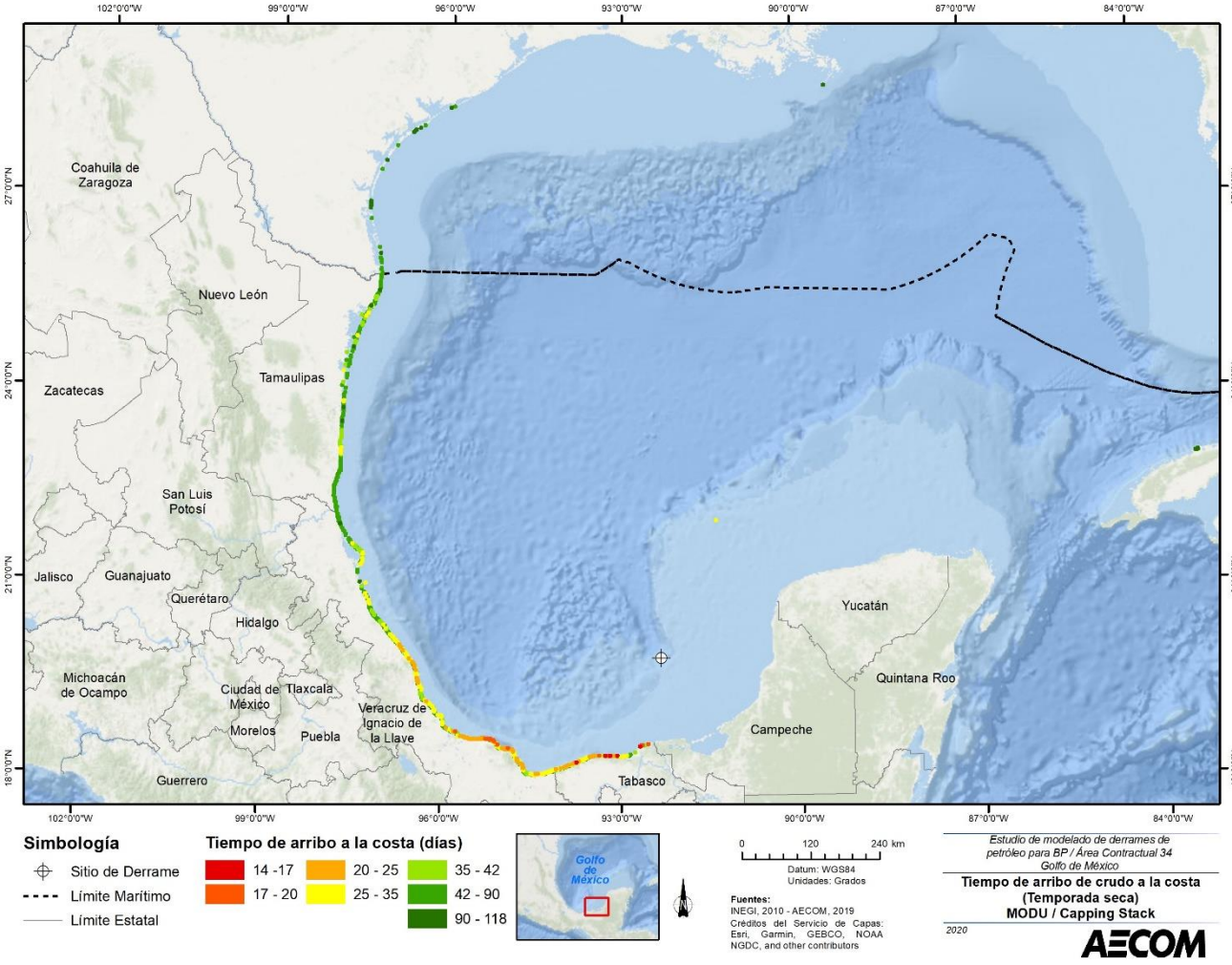

Figura 2-14. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a las costas (MODU / *capping stack* / temporada de secas).

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

- Temporada de lluvias

En la Tabla 2-25 se muestran las probabilidades de presencia, y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburos a la superficie marina y las costas de áreas sensibles para la temporada de lluvias.

Para la presencia de hidrocarburos en la superficie, se identificaron 11 áreas sensibles correspondientes a RMP, SPM y AICA con posibilidad de presencia de crudo dentro de los primeros 14 días posterior al reventón de pozo simulado. La **RMP Cayos Campeche** y **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** tuvieron un 100% de probabilidad de presencia con tiempos de arribo de un día. El **SPM Cañón Submarino de Campeche** y la **RMP Giro Tamaulipeco** también mostraron un 100% de probabilidad con tiempos mínimos de arribo de dos y ocho días, respectivamente. A estas áreas le siguió el **SPM Laguna de Términos** con una probabilidad de 99% y un tiempo mínimo de arribo de tres días.

Por otro lado, ninguna de las áreas sensibles analizadas podría presentar crudo en sus costas antes de los 17 días posterior al reventón de pozo simulado. La Tabla 2-25 muestra 54 áreas sensibles incluyendo siete tipos de

designaciones que podrían presentar crudo en sus costas dentro de los primeros 35 días tras el reventón de pozo. El crudo lograría alcanzar las **RHP, ANP** y **AICA Los Tuxtlas**, la **SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas** y la **RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión**, 17 días posteriores al reventón de pozo simulado con probabilidades entre el 77% y el 81%. La **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo** presentó la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos en sus costas (85%) con un tiempo de arribo de 21 días, dentro de un amplio rango de resultados probables de la simulación. La **RHP Río La Antigua, ANP Playa de Rancho Nuevo**, y **RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo** presentaron tiempos mínimos de arribo de 34 días con probabilidades de 23%, 41% y 41%, respectivamente.

Tabla 2-25. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / *capping stack* / temporada de lluvias).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	RHP Los Tuxtlas	17	81
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	ANP Los Tuxtlas	17	77
3	SPM Cañón Submarino de Campeche	2	100	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	17	77
4	SPM Laguna de Términos	3	99	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	17	77
5	RMP Sonda de Campeche	5	87	AICA Los Tuxtlas	17	77
6	AICA Islas De La Sonda De Campeche	5	59	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	18	51
7	RMP Giro Tamaulipeco	8	100	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	18	51
8	SPM Volcán Submarino Chapopote	13	87	RMP Los Tuxtlas	18	81
9	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	13	44	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	21	85
10	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	14	58	SPM Ciénega del Fuerte de Anaya - Rio Nautla	22	34
11	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	14	56	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	23	80
12	-	-	-	AICA Centro De Veracruz	23	80
13	-	-	-	RAMSAR La Mancha y El Llano	23	65
14	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	23	69
15	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	23	69
16	-	-	-	AICA Humedales Del Sur De Tamaulipas Y Norte De Veracruz	23	28
17	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	23	69
18	-	-	-	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	24	60
19	-	-	-	RMP Laguna San Andrés	24	49
20	-	-	-	RTP Laguna de San Andrés	24	49
21	-	-	-	RHP Cenotes de Aldama	24	49
22	-	-	-	RMP Tecolutla	25	42
23	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	25	42
24	-	-	-	RHP Río Tecolutla	25	33
25	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	27	50
26	-	-	-	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	28	58
27	-	-	-	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	28	58
28	-	-	-	AICA Humedales De Alvarado	28	58
29	-	-	-	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	28	47

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
30	-	-	-	RTP Humedales del Papaloapan	28	47
31	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	28	56
32	-	-	-	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	29	60
33	-	-	-	RMP Laguna Madre	29	60
34	-	-	-	SPM Laguna Madre	29	60
35	-	-	-	RTP Laguna Madre	29	60
36	-	-	-	AICA Laguna Madre	29	60
37	-	-	-	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	29	51
38	-	-	-	RTP Rancho Nuevo	29	51
39	-	-	-	AICA Delta Del Rio Bravo	29	60
40	-	-	-	RAMSAR Laguna de Tamiahua	29	22
41	-	-	-	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	29	53
42	-	-	-	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	29	39
43	-	-	-	AICA Desembocadura Del Rio Soto La Marina	30	49
44	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan	30	22
45	-	-	-	RHP Río Bravo Internacional	30	46
46	-	-	-	AICA Tecolutla	30	33
47	-	-	-	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	31	39
48	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	31	39
49	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Sur de Tamaulipas	32	28
50	-	-	-	RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz	32	5
51	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	32	60
52	-	-	-	RHP Río La Antigua	34	23
53	-	-	-	ANP Playa de Rancho Nuevo	34	41
54	-	-	-	RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo	34	41

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

Pozo de alivio

- Temporada de secas

De acuerdo con la Tabla 2-26, 15 áreas sensibles, con designaciones de RMP, SPM, y AICA podrían presentar crudo en su superficie dentro de los primeros 14 días del reventón de pozo simulado. Las áreas sensibles de **RMP Cayos Campeche**, **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** y **SPM Cañón Submarino de Campeche** tuvieron una probabilidad del 100% con un tiempo mínimo de arribo de un día. El **SPM Volcán Submarino Chapopote** y el **RMP Giro Tamaulipeco** también mostraron un 100% de probabilidad de presencia de crudo en su superficie con tiempos mínimos de arribo de cinco y siete días, respectivamente. A estas áreas le siguen el **SPM Laguna de Términos** con 99% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en su superficie y un tiempo mínimo de arribo de dos días, y la **RMP Fosa Segsbee** con un 98% de probabilidad y un tiempo de arribo de seis días. La **RMP Los Tuxtlas** y **RMP Delta del Río Coatzacoalcos** tuvieron un tiempo mínimo de arribo de 14 días con altas probabilidades de presencia (94% y 81%, respectivamente).

Por otro lado, ninguna de las áreas sensibles podría ser afectada en sus costas antes de los 14 días posteriores al reventón de pozo. La Tabla 2-26 muestra que 52 áreas sensibles, con siete tipos de designaciones, podrían ser afectadas por la presencia de crudo en sus costas dentro de los primeros 35 días tras el reventón de pozo. El crudo podría alcanzar la **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos**, el **SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco**, la **RTP** y **AICA Pantanos de Centla**, y la **RHP Laguna de Términos – Pantanos de Centla**,14 días después del reventón de pozo con probabilidades bajas (entre 11% y 34%). Sin embargo, la **SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas**, la **RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión**, y la **ANP, RMP, RHP** y **AICA Los Tuxtlas** presentaron las mayores probabilidades de presencia de hidrocarburos en sus costas (87%) con un tiempo mínimo de arribo de 18 días de un amplio rango de posibles resultados. El **SPM Humedales Costeros del Centro de Veracruz** y el **AICA Centro De Veracruz**, presentaron probabilidades de 86% y tiempos de arribo de 20 días.

Tabla 2-26. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / pozo de alivio / temporada seca).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	14	34
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	14	34
3	SPM Cañón Submarino de Campeche	1	100	RTP Pantanos de Centla	14	11
4	SPM Laguna de Términos	2	99	RHP Laguna de Términos - Pantanos de Centla	14	11
5	AICA Islas De La Sonda De Campeche	3	72	AICA Pantanos De Centla	14	11
6	SPM Escarpe de Campeche	4	72	ANP Los Tuxtlas	18	87
7	SPM Volcán Submarino Chapopote	5	100	RMP Los Tuxtlas	18	87
8	RMP Fosa Segsbee	6	98	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	18	87
9	RMP Giro Tamaulipeco	7	100	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	18	87
10	RMP Sonda de Campeche	7	86	RHP Los Tuxtlas	18	87
11	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	12	56	AICA Los Tuxtlas	18	87
12	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	13	99	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	18	61
13	SPM Montes Submarinos de Sigsbee	13	58	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	20	87
14	RMP Los Tuxtlas	14	94	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	20	86
15	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	14	81	AICA Centro De Veracruz	20	86
16	-	-	-	RAMSAR La Mancha y El Llano	20	65
17	-	-	-	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	20	60
18	-	-	-	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	20	60
19	-	-	-	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	21	66
20	-	-	-	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	21	60
21	-	-	-	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	21	60
22	-	-	-	RTP Humedales del Papaloapan	21	60
23	-	-	-	AICA Humedales De Alvarado	21	60
24	-	-	-	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	26	47
25	-	-	-	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	26	47
26	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	26	63

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
27	-	-	-	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	27	27
28	-	-	-	RMP Laguna Madre	27	27
29	-	-	-	SPM Laguna Madre	27	27
30	-	-	-	RTP Laguna Madre	27	27
31	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	27	26
32	-	-	-	AICA Laguna Madre	27	26
33	-	-	-	RHP Río La Antigua	27	36
34	-	-	-	RMP Tecolutla	28	44
35	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	28	44
36	-	-	-	RMP Laguna San Andrés	28	50
37	-	-	-	RTP Laguna de San Andrés	28	50
38	-	-	-	RHP Cenotes de Aldama	28	50
39	-	-	-	SPM Ciénega del Fuerte de Anaya - Rio Nautla	29	46
40	-	-	-	AICA Delta Del Rio Bravo	29	27
41	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	31	76
42	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	31	76
43	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	31	76
44	-	-	-	RHP Río Tecolutla	31	39
45	-	-	-	AICA Humedales Del Sur De Tamaulipas Y Norte De Veracruz	32	29
46	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Sur de Tamaulipas	32	20
47	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan	35	22
48	-	-	-	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	35	36
49	-	-	-	RTP Rancho Nuevo	35	34
50	-	-	-	ANP Playa de Rancho Nuevo	35	33
51	-	-	-	RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo	35	33
52	-	-	-	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	35	29

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

- Temporada de lluvias

La Tabla 2-27 presenta los resultados de las probabilidades y tiempos mínimos de arribo para la presencia de crudo en la superficie marina y en las costas de distintas áreas sensibles durante la temporada de lluvias.

Para el análisis de impacto a la superficie marina, se obtuvieron 12 áreas sensibles (con designaciones de RMP, SPM y AICA), que podrían presentar crudo en los primeros 14 días tras el derrame. Las áreas sensibles de **RMP Cayos Campeche** y **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** tuvieron un 100% de probabilidad con un tiempo mínimo de arribo de un día. El **SPM Cañón Submarino de Campeche**, el **SPM Laguna de Términos**, la **RMP Giro Tamaulipeco**, y la **RMP Fosa Segsbee** también presentaron un 100% de probabilidad, pero con tiempos de arribo de 2, 4, 8, y 13 días, respectivamente. Le sigue el **SPM Volcán Submarino Chapopote** con un 97% de probabilidad de presencia y un tiempo mínimo de arribo de 13 días. Finalmente, la **RMP Delta del Río**

Coatzacoalcos y el **SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos** presentó crudo a los 14 días del derrame con probabilidades de 87% y 80%, respectivamente.

De acuerdo con la Tabla 2-27 muestra 54 áreas sensibles (con siete designaciones distintas) que podrían presentar hidrocarburos en sus costas. El crudo podría afectar la **RHP, ANP** y **AICA Los Tuxtlas**, la **RMP Delta del Río Coatzacoalcos**, el **SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos** y el **RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión** 17 días después del reventón de pozo, con probabilidades entre 79% y 97%. La **RMP Laguna Antón – Lizardo** mostró las probabilidades más altas (99%) de un amplio rango de posibilidades en la simulación, con tiempos mínimos de arribo de 21 días. La **RHP Río La Antigua** y el **RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz** presentaron tiempos mínimos de arribo más altos (35 días) y bajas probabilidades de afectación (24% y 43%, respectivamente).

Tabla 2-27. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / pozo de alivio / temporada de lluvias).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	17	79
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	17	79
3	SPM Cañón Submarino de Campeche	2	100	ANP Los Tuxtlas	17	97
4	SPM Laguna de Términos	4	100	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	17	97
5	RMP Sonda de Campeche	5	86	RHP Los Tuxtlas	17	97
6	AICA Islas De La Sonda De Campeche	6	74	AICA Los Tuxtlas	17	97
7	RMP Giro Tamaulipeco	8	100	RMP Los Tuxtlas	18	97
8	RMP Fosa Segsbee	13	100	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	18	97
9	SPM Volcán Submarino Chapopote	13	97	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	21	99
10	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	13	83	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	22	94
11	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	14	87	AICA Centro De Veracruz	22	94
12	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	14	80	RAMSAR La Mancha y El Llano	23	89
13	-	-	-	RMP Tecolutla	23	58
14	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	23	58
15	-	-	-	RHP Río Tecolutla	23	53
16	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	23	81
17	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	26	95
18	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	26	95
19	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	26	95
20	-	-	-	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	26	79
21	-	-	-	RTP Laguna de San Andrés	27	79
22	-	-	-	RHP Cenotes de Aldama	27	79
23	-	-	-	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	27	72
24	-	-	-	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	27	80
25	-	-	-	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	27	78
26	-	-	-	SPM Ciénega del Fuerte de Anaya - Rio Nautla	27	56
27	-	-	-	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	27	80

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
28	-	-	-	AICA Humedales De Alvarado	27	80
29	-	-	-	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	27	78
30	-	-	-	RTP Humedales del Papaloapan	27	78
31	-	-	-	RAMSAR Laguna de Tamiahua	28	32
32	-	-	-	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	28	81
33	-	-	-	RMP Laguna Madre	28	81
34	-	-	-	RTP Laguna Madre	28	81
35	-	-	-	AICA Desembocadura Del Rio Soto La Marina	28	72
36	-	-	-	RMP Laguna San Andrés	28	79
37	-	-	-	AICA Tecolutla	28	45
38	-	-	-	RTP Rancho Nuevo	29	72
39	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	29	81
40	-	-	-	SPM Laguna Madre	29	81
41	-	-	-	AICA Laguna Madre	29	81
42	-	-	-	AICA Humedales Del Sur De Tamaulipas Y Norte De Veracruz	29	47
43	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Sur de Tamaulipas	29	43
44	-	-	-	ANP Playa de Rancho Nuevo	29	69
45	-	-	-	RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo	29	69
46	-	-	-	AICA Delta Del Rio Bravo	29	79
47	-	-	-	RHP Río Bravo Internacional	30	68
48	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan	30	30
49	-	-	-	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	30	72
50	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	32	79
51	-	-	-	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	32	67
52	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	32	67
53	-	-	-	RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz	35	24
54	-	-	-	RHP Río La Antigua	35	43

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

2.2.3.1.2 AP-E5 (Diésel marino)

Para una la liberación de diésel marino al mar debido a una colisión, la simulación no presentó resultados para presencia de hidrocarburos en la costa; por lo tanto, la descripción muestra solo los resultados para el impacto a la superficie marina durante la temporada de secas y de lluvias.

Colisión de la plataforma

- Temporada de secas

En la Tabla 2-28 se muestran las 11 áreas sensibles (con designaciones de RMP, SPM y AICA) que presentaron diésel en su superficie dentro de los primeros ocho días tras la colisión de plataforma en temporada de secas. La **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** tuvo una probabilidad de presencia del 100% y un tiempo

mínimo de arribo de 0.13 días (3.12 h). La **RMP Cayos Campeche**, el **SPM Cañón Submarino de Campeche** y el **SPM Laguna de Términos** podrían presentar diésel marino en sus superficies en 0.13 días, 0.63 días (15.2 h) y un día después de la colisión, respectivamente.

Tabla 2-28. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (MODU / colisión de plataforma / temporada de secas).

No.	Impacto en la superficie marina		
	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	0.13	100
2	RMP Cayos Campeche	0.13	26
3	SPM Cañón Submarino de Campeche	0.63	37
4	SPM Laguna de Terminos	1	5
5	AICA Islas De La Sonda De Campeche	1.38	3
6	SPM Escarpe de Campeche	4	2
7	SPM Volcán Submarino Chapopote	5	3
8	RMP Fosa Segsbee	6	2
9	RMP Sonda de Campeche	6	2
10	RMP Giro Tamaulipeco	6	2
11	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	8	1

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

- Temporada de lluvias

En la Tabla 2-29 se muestran las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de diésel marino en la superficie de áreas sensibles; diez de ellas, con designaciones de RMP, SPM y AICA, podrían presentar impacto dentro de los primeros 14 días tras la colisión. La **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** obtuvo un 100% de probabilidad de presencia y un tiempo mínimo de arribo de 0.13 días (3.12 h). El **SPM Cañón Submarino de Campeche** podría presentar diésel marino en su superficie un día posterior a la colisión con un 28% de probabilidad.

Tabla 2-29. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (colisión con la embarcación / temporada de lluvias).

No.	Impacto en la superficie marina		
	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	0.13	100
2	RMP Cayos Campeche	0.38	28
3	SPM Cañón Submarino de Campeche	1	28
4	SPM Laguna de Términos	2	13
5	RMP Sonda de Campeche	3	4
6	AICA Islas De La Sonda De Campeche	6	4
7	RMP Giro Tamaulipeco	6	3
8	SPM Volcán Submarino Chapopote	9	1
9	RMP Fosa Segsbee	12	1
10	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	14	1

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

2.2.3.2 Jack-up

2.2.3.2.1 AS-E4 (*Eldfisk 2000*)

Capping stack

- Temporada de secas

De acuerdo con la información presentada en la Tabla 2-30, 13 áreas sensibles, con designación de RMP, SPM y AICA, presentaron probabilidad de presencia de crudo en su superficie, dentro de los 14 días posteriores al reventón de pozo simulado. Las áreas **RMP Cayos Campeche** y **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** obtuvieron un 100% de probabilidad con un tiempo de arribo de un día. El **SPM Cañón Submarino de Campeche** también presentó un 100% de probabilidad, sin embargo, su tiempo mínimo de arribo fue de dos días. A estas áreas le siguen el **SPM Laguna de Términos** con un 99% de probabilidad de presencia de hidrocarburo en su superficie y un tiempo mínimo de arribo de un día. La **RMP Giro Tamaulipeco** obtuvo un 95% de probabilidad y un tiempo de arribo de ocho días.

La Tabla 2-30 muestra 49 áreas sensibles, con siete tipos distintos de designación, que podrían presentar crudo 20 días después de ocurrido el derrame. El crudo podría afectar ocho áreas sensibles en un tiempo de 20 días: **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo**, **SPM Humedales Costeros del Centro de Veracruz**, **RTP Dunas Costeras del Centro de Veracruz**, **AICA Centro de Veracruz**, la **RMP**, **ANP** y **AICA Los Tuxtlas** y **SPM Plataforma Continental frente a los Tuxtlas**, con probabilidades variables entre 23% y 44%. Cuatro de ellas presentaron las más altas probabilidades (44%) con un tiempo mínimo de arribo de 20 días entre todos los posibles resultados de la simulación.

Tabla 2-30. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / *capping stack* / temporada de secas).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	ANP Los Tuxtlas	20	44
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	RMP Los Tuxtlas	20	44
3	SPM Laguna de Términos	1	99	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	20	44
4	SPM Cañón Submarino de Campeche	2	100	AICA Los Tuxtlas	20	44
5	AICA Islas De La Sonda De Campeche	2	66	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	20	37
6	RMP Sonda de Campeche	4	81	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	20	29
7	SPM Escarpe de Campeche	4	55	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	20	23
8	SPM Volcán Submarino Chapopote	5	87	AICA Centro De Veracruz	20	29
9	RMP Fosa Segsbee	7	80	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	21	15
10	RMP Giro Tamaulipeco	8	95	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	21	18
11	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	9	18	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	21	18
12	RMP Escarpe Campeche	10	11	RTP Humedales del Papaloapan	21	15
13	SPM Montes Submarinos de Sigsbee	13	34	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	21	17
14	-	-	-	RHP Los Tuxtlas	21	44
15	-	-	-	ANP Laguna de Términos	21	4
16	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos	21	4
17	-	-	-	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	21	11
18	-	-	-	SPM Laguna de Términos	21	4
19	-	-	-	RTP Pantanos de Centla	21	4

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
20	-	-	-	RHP Laguna de Términos - Pantanos de Centla	21	4
21	-	-	-	AICA Laguna De Términos	21	4
22	-	-	-	RAMSAR La Mancha y El Llano	22	23
23	-	-	-	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	22	44
24	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	25	20
25	-	-	-	AICA Humedales De Alvarado	25	18
26	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	26	11
27	-	-	-	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	27	11
28	-	-	-	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	27	11
29	-	-	-	RHP Río La Antigua	27	9
30	-	-	-	AICA Pantanos De Centla	28	2
31	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	32	23
32	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	32	23
33	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	32	23
34	-	-	-	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	32	5
35	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	32	3
36	-	-	-	RMP Laguna Madre	32	5
37	-	-	-	RMP Tecolutla	32	14
38	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	32	14
39	-	-	-	SPM Laguna Madre	32	5
40	-	-	-	RTP Laguna Madre	32	5
41	-	-	-	AICA Laguna Madre	32	3
42	-	-	-	RMP Laguna San Andrés	33	10
43	-	-	-	RTP Laguna de San Andrés	33	10
44	-	-	-	RHP Cenotes de Aldama	33	10
45	-	-	-	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	34	6
46	-	-	-	RTP Rancho Nuevo	34	6
47	-	-	-	ANP Playa de Rancho Nuevo	34	6
48	-	-	-	RAMSAR Playa Tortuguera Rancho Nuevo	34	6
49	-	-	-	RHP Río Tecolutla	35	10

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

- Temporada de lluvias

En la Tabla 2-31 se presentan las probabilidades y tiempos mínimos de arribo de presencia de hidrocarburos en la superficie de áreas sensibles. Nueve de ellas, con designaciones correspondientes a RMP, SPM y AICA, podrían presentar crudo en un tiempo menor a los 14 días posterior al derrame. Las áreas de **RMP Cayos Campeche**, **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** y **SPM Laguna de Términos** obtuvieron un 100% de probabilidad y un tiempo mínimo de arribo de un día posterior al reventón. El **SPM Cañón Submarino de**

Campeche también presentó un 100% de probabilidad, a diferencia de los anteriores, con tres días de arribo. Les siguen la **RMP Giro Tamaulipeco** con un 98% de probabilidad y un tiempo mínimo de arribo de 11 días y la **RMP Sonda de Campeche** con un 91% de probabilidad y un tiempo mínimo de arribo de dos días.

La Tabla 2-32 muestra 45 áreas sensibles, incluyendo siete tipos distintos de designación, que podrían presentar hidrocarburos en sus costas en un periodo de entre 20 y 35 días. La **SPM Ciénega del Fuerte de Anaya – Rio Nautla** podría presentar crudo en un periodo de 20 días con una probabilidad del 32%. La **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo** presentó la mayor probabilidad de impacto (70%) y un tiempo mínimo de 22 días de todos los posibles resultados de la simulación. El **SPM Humedales Costeros del Centro de Veracruz** y el **AICA Centro de Veracruz** también presentaron altas probabilidades (69%). Siete áreas sensibles presentaron probabilidades con valores de 53%, 64% y 68%.

Tabla 2-31. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / *capping stack* / temporada de lluvias).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	SPM Ciénega del Fuerte de Anaya - Rio Nautla	20	32
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	22	70
3	SPM Laguna de Términos	1	100	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	23	36
4	RMP Sonda de Campeche	2	91	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	23	36
5	SPM Cañón Submarino de Campeche	3	100	ANP Los Tuxtlas	24	64
6	AICA Islas De La Sonda De Campeche	4	81	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	24	64
7	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	9	37	RHP Los Tuxtlas	24	68
8	RMP Giro Tamaulipeco	11	98	AICA Los Tuxtlas	24	64
9	SPM Volcán Submarino Chapopote	13	76	RMP Los Tuxtlas	24	68
10	-	-	-	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	24	64
11	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	25	37
12	-	-	-	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	26	69
13	-	-	-	AICA Centro De Veracruz	26	69
14	-	-	-	RAMSAR La Mancha y El Llano	26	53
15	-	-	-	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	27	44
16	-	-	-	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	27	40
17	-	-	-	AICA Humedales De Alvarado	27	38
18	-	-	-	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	27	37
19	-	-	-	RMP Tecolutla	28	25
20	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	28	25
21	-	-	-	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	28	33
22	-	-	-	RTP Humedales del Papaloapan	28	33
23	-	-	-	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	29	41
24	-	-	-	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	29	44
25	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	30	40
26	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	30	43
27	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan	30	9

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
28	-	-	-	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	30	26
29	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	30	26
30	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	31	43
31	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	31	43
32	-	-	-	RHP Río Tecolutla	32	23
33	-	-	-	RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz	34	7
34	-	-	-	RMP Laguna San Andrés	34	35
35	-	-	-	RTP Laguna de San Andrés	34	35
36	-	-	-	RHP Cenotes de Aldama	34	35
37	-	-	-	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	34	35
38	-	-	-	RMP Laguna Madre	34	35
39	-	-	-	SPM Laguna Madre	34	35
40	-	-	-	RTP Laguna Madre	34	35
41	-	-	-	AICA Laguna Madre	34	35
42	-	-	-	AICA Tecolutla	35	14
43	-	-	-	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	35	25
44	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	35	35
45	-	-	-	AICA Delta Del Rio Bravo	35	32

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

Pozo de alivio

- Temporada de secas

En la Tabla 2-32, se enlistan las 12 áreas sensibles, con designaciones correspondientes a RMP, SPM y AICA que presentaron crudo en sus superficies en un periodo de 14 días posterior al reventón de pozo simulado. Las áreas sensibles **RMP Cayos Campeche**, **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** y **SPM Laguna de Términos** obtuvieron un 100% de probabilidad de presentar crudo en sus superficies con un tiempo de arribo de un día. El **SPM Cañón Submarino de Campeche** y la **RMP Giro Tamaulipeco** también presentaron una probabilidad del 100%, sin embargo, obtuvieron tiempos de arribo de dos y ocho días, respectivamente. A éstas le siguen la **RMP Sonda de Campeche** con una probabilidad del 99% y tiempos de arribo de cuatro días y el **SPM Volcán Submarino Chapopote** con un 97% de probabilidad y un tiempo mínimo de arribo de seis días.

La Tabla 2-32 muestra 33 áreas sensibles, con siete tipos de designación, las cuales podrían ser afectadas por el hidrocarburo en menos de 35 días tras el reventón. El hidrocarburo podría presentarse en la **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo**, **RMP** y **RHP Los Tuxtlas** dentro de los primeros 19 días del reventón con probabilidades de 70% y 65%, respectivamente. La **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo** obtuvo las probabilidades más altas de presencia de hidrocarburo en las costas de todos los posibles resultados simulados. Sin embargo, la **ANP** y **AICA Los Tuxtlas**, **SPM Plataforma Continental Frente a los Tuxtlas** y **RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión** obtuvieron probabilidades del 65% y tiempos mínimos de arribo de 20 y 22 días, respectivamente. Otras cinco áreas sensibles (SPM, AICA, RMP y RTP) mostraron probabilidades de presencia mayores a 50%.

Tabla 2-32. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	RMP Los Tuxtlas	19	65
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	RHP Los Tuxtlas	19	65
3	SPM Laguna de Términos	1	100	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	19	70
4	SPM Cañón Submarino de Campeche	2	100	ANP Los Tuxtlas	20	65
5	AICA Islas De La Sonda De Campeche	3	88	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	20	65
6	RMP Sonda de Campeche	4	99	AICA Los Tuxtlas	20	65
7	SPM Escarpe de Campeche	4	78	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	21	17
8	SPM Volcán Submarino Chapopote	6	97	SPM Laguna de Términos	21	5
9	RMP Fosa Segsbee	7	96	RTP Pantanos de Centla	21	5
10	RMP Giro Tamaulipeco	8	100	RHP Laguna de Términos - Pantanos de Centla	21	5
11	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	10	34	AICA Laguna De Términos	21	5
12	SPM Montes Submarinos de Sigsbee	14	44	ANP Laguna de Términos	21	5
13	-	-	-	RAMSAR Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos	21	5
14	-	-	-	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	22	65
15	-	-	-	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	22	60
16	-	-	-	AICA Centro De Veracruz	22	60
17	-	-	-	RAMSAR La Mancha y El Llano	22	48
18	-	-	-	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	24	38
19	-	-	-	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	24	38
20	-	-	-	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	24	30
21	-	-	-	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	24	30
22	-	-	-	RTP Humedales del Papaloapan	24	30
23	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	25	17
24	-	-	-	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	25	40
25	-	-	-	RHP Río La Antigua	25	21
26	-	-	-	AICA Humedales De Alvarado	25	38
27	-	-	-	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	29	9
28	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	31	59
29	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	31	59
30	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	31	59
31	-	-	-	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	31	19
32	-	-	-	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	31	19
33	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	32	29

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

La Figura 2-15 muestra que los contornos de probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie están principalmente orientados hacia el noroeste respecto al sitio del reventón de pozo en la ubicación del *Pozo*

Compromiso. Los resultados del modelo indican que hasta un 40% de las trayectorias podrían abandonar aguas mexicanas hacia el norte en un periodo de 40 días (Figura 2-16).

La zona marina con mayores probabilidades de presencia de hidrocarburos en su superficie (100%) se encuentra confinada dentro de los 200 km al noroeste del *Pozo Compromiso*. Probabilidades entre 70% y 90%, se encuentran en un rango de hasta 960 km en la misma dirección. Relativamente menos trayectorias (menos del 30%) podrían alcanzar distancias de hasta 1,000 km al norte del sitio del derrame y superficies marinas con probabilidades de presencia de hidrocarburos menores a 60% se podrían alcanzar en un periodo de 30 días.

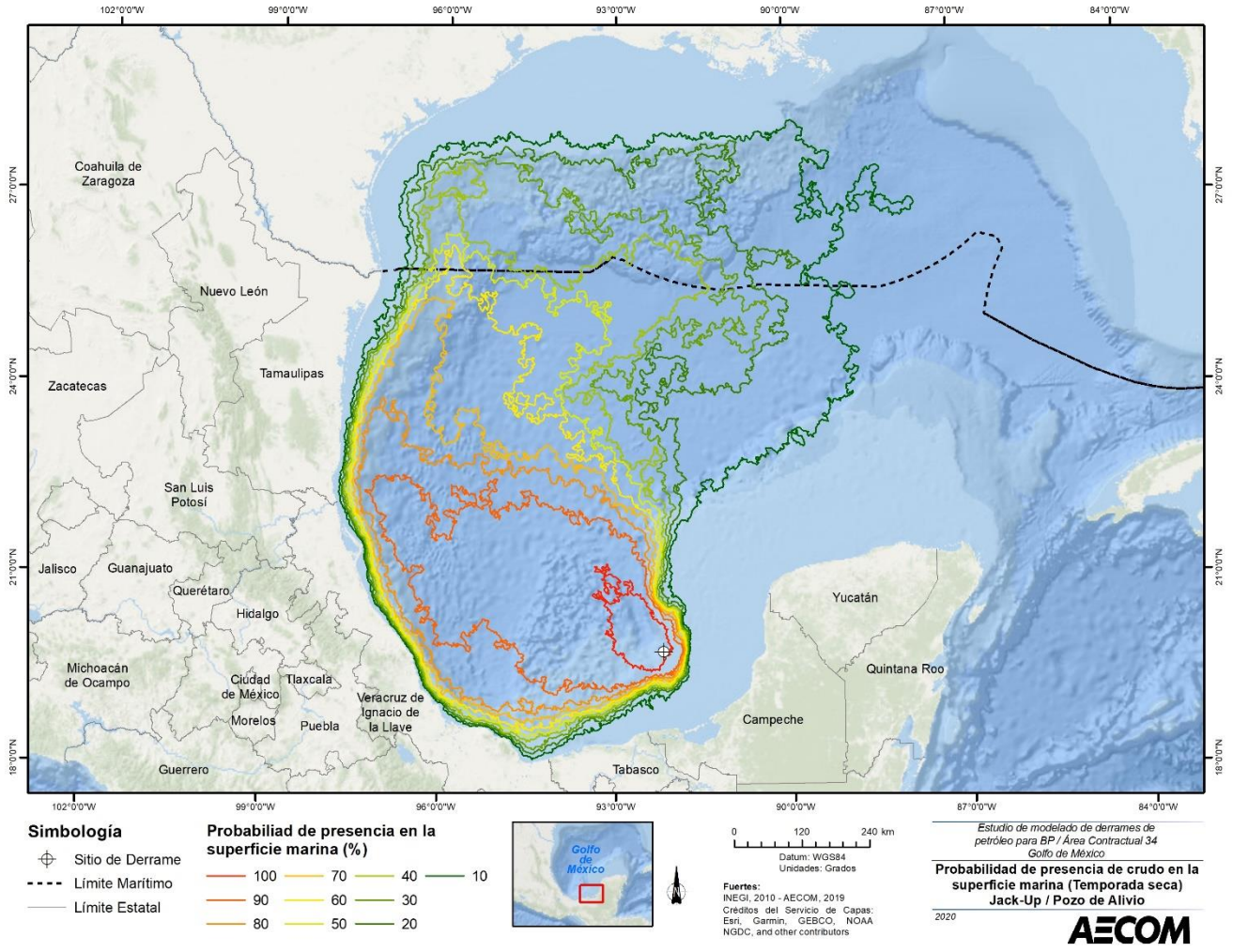

Figura 2-15. Probabilidad de presencia de hidrocarburo en la superficie marina (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas).

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

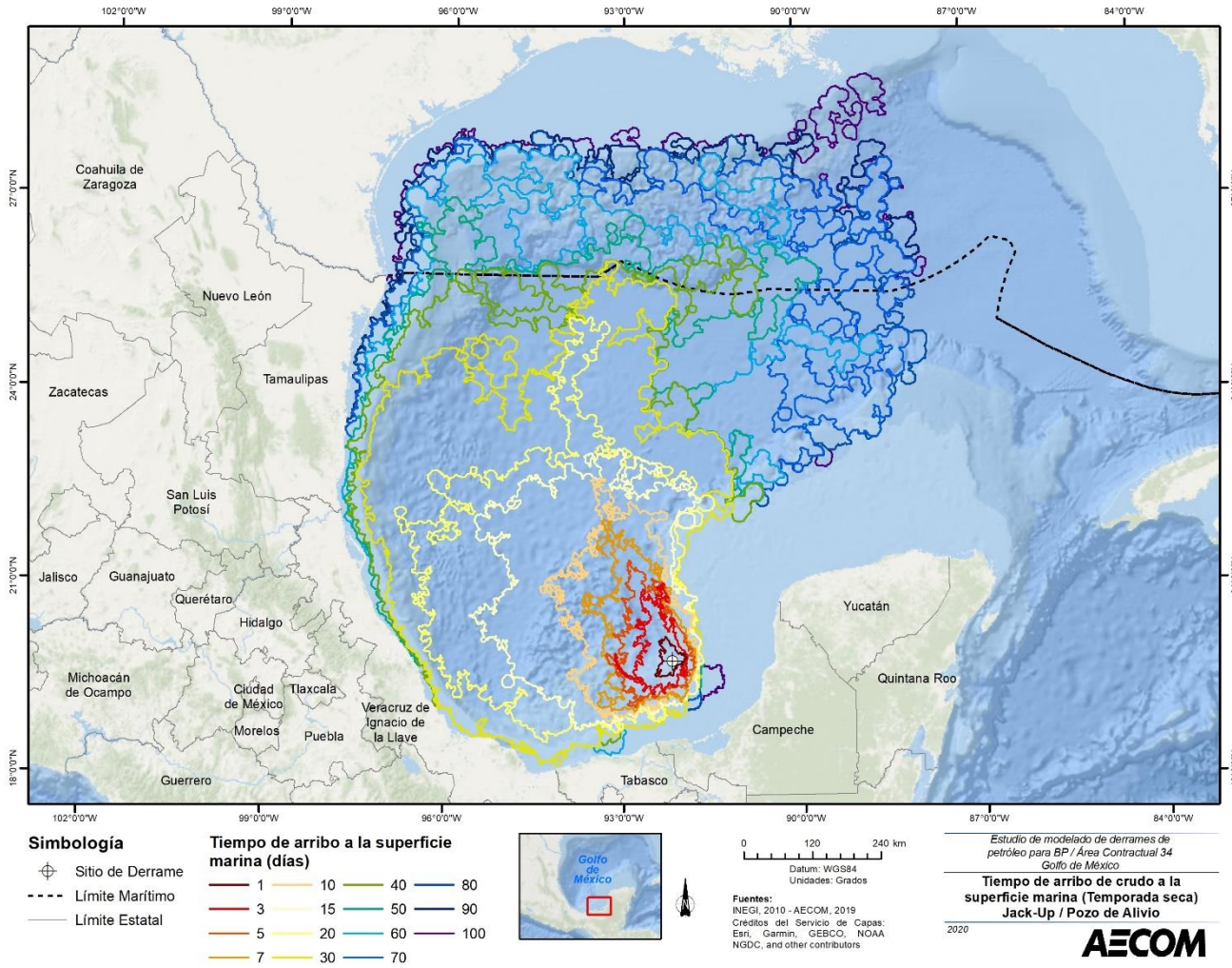

Figura 2-16. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a la superficie marina (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas)

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

La Figura 2-17 y Figura 2-18 presentan las probabilidades de presencia de hidrocarburos en la costa y sus respectivos tiempos de arribo. Las zonas costeras con mayores probabilidades de presencia (entre 60% y 70%) se encontraron localizadas al oeste y suroeste del sitio de liberación en el estado de Veracruz (donde se ubican “Los Tuxtlas” y “Laguna Verde-Antón Lizardo”). Los tiempos de arribo a las costas de los estados de Tabasco y el sur de Veracruz fueron entre 17 y 35 días; los tiempos de arribo a Tabasco, norte de Veracruz y Tamaulipas fueron de entre 35 y 90 días, mientras que el crudo podría llegar a las costas de los Estados Unidos podrían en un tiempo entre 90 y 165 días.

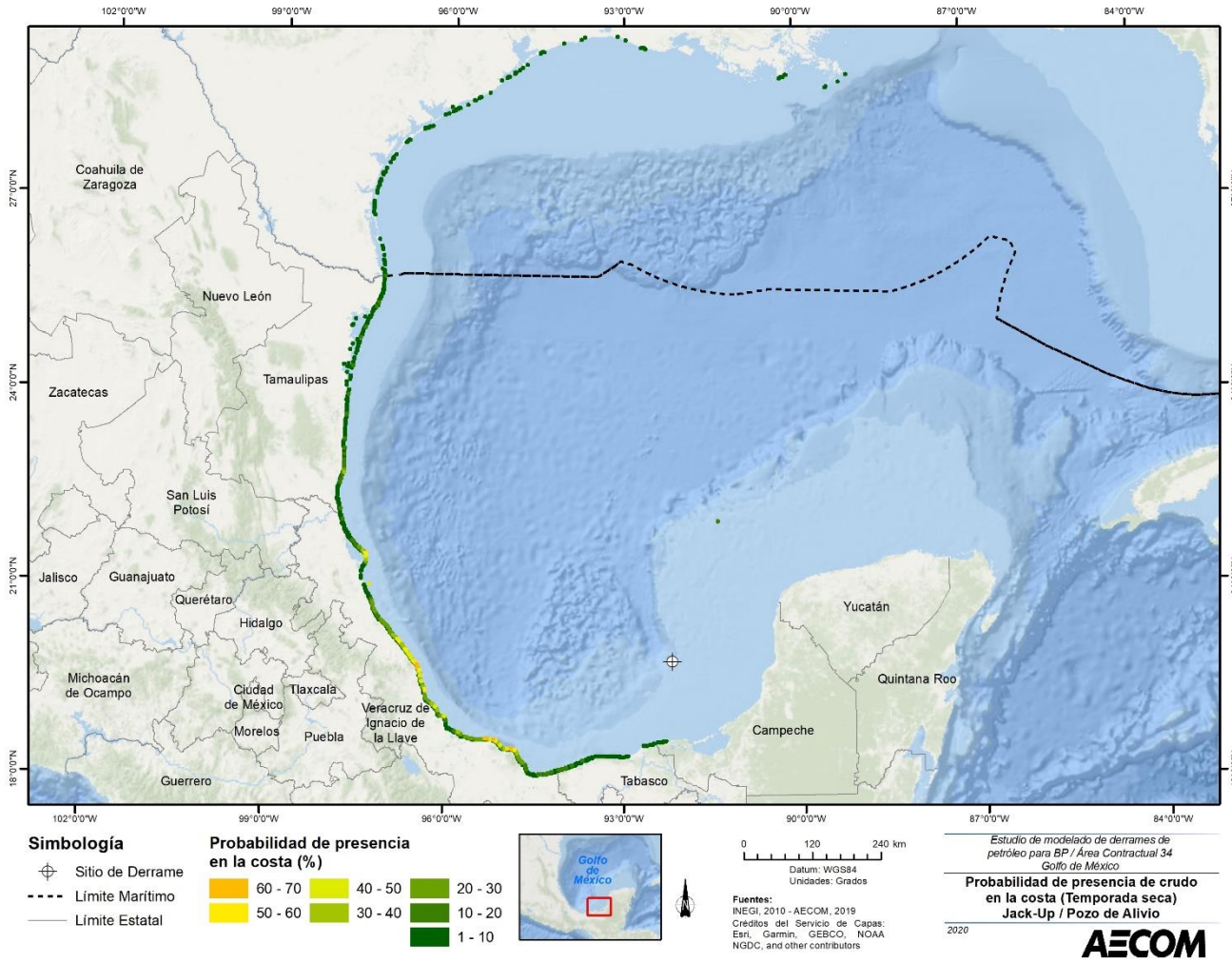

Figura 2-17. Probabilidades de presencia de hidrocarburos en las costas (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas)

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

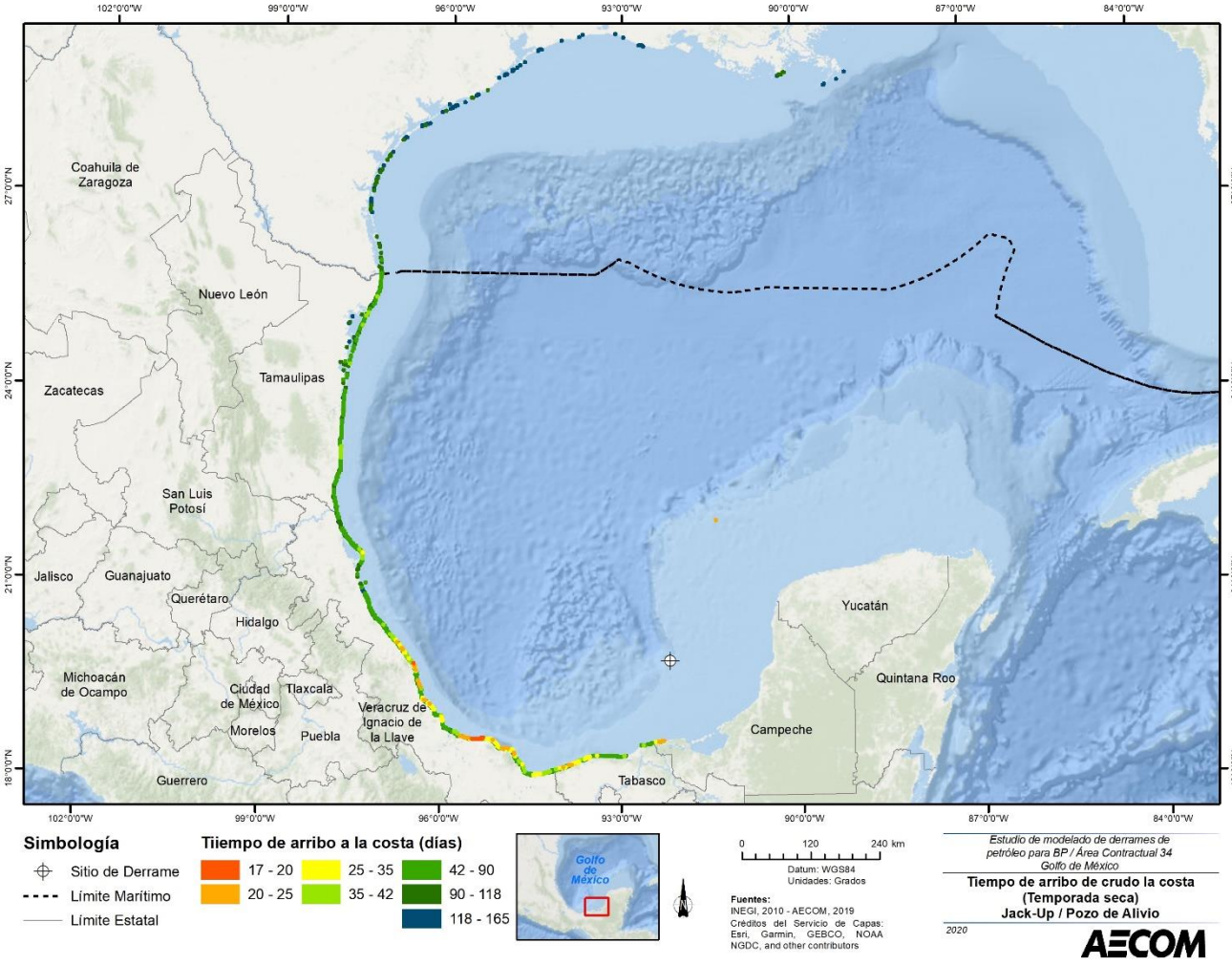

Figura 2-18. Tiempos mínimos de arribo del hidrocarburo a las costas (Jack-up / pozo de alivio / temporada de secas).

Fuente: BP, México, 2020; adaptado por AECOM, 2020.

- Temporada de lluvias

En la Tabla 2-33 se muestran los resultados de probabilidades de presencia de hidrocarburos en la superficie y sus respectivos tiempos mínimos de arribo. En dicho análisis, ocho áreas sensibles, con designaciones de RMP, SPM y AICA, presentaron probabilidades de presencia dentro de los 14 días posteriores al derrame. Las áreas sensibles de **RMP Cayos Campeche**, **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** y **SPM Laguna de Términos** tuvieron un 100% de probabilidad de impacto con un tiempo de arribo de un día. El **SPM Cañón Submarino de Campeche** y **RMP Giro Tamaulipeco** también mostraron 100% de probabilidad, sin embargo, tuvieron tiempos de arribo de tres y 13 días respectivamente. A estas le siguió la **RMP Sonda de Campeche**, con un 92% de probabilidad de presencia y un tiempo de arribo de dos días.

Ninguna de las áreas analizadas presentó presencia de hidrocarburos en sus costas antes de los 22 días tras haber ocurrido el reventón de pozo. La Tabla 2-33, muestra 43 áreas sensibles, incluyendo siete designaciones, que podrían ser afectadas en un tiempo menor o igual a los 35 días. El hidrocarburo podría alcanzar las costas de la **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo**, **SPM Humedales Costeros del Centro de Veracruz** y el **AICA Centro**

de Veracruz, 22 después de ocurrido el derrame, con probabilidades entre el 88% y el 94%. De estas, la **RMP Laguna Verde – Antón Lizardo** presentó la mayor probabilidad en sus costas (94%) de todos los resultados posibles simulados. Es importante mencionar que seis áreas: **RMP**, **RHP**, **AICA** y **ANP Los Tuxtlas**, **SPM Plataforma Continental frente a los Tuxtlas** y **RTP Sierra de los Tuxtlas – Laguna del Ostión** presentaron altos valores de probabilidad (93%) y 25 días como tiempo de arribo.

Tabla 2-33. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en las costas y en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / pozo de alivio / temporada de lluvias).

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Cayos Campeche	1	100	RMP Laguna Verde-Antón Lizardo	22	94
2	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	1	100	SPM Humedales Costeros del centro de Veracruz	22	88
3	SPM Laguna de Términos	1	100	AICA Centro De Veracruz	22	88
4	RMP Sonda de Campeche	2	92	RMP Sistema Lagunar de Alvarado	25	73
5	SPM Cañón Submarino de Campeche	3	100	RHP Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	25	73
6	AICA Islas De La Sonda De Campeche	5	82	RMP Los Tuxtlas	25	93
7	RMP Giro Tamaulipeco	13	100	SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	25	93
8	SPM Volcán Submarino Chapopote	13	96	RHP Los Tuxtlas	25	93
9	-	-	-	AICA Los Tuxtlas	25	93
10	-	-	-	ANP Los Tuxtlas	25	93
11	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	25	74
12	-	-	-	RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	25	93
13	-	-	-	RAMSAR La Mancha y El Llano	27	79
14	-	-	-	RTP Dunas costeras del centro de Veracruz	27	73
15	-	-	-	RAMSAR Sistema Lagunar Alvarado	28	68
16	-	-	-	RMP Delta del Río Coatzacoalcos	28	60
17	-	-	-	SPM Sistema Lagunar de Alvarado	28	68
18	-	-	-	SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	28	60
19	-	-	-	RTP Humedales del Papaloapan	28	68
20	-	-	-	AICA Humedales De Alvarado	28	61
21	-	-	-	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	29	50
22	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	29	50
23	-	-	-	ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo	29	55
24	-	-	-	RMP La Pesca-Rancho Nuevo	29	54
25	-	-	-	RMP Tecolutla	30	55
26	-	-	-	SPM Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	30	55
27	-	-	-	SPM Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	30	72
28	-	-	-	RAMSAR Manglares y humedales de Tuxpan	30	23
29	-	-	-	RMP Laguna Madre	31	55
30	-	-	-	RMP Pueblo Viejo-Tamiahua	31	87
31	-	-	-	SPM Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	31	87

No.	Impacto en la superficie marina			Impacto en las costas		
	Área sensible	T (d)	P (%)	Área sensible	T (d)	P (%)
32	-	-	-	SPM Laguna Madre	31	55
33	-	-	-	RTP Laguna Madre	31	55
34	-	-	-	RTP Laguna de Tamiahua	31	87
35	-	-	-	AICA Laguna Madre	31	55
36	-	-	-	RHP Cenotes de Aldama	31	65
37	-	-	-	AICA Humedales Del Sur De Tamaulipas Y Norte De Veracruz	31	34
38	-	-	-	RHP Río Tecolutla	33	49
39	-	-	-	SPM Ciénega del Fuerte de Anaya - Rio Nautla	33	50
40	-	-	-	RMP Laguna San Andrés	35	65
41	-	-	-	RTP Laguna de San Andrés	35	65
42	-	-	-	RAMSAR Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz	35	17
43	-	-	-	RAMSAR Humedales de la Laguna La Popotera	35	57

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

2.2.3.2.2 AS-E5 (Diésel marino)

Para el caso de la liberación al mar de diésel marino, la simulación no presentó resultados para presencia de hidrocarburos en la costa; por lo tanto, únicamente se muestran los resultados para el impacto a la superficie marina durante la temporada de secas y de lluvias.

Colisión de la plataforma

- Temporada de secas

En la Tabla 2-34 se muestran los resultados para 10 áreas sensibles, con designaciones de RMP, SPM y AICA, las cuales podrían presentar diésel en sus superficies en un tiempo menor a los 10 días. La **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** tuvo una probabilidad del 100% y un tiempo mínimo de arribo de 0.13 días (3.12 h). La **RMP Cayos Campeche** y **SPM Laguna de Términos** podrían presentar diésel en sus superficies en tiempos de 0.13 días y 0.38 días (9.12 h), respectivamente. Por otro lado, el **SPM Cañón Submarino de Campeche** obtuvo una probabilidad del 24%, y un tiempo mínimo de arribo de un día.

Tabla 2-34. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (Jack-up / colisión / temporada de secas).

No.	Impacto a la superficie marina		
	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	0.13	100
2	RMP Cayos Campeche	0.13	62
3	SPM Laguna de Términos	0.38	17
4	SPM Cañón Submarino de Campeche	1	24
5	RMP Sonda de Campeche	3	8
6	SPM Escarpe de Campeche	4	4
7	SPM Volcán Submarino Chapopote	5	3
8	AICA Islas De La Sonda De Campeche	5	2

No.	Impacto a la superficie marina		
	Área sensible	T (d)	P (%)
9	RMP Giro Tamaulipeco	6	1
10	RMP Fosa Segsbee	7	2

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

- Temporada de lluvias

En la Tabla 2-35 se muestra la probabilidad de presencia de diésel en la superficie y sus respectivos tiempos de arribo. Ocho áreas sensibles con designaciones de RMP, SPM y AICA, podrían presentar hidrocarburos 14 días posterior a la colisión. El área sensible **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** obtuvo un 100% de probabilidad y un tiempo de arribo de 0.13 días. Le sigue la **RMP Cayos Campeche** que podría presentar hidrocarburos en su superficie con un tiempo de arribo de 0.25 días (1% de probabilidad) y el **SPM Laguna de Términos** con un 28% de probabilidad y un tiempo mínimo de arribo de 0.50 días.

Tabla 2-35. Probabilidades y tiempos mínimos de arribo para presencia de hidrocarburos en la superficie marina de áreas sensibles (colisión / temporada de lluvias).

No.	Impacto a la superficie marina		
	Área sensible	T (d)	P (%)
1	RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos	0.13	100
2	RMP Cayos Campeche	0.25	1
3	SPM Laguna de Términos	0.50	28
4	SPM Cañón Submarino de Campeche	2	16
5	RMP Sonda de Campeche	3	10
6	AICA Islas De La Sonda De Campeche	4	5
7	RMP Giro Tamaulipeco	7	3
8	SPM Volcán Submarino Chapopote	13	1

Nota: T= tiempo mínimo de arribo. P: Probabilidad de presencia.

Fuente: BP México, 2020.

2.2.3.3 Resumen de los resultados de la simulación en OSCAR

Los resultados obtenidos para el caso del *capping stack* y el pozo de alivio fueron similares. Para los resultados de presencia de hidrocarburos en la superficie, en ambas temporadas, la mayoría de las áreas sensibles analizadas presentaron hidrocarburos en un periodo de aproximadamente 14 días posterior al reventón de pozo, en donde más del 90% de ellas corresponden a RMP y SPM. En el caso de presencia de hidrocarburos en las costas, más de 50 áreas sensibles podrían ser afectadas en un periodo de tiempo de hasta 35 días posterior al reventón. Para el caso de derrame de diésel marino (colisión), no se presentaron resultados para impacto en las costas, sin embargo, en ambas ubicaciones del Pozo Compromiso podría presentarse hidrocarburo en la superficie marina de RMP, SPM y AICA

Se observó una correlación entre la probabilidad y los tiempos mínimos de arribo para los casos de presencia de hidrocarburos en superficie marina, sin embargo, para los resultados de hidrocarburos en la costa, esto no fue tan evidente. Esto se debe a que las primeras y más probables áreas sensibles impactadas de la simulación de reventón de pozo y colisión, son áreas marinas circundantes a la ubicación del *Pozo Compromiso*. Para el caso de impacto en las costas, la influencia de las corrientes marinas predominantes y los vientos durante ambas

temporadas transportan al hidrocarburo en diferentes rutas, variando las probabilidades y tiempos mínimos de arribo a áreas sensibles.

En la Tabla 2-36 y Tabla 2-37 se enlistan las áreas sensibles con mayores probabilidades y menores tiempos de arribo para todos los casos simulados para la MODU y el Jack-up, respectivamente.

Tabla 2-36. Resumen de las probabilidades máximas y menores tiempos de arribo para la MODU.

Temporada	Caso	MODU				
		Impacto a la superficie		Impacto a las costas*		Área sensible correspondiente
		%	d	%	d	
Secas	*Capping stack*	100	1	68 / 23	20 / 15	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla Laguna de Términos, SPM Cañón Submarino de Campeche **Costas:** RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RMP Pantanos de Centla Laguna de Términos
	Pozo de alivio	100	1	87 / 34	18 / 14	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla Laguna de Términos, SPM Cañón Submarino de Campeche **Costa:** ANP, RMP, RHP, AICA Los Tuxtlas, SPM Plataforma Continental frente a los Tuxtlas, RTP Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión / RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos
	Colisión con la embarcación	100	0.13	-	-	**Superficie:** RMP Pantanos de Centla Laguna de Términos
Lluvias	*Capping stack*	100	1	85 / 81	21 / 17	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos **Costa:** RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RHP Los Tuxtlas
	Pozo de alivio	100	1	99 / 79	21 / 17	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos **Costa:** RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / RMP Delta del Río Coatzacoalcos
	Colisión con la embarcación	100	0.13	-	-	**Superficie:** RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos

Nota: *Los valores en color verde (impacto a las costas) corresponden a las áreas sensibles que presentaron los valores más altos de probabilidad dentro de un tiempo de arribo mayor (>14 d)".

Fuente: BP, México, 2020, adaptado por AECOM, 2020.

Tabla 2-37. Resumen de las probabilidades máximas y menores tiempos de arribo para el Jack-up.

Temporada	Caso	Jack-up				
		Impacto a la superficie		Impacto a las costas*		Área sensible correspondiente
		%	d	%	d	
Secas	*Capping stack*	100	1	44	20	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla Laguna de Términos **Costa:** ANP, RMP Los Tuxtlas, SPM Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas, AICA Los Tuxtlas
	Pozo de alivio	100	1	70	19	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos, SPM Laguna de Términos **Costa:** RMP Laguna Verde-Antón Lizardo
	Colisión con la embarcación	100	0.13	-	-	**Superficie:** RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos
Lluvias	*Capping stack*	100	1	70 / 32	22 / 20	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos, SPM Laguna de Términos **Costa:** RMP Laguna Verde-Antón Lizardo / SPM Ciénega del Fuerte de Anaya-Río Nautla
	Pozo de alivio	100	1	94	22	**Superficie:** RMP Cayos Campeche, RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos, SPM Laguna de Términos **Costa:** RMP Laguna Verde-Antón Lizardo
	Colisión con la embarcación	100	0.13	-	-	**Superficie:** RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos

Nota: *Los valores en color verde (impacto a las costas) corresponden a las áreas sensibles que presentaron los valores más altos de probabilidad dentro de un tiempo de arribo mayor (>14 d)".

Fuente: BP, México, 2020, adaptado por AECOM, 2020.

Las mayores probabilidades de presencia de hidrocarburos en la superficie se presentaron en: **RMP Cayos Campeche**, **RMP Pantanos de Centla Laguna de Términos** y el **SPM Cañón Submarino de Campeche**, con un tiempo mínimo de arribo de un día y un 100% de probabilidad. Por otro lado, para el análisis de presencia de hidrocarburo en las costas, las más altas se presentaron en la **RMP Laguna Verde-Antón Lizardo** con tiempos variables de arribo en un rango entre 18 y 22 días.

Es importante mencionar que el área sensible **RMP Cayos Campeche** incluye arrecifes de coral ubicados en distintos sitios del área: Cayo Arcas, Banco Obispo Sur, Banco Obispo Norte, Triangulo Este y Triangulo Oeste (Robertson *et al.*, 2019). De manera general, el **ANP Sistema Arrecifal Veracruzano** también fue alcanzado por la liberación de hidrocarburos debido a la simulación de un probable reventón de pozo (probabilidad 97%; 21 días de tiempo de arribo; para el escenario de pozo de alivio durante la temporada de lluvias).

.

2.3 Efectos sobre el sistema ambiental

En esta sección se describen los principales efectos potenciales que pudieran ocasionar los eventos de incendio, explosión, dispersión tóxica de H_2S y una liberación no controlada de hidrocarburos al mar (derrame de hidrocarburos). La descripción de los efectos ambientales debido a un derrame de hidrocarburos se enfoca en la flora y fauna de las áreas sensibles más impactadas de la simulación que fueron descritas en la sección anterior.

Es importante mencionar que los efectos potenciales son descritos de manera general por lo que algunos de ellos podrían esperarse en una descarga considerable y continua de estos compuestos. Por otra parte, es difícil conocer con precisión las cantidades liberadas durante un escenario de riesgo que pudiera desencadenar estos fenómenos, incluso en el peor escenario.

2.3.1 Efectos por incendio, explosión y dispersión tóxica

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

Durante la quema de hidrocarburos se libera principalmente dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO) y vapor de agua a la atmósfera, así como partículas (hollín y ceniza) y otros gases, tales como óxidos de nitrógeno (NO_x), dióxido de azufre (SO_2), metano (CH_4), hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y compuestos orgánicos volátiles (COV), entre otros compuestos en cantidades traza (Instituto Nacional de Ecología y Cambio Climático, 2016; IPIECA y IOGP, 2013).

El CO_2 es considerado como uno de los gases de efecto invernadero más importantes. A pesar de que absorbe una menor cantidad de calor por molécula que otros gases de efecto invernadero, es más abundante y capaz de permanecer en la atmósfera por largos periodos de tiempo (EPA, 2019c), absorbiendo el calor producido por la radiación solar y liberándolo gradualmente. A pesar de que el efecto invernadero es un fenómeno natural, el incremento en este tipo de compuestos han provocado un desequilibrio energético, atrapando el calor y produciendo un incremento en la temperatura promedio de la Tierra (NOAA, 2019a). Otros gases producto de la combustión de hidrocarburos tales como el CO, NO_x, SO_2 y CH_4 también son considerados como gases de efecto invernadero.

Así como la atmósfera, los océanos son considerados un sumidero muy importante de CO_2. Cuando el CO_2 se disuelve en agua, reacciona formando ácido carbónico y sus productos de disociación, tales como el bicarbonato y carbonato, con los cuales, las concentraciones de hidrógeno (H^+) aumentan y por lo tanto, el pH del agua disminuye (Álvarez-Borrego, 2007). Debido a esta reacción, la formación de ácido carbónico disminuye la disponibilidad del carbonato que utilizan algunas especies marinas para construir sus conchas y exoesqueletos, , debido a la acidificación del medio por el aumento del CO_2, bajo condiciones severas de acidez pueden disolverse (EPA, 2019b).

En el caso de zonas con altas concentraciones de NO_x y SO_2, se llevan a cabo procesos químicos que dan como resultado la formación de esmog fotoquímico; además son capaces de reaccionar con el agua y el oxígeno presente en la atmósfera, lo cual favorece la formación de ácido nítrico (HNO_3) y ácido sulfúrico (H_2SO_4), potenciales generadores de lluvia ácida (EPA, 2019d). Los principales efectos de la lluvia ácida son más importantes en ambientes acuáticos. Aunque existen organismos con cierta tolerancia a las condiciones ácidas, otras especies presentan sensibilidad a bajos niveles de pH, principalmente, las especies más jóvenes resultan más sensibles a estas condiciones en comparación con especies adultas, tal es el caso de los huevos de algunas especies de peces, los cuales bajo condiciones ácidas son incapaces de liberarse del cascarón. A pesar de que algunas especies sean relativamente tolerantes a condiciones moderadamente ácidas, las especies de las cuales se alimentan, generalmente, no lo son (EPA, 2019d).

Es importante señalar que la lluvia ácida también puede incrementar las concentraciones de nitrógeno (N_2) en el agua, lo cual, en grandes cantidades, puede tener un impacto perjudicial en los ecosistemas, produciendo la muerte de algunas especies (EPA, 2019d). Costa adentro, grandes cantidades de lluvia ácida puede favorecer la dilución de nutrientes del suelo, principalmente aluminio (Al), pudiendo arrastrarlos hasta otras zonas (suelo o cuerpos de agua) e incrementando su cantidad en los receptores (EPA, 2019d).

Durante la quema de hidrocarburos, también es posible que exista la liberación de COV. El efecto más importante de estos compuestos se encuentra relacionado a la formación de ozono troposférico, el cual es capaz de afectar vegetaciones y ecosistemas sensibles, puede causar daño en las especies durante la temporada de crecimiento (EPA, 2019a). De acuerdo a la EPA (2019a), cuando una cantidad suficiente de ozono entra en las hojas de una

planta sensible, es capaz de reducir la fotosíntesis, disminuyendo su crecimiento e incrementando los riesgos de que la planta adquiera alguna enfermedad, sea dañada por insectos o por clima severo. Esto, puede producir la pérdida de diversidad de especies, (plantas animales, insectos y peces), cambios en la variedad de especies, en la calidad del hábitat, en el agua y en los ciclos de los nutrientes.

Finalmente, la liberación de H_2S a la atmósfera también podría ocurrir. Este compuesto, tiene un tiempo de residencia aproximado de 1.7 días, es soluble en agua y entre sus receptores, se encuentran el suelo y el follaje de las plantas (ATSDR, 1998). Una vez que se disuelve en agua, se disociará dependiendo de las condiciones de pH. El H_2S también puede formar sales insolubles en agua con varios metales, tales como cobre, zinc, níquel y hierro que pueden estar presentes en suelos o en ambientes marinos. Una vez en el agua, este puede evaporarse en función de las condiciones de temperatura, humedad, pH y la concentración de distintos metales puede influenciar la capacidad, supervivencia, productividad y distribución de los organismos acuáticos (Rui, 2005).

2.3.2 Efectos típicos por liberación de hidrocarburos al mar

2.3.2.1 Efectos típicos por una liberación de hidrocarburos al mar

El destino y comportamiento de los hidrocarburos en el mar, depende mayoritariamente de las propiedades físicas y químicas tanto del hidrocarburo como del medio marino. Es la composición química del petróleo, en combinación con las condiciones metoceánicas, lo que afecta la forma en la que el crudo se rompe y se disipe o persista en el ecosistema marino. A esta interacción entre el hidrocarburo y el nuevo medio en el que se encuentra se le conoce como intemperización (Oil spill Prevention API Energy, 1995), Los parámetros que influyen durante la intemperización se ilustra en la Figura 2-19 y el resumen del proceso de intemperización en la Figura 2-20 y su descripción en la Tabla 2-38.

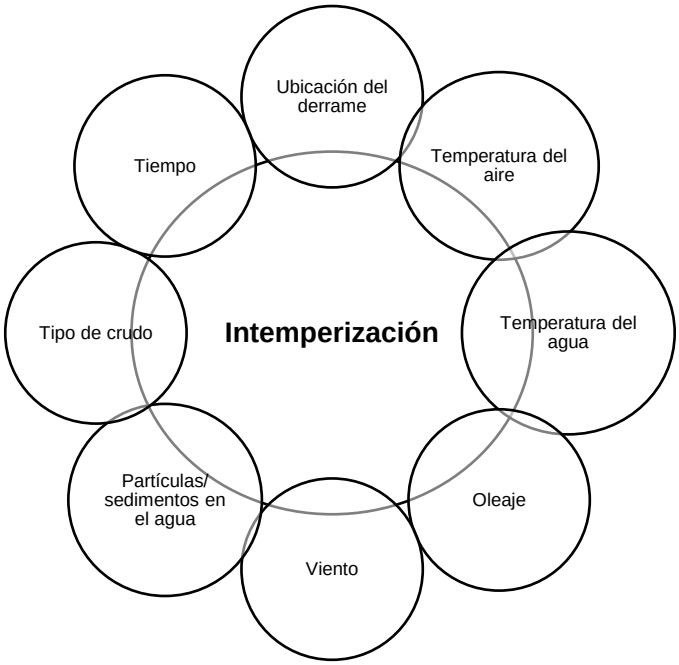

Figura 2-19. Parámetros que influyen durante la intemperización.

Fuente: Oil Spill Prevention API Energy, adaptado por AECOM, 2020.

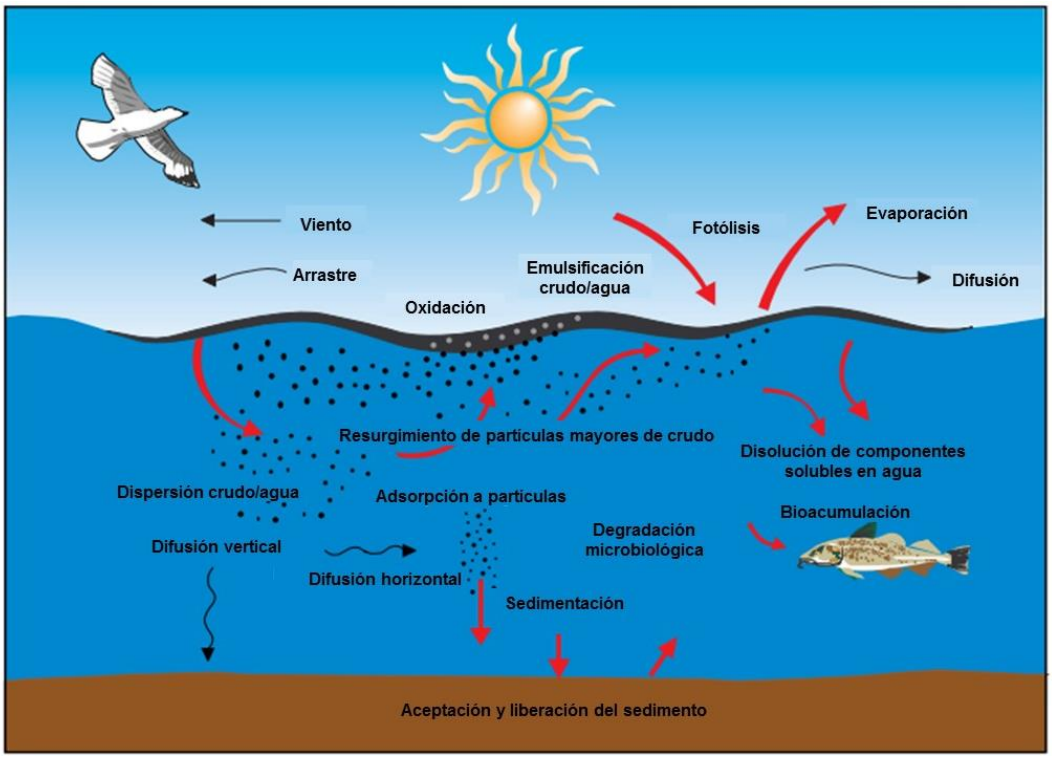

Figura 2-20. Proceso de intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino.
Fuente: SINTEF, 2005.

Tabla 2-38. Resumen de la intemperización del hidrocarburo derramado en el ecosistema marino.

Etapa del derrame	Fenómeno	Proceso
Temprana	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, pudiendo 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.
	Dispersión	El hidrocarburo se descompone en gotas (*droplets*) las cuales se mezclan en la columna de agua. La velocidad de dispersión depende de la viscosidad del hidrocarburo y del estado 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 su tamaño original. El grado de emulsión depende de la composición del hidrocarburo y del estado del mar.
	Disolución	Los componentes solubles en agua, tales como el benceno y el tolueno, se disuelven en la columna de agua, pudiendo afectar a los organismos marinos. El grado de disolución dependerá de la composición del hidrocarburo, la mayoría de los hidrocarburos contienen pequeñas fracciones solubles.
Tardía	Oxidación	Los hidrocarburos reaccionan químicamente con el oxígeno del aire degradándose a productos solubles o formando compuestos persistentes (alquitrán).

Etapa del derrame	Fenómeno	Proceso
	Fotólisis	Consiste en la degradación de los compuestos de los hidrocarburos por la luz ultravioleta. Es un proceso lento, donde, incluso con capas delgadas de crudo, la tasa de degradación es menor al 0.1% al día. Estudios de laboratorio han encontrado que los productos resultantes de la degradación pueden resultar más tóxicos que los compuestos originales debido al aumento de su solubilidad en agua y su biodisponibilidad.
	Sedimentación	El hidrocarburo se adhiere a partículas suspendidas lo cual las vuelve lo suficientemente pesadas para hundirse al lecho marino. La tasa de sedimentación depende de la concentración del sedimento en suspensión, por ejemplo, las altas concentraciones ocurren en las bocas de los ríos y en las aguas costeras.
	Degradación microbiológica	El agua del mar presenta microorganismos que pueden degradar el hidrocarburo para ser utilizado como fuente de energía. La biodegradación puede favorecerse con la creación de gotas de crudo (*droplets*), por medio de una dispersión química o natural, ya que esto aumenta la superficie de crudo disponible para su biodegradación.

Fuente: ITOPF, 2005.

Los procesos de intemperización influyen en el alcance del daño ambiental causado por el hidrocarburo liberado al ambiente marino. La composición del hidrocarburo que potencialmente pudiera arribar a las áreas sensibles identificadas anteriormente, en caso de una liberación no controlada, dependerá de las características del yacimiento y de la intemperización.

El objetivo de las siguientes secciones es describir los posibles efectos de un derrame de hidrocarburos en la flora y la fauna. La Sección 2.3.2.1 describe los efectos de un derrame de en especies cercanas al área del Proyecto, que se obtuvieron del ELBA y el Estudio de Impacto Social (EIS); así como los efectos sobre aquellas actividades que podrían verse afectadas por las trayectorias de derrames de hidrocarburo obtenidas de los resultados del modelo OSCAR. mientras que la Sección 2.3.2.2 describe los efectos de un derrame de en especies en el ambiente biótico de manera general.

2.3.2.2 Efectos de una liberación no controlada de hidrocarburos en las especies de la región

Considerando los resultados obtenidos de la simulación de un reventón de pozo, se brinda especial atención a los efectos de los hidrocarburos en pesquerías y granjas acuícolas en el área de Campeche y Veracruz.

De acuerdo con el Anuario Estadístico de Acuacultura y Pesca de 2017, en Campeche hay 12,768 pescadores con 3,628 embarcaciones ribereñas, 107 embarcaciones de pesca mayor y 226 unidades de producción acuícola. Este estado ocupa la octava posición en volumen y valor aportando el 2.73% de participación porcentual en la producción pesquera nacional, donde el jurel, el pulpo y la jaiba son las especies capturadas en mayor proporción. Para el caso de Veracruz, se cuenta con 40,815 pescadores registrados con 9,893 embarcaciones ribereñas, 67 embarcaciones de pesca mayor y 2,281 unidades de producción acuícola. En el 2017, el estado obtuvo la quinta posición en volumen y reportó una aportación del 5.15% de la producción pesquera nacional. Las principales especies capturadas son los ostiones, las tilapias y robalo (SAGARPA, 2017).

Tabla 2-39. Efectos típicos de los hidrocarburos en pesquerías y granjas acuícolas.

Contaminación física de productos de pesca	Animales que utilizan la filtración para alimentarse (*i.e.* moluscos y fauna bentónica)	Es posible distinguir hidrocarburos en la apariencia y el sabor de los productos, por lo que el consumidor deja de comprarlos
	Peces con grandes contenidos de grasa	Bioacumulación del hidrocarburo en tejido graso

Efectos tóxicos en la vida marina	Dependen de las concentraciones de compuestos aromáticos ligeros y de la duración de exposición a los mismos	Debido a que las especies en granjas acuícolas están dentro de jaulas su exposición al hidrocarburo es mayor.
		La presencia de hidrocarburos, particularmente en las costas, puede alterar cambios en el comportamiento, alimentación, reproducción y crecimiento de algunas especies
		Narcosis o muerte masiva de la vida marina
Interrupción de actividades comerciales de la población costera.	Efectos económicos	Afectación al equipo de flotación (boyas, redes etc.) por lo que las actividades deben detenerse para limpiar el equipo o reemplazarlo totalmente
		Restricción de actividades pesqueras (veda)
		Prohibición de venta del producto en los mercados
		Pérdida de confianza de los compradores (nacional e internacionalmente)
		Pérdidas en las ganancias
	Afectación a la salud poblacional	Los HAP de bajo peso molecular exhiben toxicidad aguda o propiedades de contaminación (poco o ningún potencial carcinogénico), por otro lado, los HAP de alto peso molecular pueden ser altamente cancerígenos
		Escasez temporal de comida

Fuente: ITOPF, 2004, *adaptado por AECOM, 2020.*

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

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

2.3.2.2.1 Moluscos

Estos invertebrados al tener cuerpo blando tienen una facilidad particular para absorber hidrocarburos de la columna de agua y así acumularla en sus tejidos. A pesar de ello son resistentes a los efectos tóxicos de dichos compuestos. Se han descrito efectos subletales sobre sus tejidos, su reproducción y su crecimiento, pero una vez que el hidrocarburo ha sido depurado de su sistema (periodo de meses para los de rápido metabolismo) por lo general sobreviven (IOGP, 2015). Es importante mencionar que a pesar de que el efecto ecológico no es significativo para estas especies, podrían tener un efecto importante para las familias pesqueras de la zona ya que se prohibiría la venta de dichos animales contaminados.

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

Fuente: CONABIO, 2016.

2.3.2.2.2 Peces de escama

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

Imagen 2-2. Izquierda: Robalo blanco (*Centropomus undecimalis*). Derecha: Sierra común (*Scomberomorus maculatus*).

Fuente: CONABIO, 2009.

2.3.2.2.3 Crustáceos

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

Imagen 2-3. Camarón rosado (*Farfantepenaeus duorarum*).

Fuente: CONABIO, 2020.

2.3.2.2.4 Arrecifes de coral

Los arrecifes de coral que se encuentran dentro del área sensible **RMP Cayos Campeche** (Cayo Arcas, Banco Obispo Sur, Banco Obispo Norte, Triangulo Este y Triángulo Oeste) tienden a ser dominados por corales cuerno de alce (*Acropora palmata*) y corales astas de ciervo (*Acropora cervicornis*) los cuales se encuentran en peligro crítico según la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (IUCN, por sus siglas en ingles).

Imagen 2-4. Izquierda: coral cuerno de alce (*Acropora palmata*). Derecha: coral astas de ciervo (*Acropora cervicornis*).

Fuente: CONABIO, 2012, 2014.

Los arrecifes de coral pueden ser afectados por hidrocarburo si se encuentran en la zona intermareal o si el hidrocarburo pesado se hunde debajo de la superficie marina y éste se mezcla con la arena o sedimento del lecho marino. La presencia del hidrocarburo en los corales puede matarlos o impedir su crecimiento, desarrollo y reproducción (NOAA, 2019c). Estos organismos altamente sensibles pueden tomar un largo tiempo en recuperarse de los efectos de los hidrocarburos, especialmente cuando se utilizan dispersantes para su remediación debido a los efectos tóxicos en los corales (ITOPF, 2011).

2.3.2.3 Efectos típicos del hidrocarburo en el medio biótico

Los hidrocarburos tienen el potencial de causar efectos perjudiciales en la fauna marina y costera, incluyendo plancton, aves, mamíferos marinos y reptiles. La forma y ubicación en la que vive un organismo es la manera o mecanismo en el que pudiera estar expuesto a los hidrocarburos. Los organismos con mayor presencia en la

superficie del mar o aquellos que habitan las costas tendrían los mayores impactos (IOGP, 2015). Además de la asfixia física, los animales que obtienen oxígeno del aire podrían inhalar compuestos volátiles, absorber hidrocarburos a través de su piel y otras superficies o también a través de mucosas expuestas. En la columna de agua los hidrocarburos disueltos podrían absorberse por tejidos o branquias, y las gotas dispersadas podrían capturarse y tragarse a través de la alimentación por filtración. Por otra parte, los organismos que se encuentren por debajo de los 10 m a 20 m de profundidad, tienen poca o nula vulnerabilidad a los hidrocarburos provenientes de derrames superficiales (IPIECA, 1997).

2.3.2.3.1 Plancton

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

2.3.2.3.2 Mamíferos marinos

La exposición al hidrocarburo en la superficie marina es el riesgo principal al que se exponen los mamíferos marinos. Por una parte, zonas sensibles de la piel como las membranas, las mucosas, los ojos, el espiráculo y la nariz de los animales pueden ser afectados. Las ballenas podrían asfixiarse por presencia de hidrocarburos en las barbas de filtración por donde se alimentan. También se ha considerado la ingestión de presas contaminadas, aunque es poco probable que existan cantidades suficientes para considerarse tóxicas para un cetáceo y además la mayoría lo metaboliza rápidamente. Los manatíes en cambio, debido a su movimiento lento y a su presencia en aguas poco profundas, son los mamíferos más expuestos y podrían tener cierta sensibilidad (IPIECA-IOGP, 2015b).

2.3.2.3.3 Reptiles marinos

Las tortugas marinas están expuestas a los efectos de un derrame de hidrocarburos en el mar ya que habitan tanto en la superficie del mar, cuando necesitan salir a respirar como por contacto directo en las costas (*i.e.* en el periodo de anidación). Los adultos y jóvenes podrían impregnarse de hidrocarburos e incluso podrían asfixiarse. A pesar de ser una actividad fuertemente estacional, el mayor riesgo se presenta durante la eclosión y el movimiento de las crías a través de la orilla siendo más sensibles a la toxicidad de los hidrocarburos que los adultos (IPIECA-IOGP, 2015b).

2.3.2.3.4 Aves marinas

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

- Contaminación física de sus plumas
- Ingestión de hidrocarburo
- Transferencia del hidrocarburo a sus huevos y las crías

La presencia de hidrocarburos en las plumas puede provocar hipotermia, así como una reducción de la movilidad para alimentarse y trasladarse. También es probable la ingesta de crudo al momento de acicalarse o al ingerir alimentos contaminados. Aunque existen especies con sistemas digestivos más robustos (p.ej., las gaviotas)

existen especies que pueden ser sensibles a pequeñas cantidades de hidrocarburo. Estos impactos pueden ser desde daño a los órganos hasta ocasionar anemia (IPIECA, 1997). Además, se tiene registro que la acumulación de HAP en tejidos puede ocasionarles ser más vulnerables a enfermedades. Por otra parte, los peligros de exposición a huevos o crías pueden reducir significativamente la supervivencia de la población. Se ha demostrado en experimentos de laboratorio que la presencia de hidrocarburos en los huevos puede reducir la supervivencia del embrión y el éxito de la eclosión.

2.3.2.3.5 Flora

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

2.3.2.3.6 Arrecifes coralinos y pastos marinos

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

2.4 Interacciones de riesgo con otras instalaciones

En la Sección 1.2.3, se describió la infraestructura preexistente localizada dentro del Área Contractual, así como el registro oleoductos y pozos del sector enlistados en el contrato (CNH-R03-L01-G-CS-03/2018). Debido a la presencia de estos activos se llevó a cabo un análisis de las potenciales interacciones de riesgo que podrían interferir con las actividades del Proyecto. La información presentada en esta sección se encuentra sujeta a revisión en el caso de un cambio en la ubicación final del Proyecto descrita en la Sección 1.2.1.

En primer lugar, se llevó a cabo una investigación histórica sobre los principales impactos externos que podrían afectar la integridad de los ductos submarinos, y se determinó si estos tienen relación con las actividades del Proyecto. Asimismo, se investigó la frecuencia de ocurrencia de estas fallas.

Con base en datos históricos y reportes técnicos que detallan incidentes de ductos costa afuera, tales como: *Pipeline and Riser Loss of Containment* (PARLOC) (2001) y la base de datos del Departamento de Transporte de los Estados Unidos publicada por *Pipeline and Hazardous Materials Safety Administration* (PHMSA); (De Stefani y Carr, 2010) concluyeron que la frecuencia de falla en ductos submarinos es baja, del orden de $1X10^{-5}$ y $1X10^{-6}$.

Según la base de datos PARLOC (2001), las principales causas de impactos en ductos submarinos son causados por redes de arrastre y anclas. Otras causas menos comunes corresponden a hundimiento de embarcaciones y caída de objetos. La Tabla 2-40 muestra la frecuencia de fallo de los ductos submarinos según la base de datos de PARLOC.

Tabla 2-40. Frecuencias de fallo en ductos submarinos debido a impactos externos.

Causa	Frecuencia de falla promedio
Anclas	1.75×10^{-4}
Arrastre	1.5×10^{-4}
Hundimiento de barcos	1.67×10^{-7}
Todas las causas	1.53×10^{-5}

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

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

Con base en la revisión de la información recabada, la frecuencia de ocurrencia de falla promedio en los ductos submarinos fue muy baja, por lo tanto, el nivel de riesgo que pudiera tener cualquier actividad relacionada con el Proyecto es muy bajo. Adicionalmente, a partir los radios de afectación obtenidos de la simulación numérica con PHAST, fue posible observar que las zonas de afectación para sobrepresión correspondiente al escenario con los mayores radios (AP-E2 y AS-E2), no interactúan con los ductos submarinos y/o pozos, a partir de los equipos o proyectiles que puedan caer del Jack-Up o la MODU como consecuencia de este escenario (Figura 2-21 y Figura 2-22).

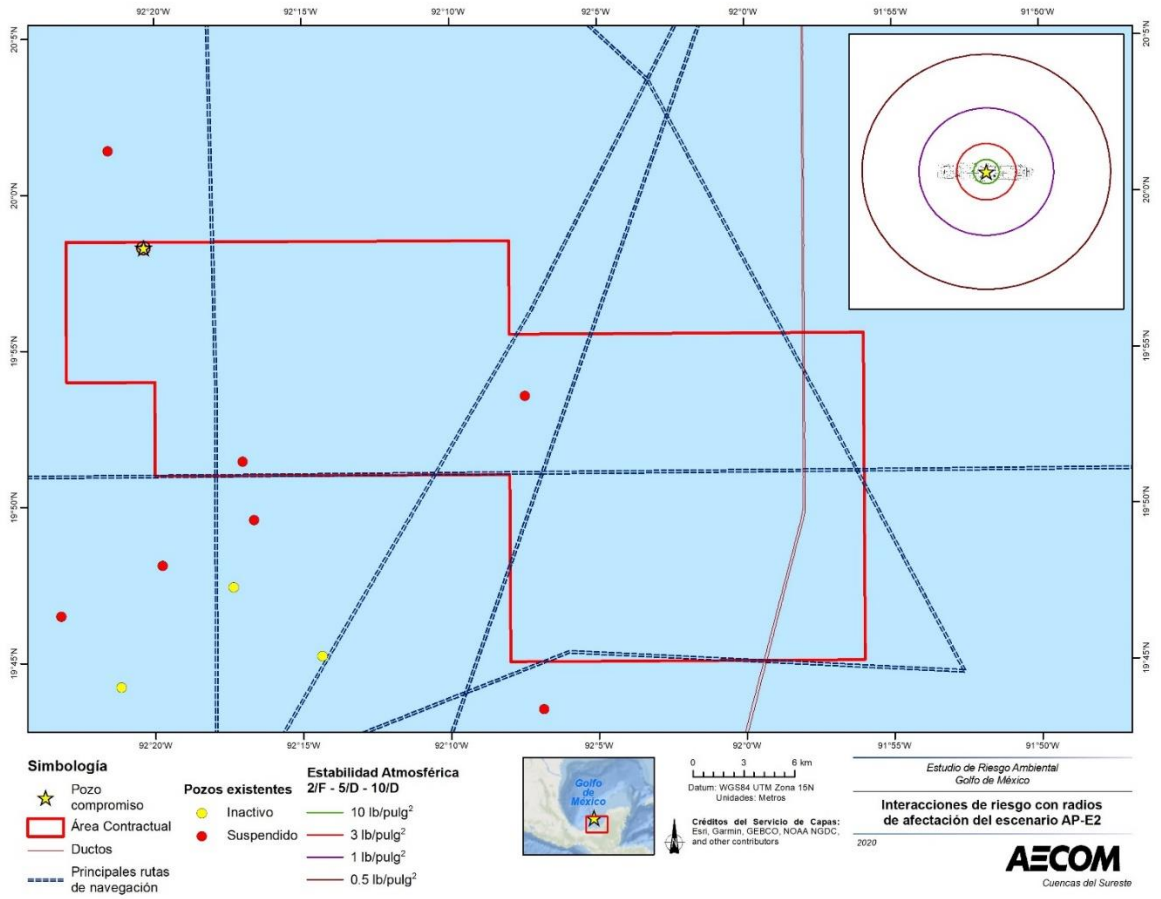

Figura 2-21. Interacciones de riesgo de infraestructura preexistente con radios de afectación del escenario AP-E2.

Fuente: CNH, 2018; AECOM, 2020.

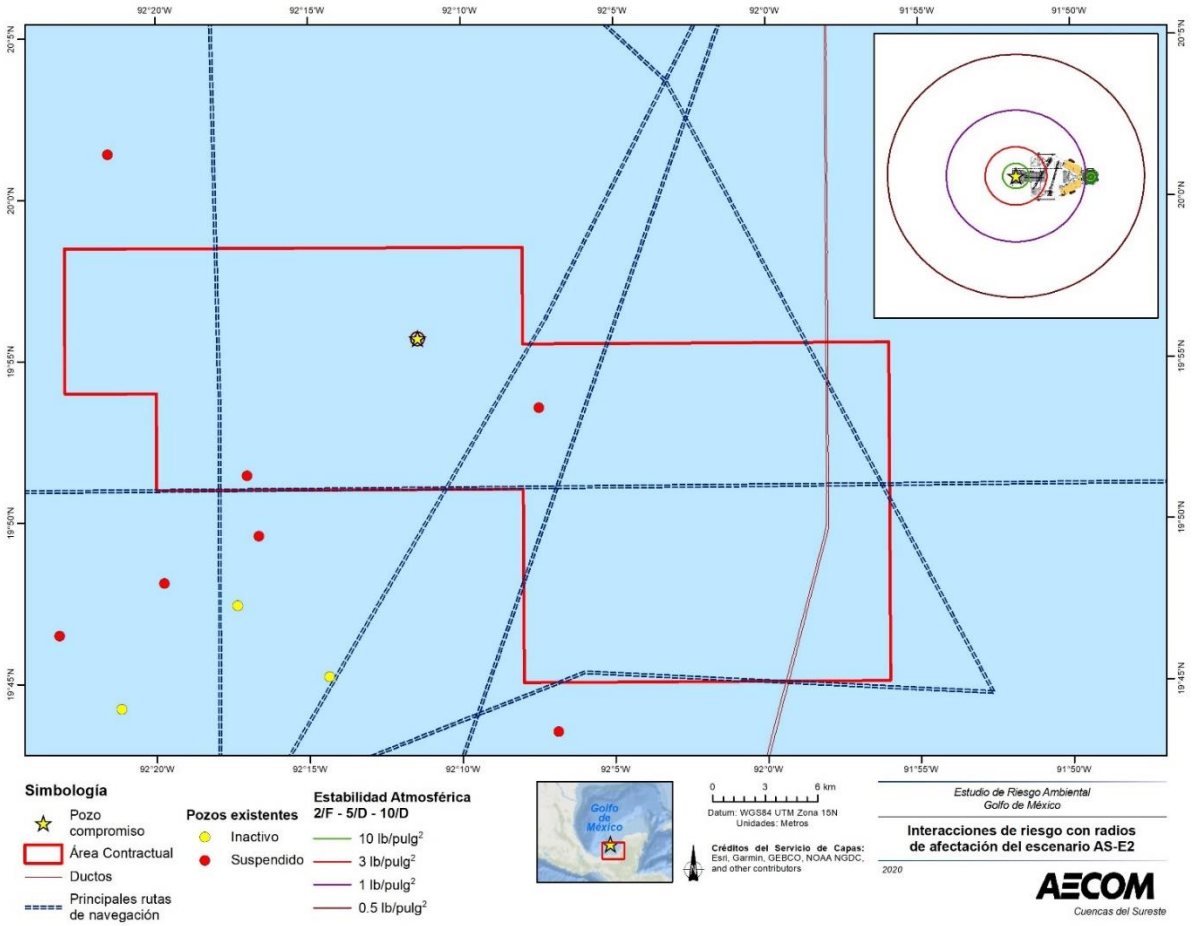

Figura 2-22. Interacciones de riesgo de infraestructura preexistente con radios de afectación del escenario AS-E2.

Fuente: CNH, 2018; AECOM, 2020.

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

Esta sección describe las medidas de seguridad y las barreras preventivas y de mitigación propuestas por BP México para la prevención de los Eventos de Riesgo evaluados en Capítulo 1, Sección 1.5. Las barreras preventivas y de mitigación aplicables para las actividades de este Proyecto fueron desarrolladas de acuerdo con los lineamientos definidos en *GN 48-008* (Barreras y Bowties), considerando un marco de barreras de alto nivel para apoyar el análisis de riesgo (como las presentadas en *RD 3.1-0001 S&OR Group Barrier Families*) las cuales buscan estandarizar las barreras comúnmente aplicables. Las recomendaciones técnico-operativas y sistemas de seguridad (equipos y dispositivos) aplicables para este Proyecto también son descritas en este capítulo. El alcance de este procedimiento recae en la gestión de tecnologías de riesgo relacionadas con sustancias inflamables, tóxicas y/o explosivas que se manejen durante las actividades de perforación. A continuación, se describe la metodología utilizada para identificar las barreras preventivas y de mitigación.

3.1 Metodología para la identificación de barreras preventivas y de mitigación

El análisis de las barreras preventivas en la administración de riesgos en materia ambiental utiliza una combinación de equipos, procesos y procedimientos llevados a cabo por personal competente, para evitar que un peligro se convierta en un Evento de Riesgo. Si el evento de riesgo llegase a suceder, la administración de riesgos debe implementar barreras para mitigar y minimizar los impactos negativos asociados con dicho evento, con el propósito de gestionar las consecuencias potenciales. A continuación, se menciona la metodología que se llevó a cabo para identificar dichas barreras.

La identificación de las barreras preventivas y de mitigación se realizó a partir de la metodología Bowtie, la cual corresponde a una representación pictórica de alto nivel que puede ser utilizada para analizar y comunicar la severidad de los escenarios de riesgo, mostrando fácil y visualmente las estrategias a seguir por la organización para evitar la materialización de dichos escenarios. Los Bowtie son utilizados principalmente para la toma de decisiones y para asegurarse que el nivel de control implementado es suficiente. Este método inicia como una lluvia de ideas de un equipo de expertos en riesgo, en el cual se plantean todas las barreras de operaciones, de comportamiento y sistemas de gestión organizacionales. No es tan detallado como una sesión formal de evaluación de riesgos (HAZID, Análisis funcional de operabilidad (HAZOP, por sus siglas en inglés), Análisis de capas de protección (LOPA por sus siglas en inglés), pero ofrece una oportunidad muy detallada para evaluar y gestionar los riesgos principales y de alto nivel de una operación, al mismo tiempo que factores específicos (como la definición de MODU, entre otros) no se encuentren disponibles.

El desarrollo de un Bowtie inicia con la identificación de los peligros que podrían generar un escenario de riesgo, las amenazas (la fuente o causa de la materialización del riesgo), las consecuencias (pérdidas o daños al ambiente, personal, comunidad y activos), y las barreras de prevención y mitigación aplicables. La información incorporada en el diagrama y su fácil entendimiento debido a su interpretación gráfica, lo convierte en una herramienta de comunicación poderosa para múltiples niveles de la organización.

En un Bowtie, se implementan dos tipos de barreras (Figura 3-1):

- Preventivas: se sitúan entre la amenaza y el Evento de Riesgo (lado izquierdo del diagrama). Funcionan para evitar o reducir la probabilidad de ocurrencia de un Evento de Riesgo
- Mitigación: se sitúan entre el Evento de Riesgo y la consecuencia (lado derecho del diagrama). Sirven para reducir la severidad del suceso de un Evento de Riesgo para que de esta forma no escale a un accidente mayor

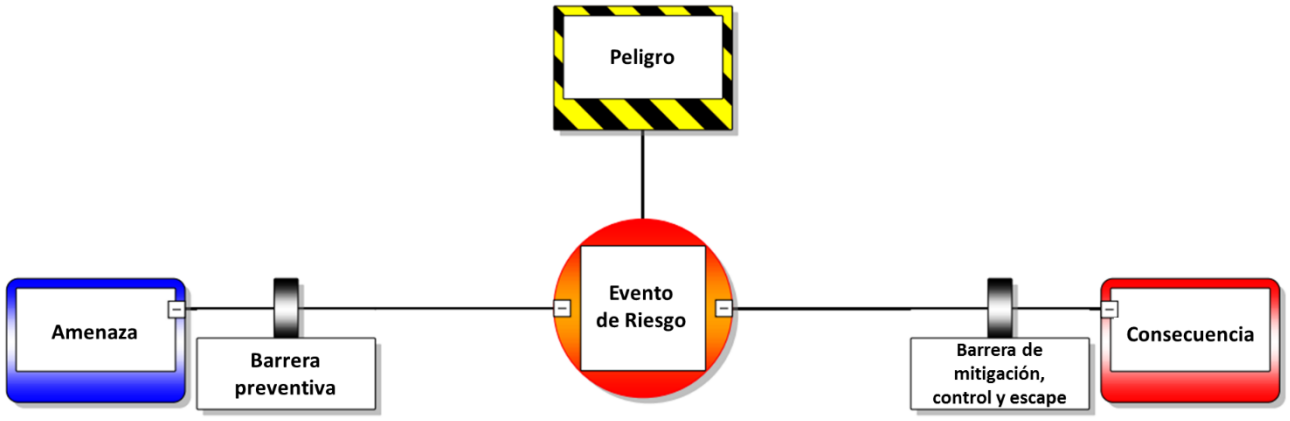

Figura 3-1. Ejemplo de diagrama Bowtie.
Fuente: IP Bank B.V., 2015, adaptado por AECOM, 2020.

Este capítulo se enfocará específicamente en las barreras preventivas y de mitigación que corresponden a los riesgos evaluados en el presente ERA. Es importante mencionar que no todas ellas son aplicables para cada riesgo o consecuencia Las listas presentadas en cada diagrama muestran las barreras consideradas para los peligros o consecuencias. Cabe señalar que solamente se presentan los diagramas Bowtie de aquellos riesgos que al ser evaluados obtuvieron un nivel de riesgo Medio y de Alta Prioridad, debido a que requieren de mayor atención por la severidad del impacto.

3.1.1 Diagramas Bowtie

3.1.1.1 MODU

En la siguiente sección, se presentan los diagramas Bowtie de los Eventos de Riesgo asociados con la MODU (nivel de riesgo Medio). La Tabla 3-1 muestra los Eventos evaluados y el Bowtie asociado (Figura 3-2 a Figura 3-6).

Tabla 3-1. Bowties relacionados a los Eventos de Riesgo evaluados para el MODU (nivel de riesgo Medio y de Alta Prioridad).

ID ERA	Evento de Riesgo	Bowtie
AP-R1; AP-R2	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo y en operaciones de construcción)	1
AP-R3	Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	2
AP-R4	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	3
AP-R5	Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	4
AP-R6	Liberación de gas somero	5

Fuente: BP México, 2019; AECOM, 2020.

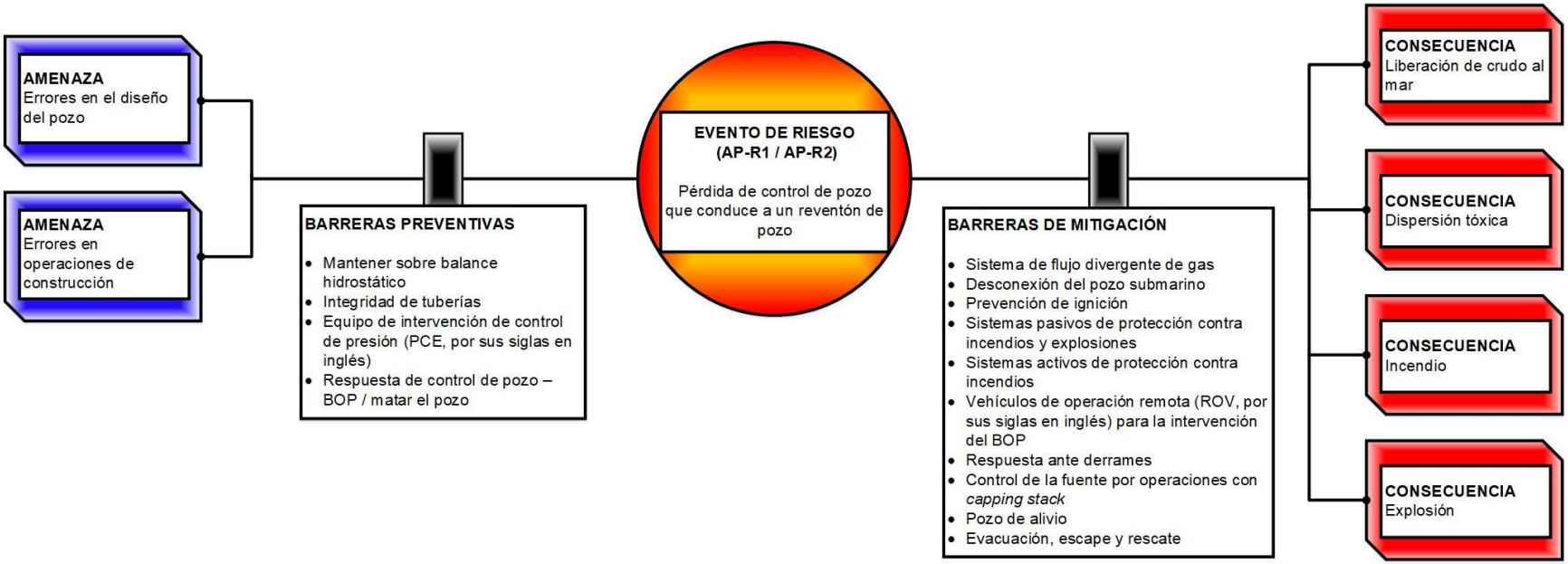

Figura 3-2. Bowtie 1: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AP-R1 y AP-R2).

Fuente: BP México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

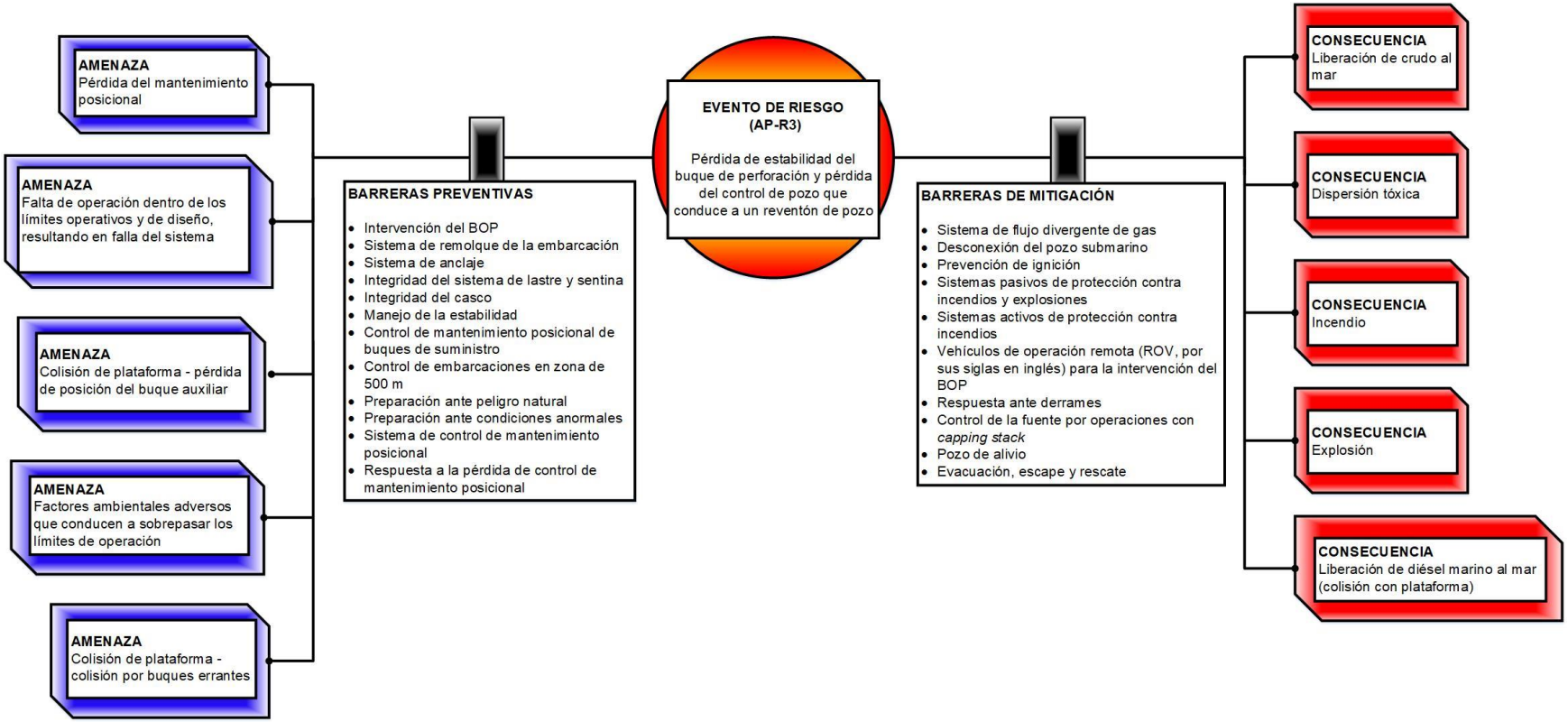

Figura 3-3. Bowtie 2: Pérdida de estabilidad de la MODU y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AP-R3).

Fuente: BP México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

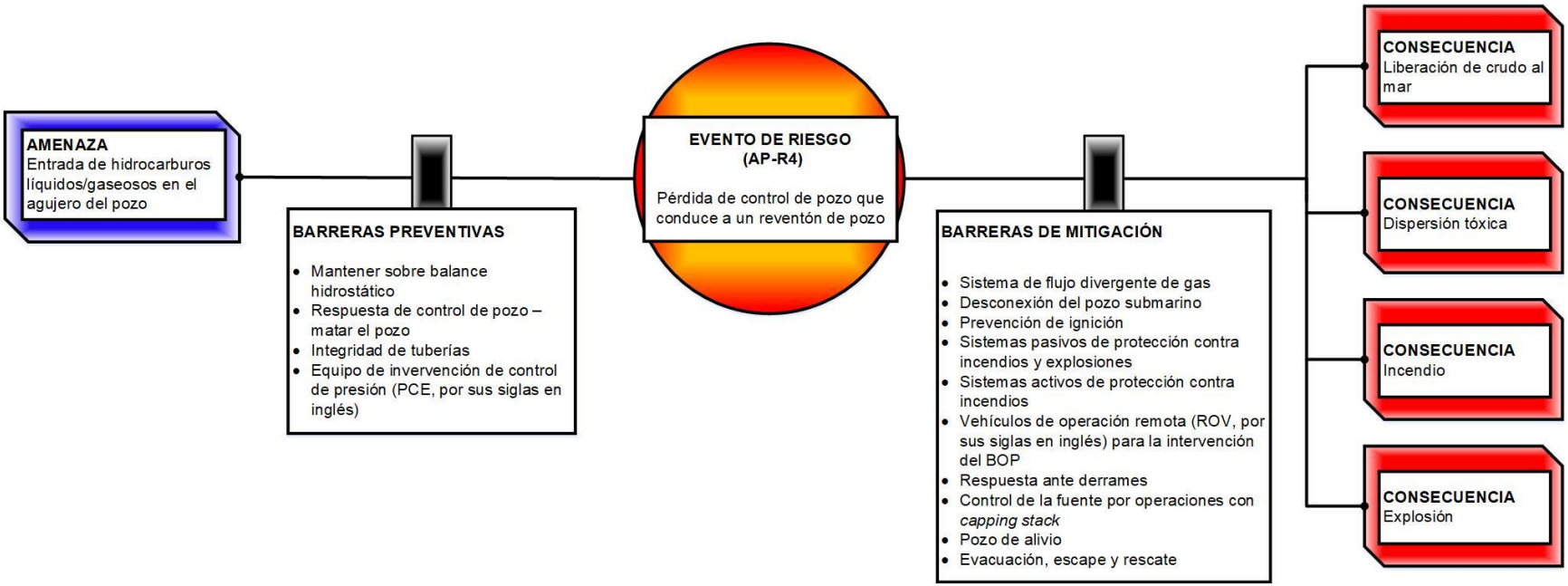

Figura 3-4. Bowtie 3: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AP-R4).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

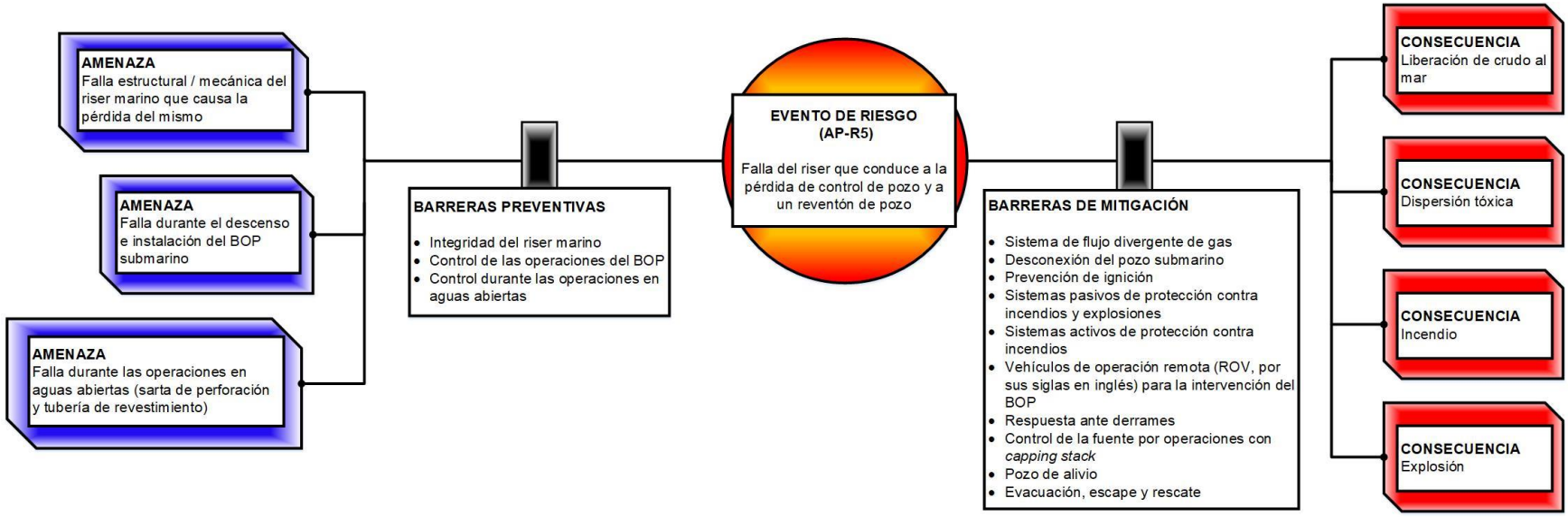

Figura 3-5. Bowtie 4: Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo (AP-R5).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

Figura 3-6. Bowtie 5: Liberación de gas somero (AP-R6).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

3.1.1.2 Jack-up

En la siguiente sección, se presentan los diagramas Bowtie de los Eventos de Riesgo asociados con el Jack-up (nivel de riesgo Medio). La Tabla 3-2 muestra los Eventos y el Bowtie asociado (Figura 3-7 a Figura 3-11).

Tabla 3-2. Bowties relacionados a los Eventos de Riesgo evaluados para el Jack-up (nivel de riesgo Medio y de Alta Prioridad).

ID ERA	Evento de Riesgo	Bowtie
AS-R1; AS-R2	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo y en operaciones de construcción)	1
AS-R3	Perdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	2
AS-R4	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	3
AS-R5	Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida del control del pozo y a un reventón de pozo	4
AS-R6	Liberación de gas somero	5

Fuente: BP México, 2019; AECOM, 2020.

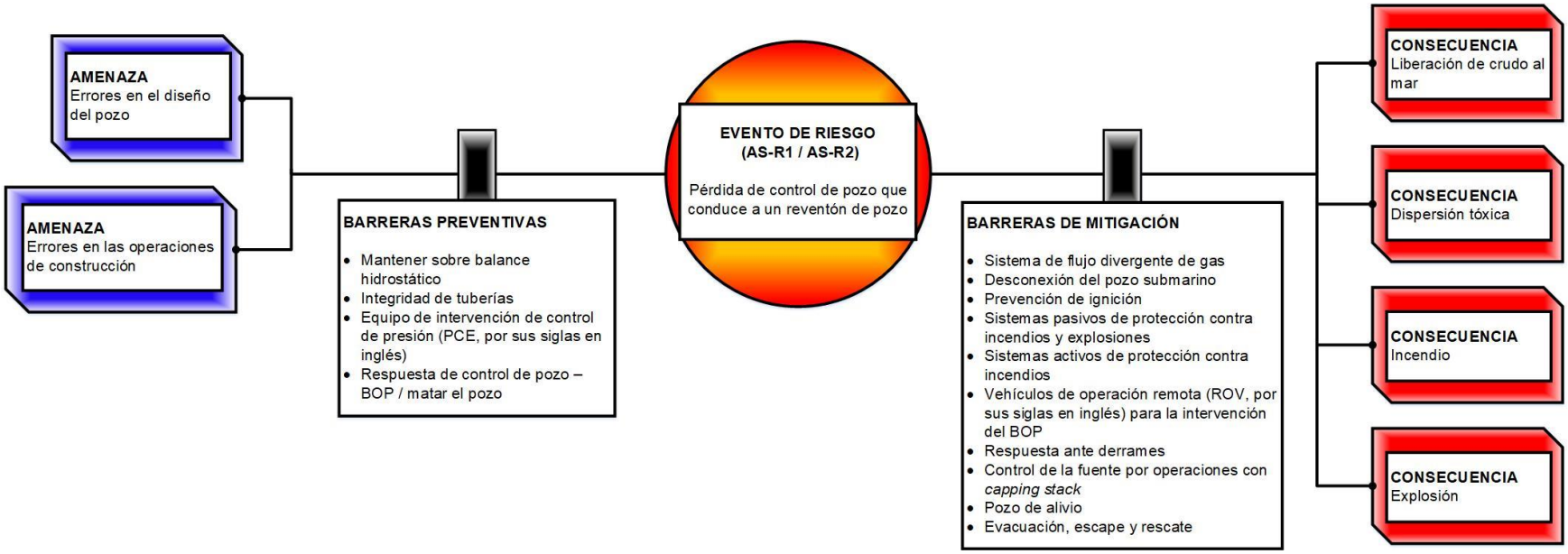

Figura 3-7. Bowtie 1: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AS-R1 y AS-R2).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

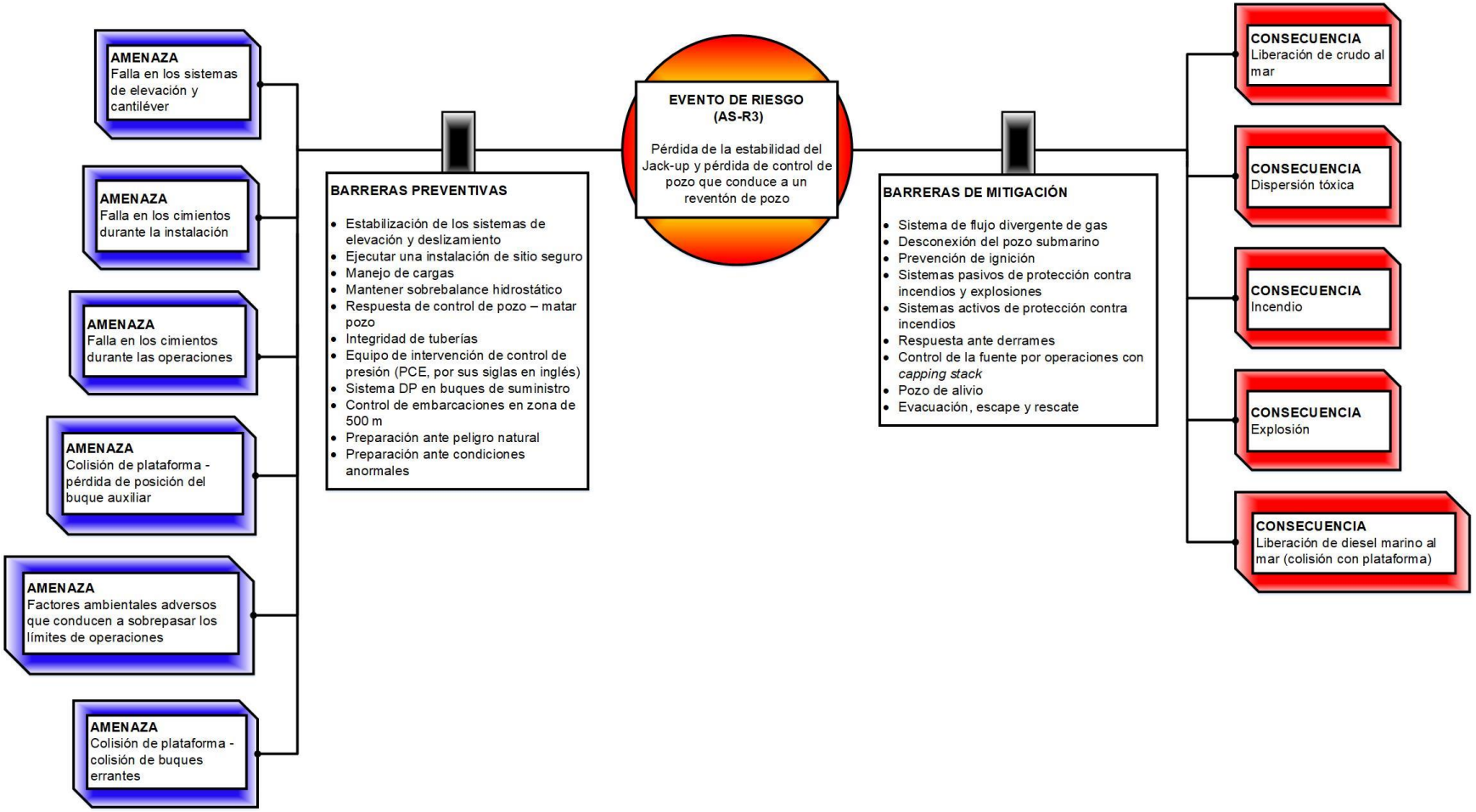

Figura 3-8. Bowtie 2: Pérdida de la estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AS-R3).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

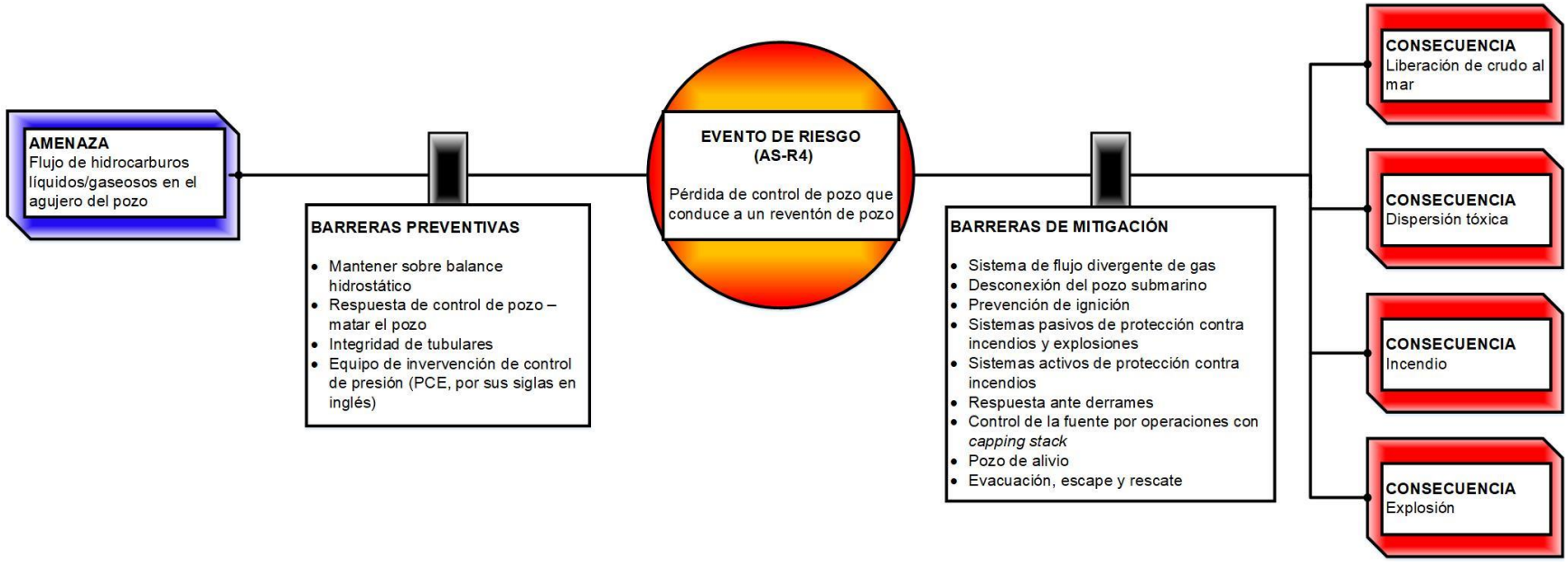

Figura 3-9. Bowtie 3: Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (AS-R4).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

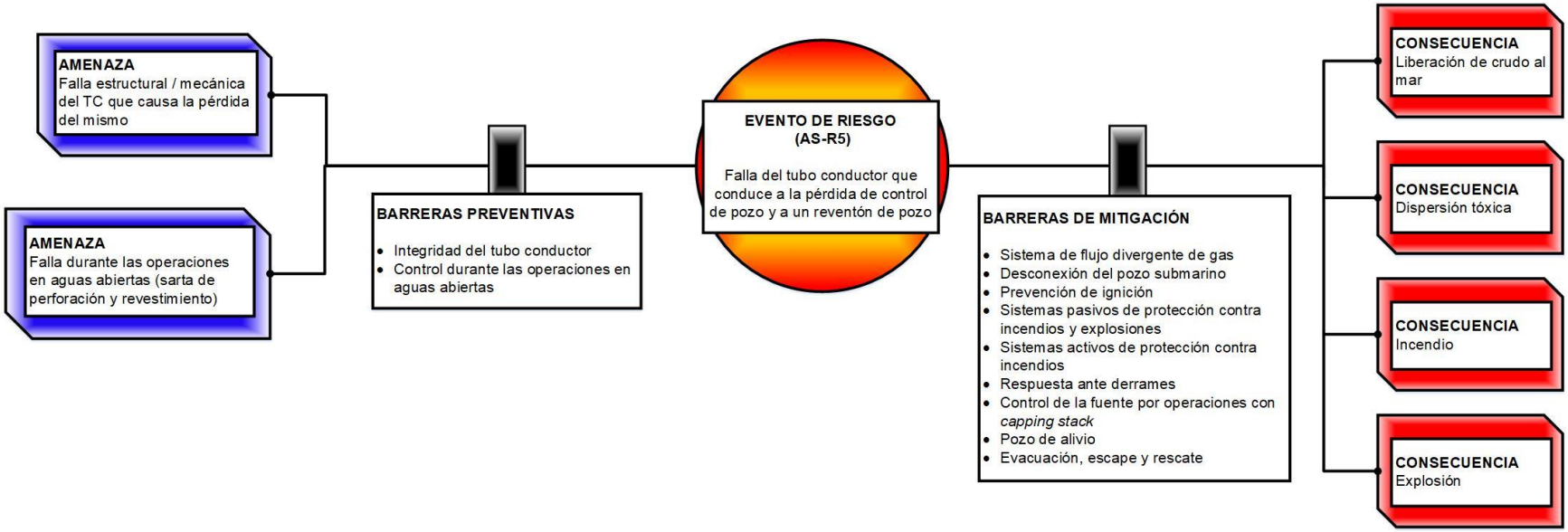

Figura 3-10. Bowtie 4: Falla del tubo conductor que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo (AS-R5).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

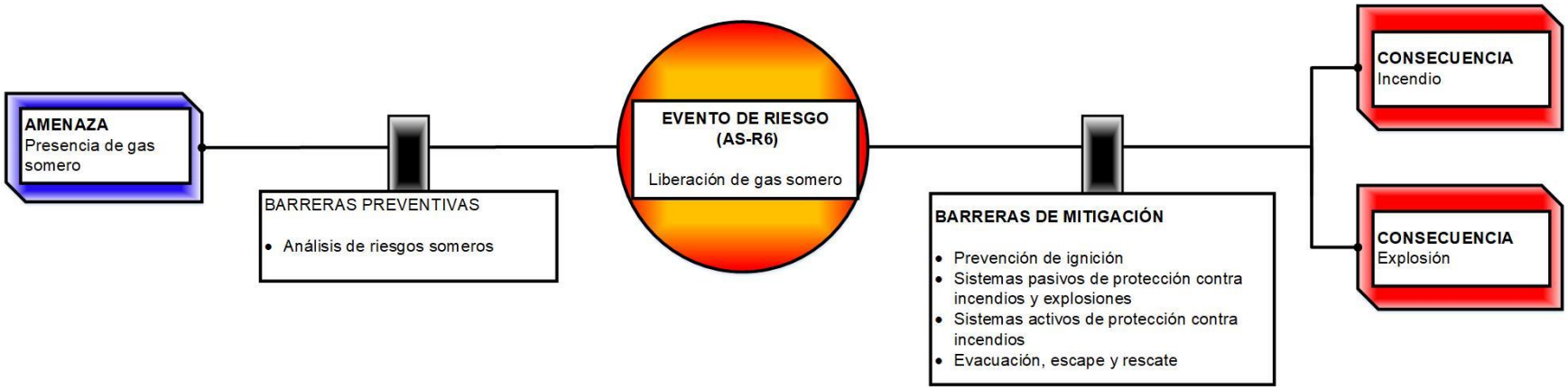

Figura 3-11. Bowtie 5: Liberación de gas somero (AS-R6).

Fuente: BP, México, 2019; adaptado por AECOM, 2020.

3.2 Recomendaciones técnico-operativas

La Tabla 3-3, enlista las áreas potencialmente afectadas de la MODU y del Jack-up en caso de la materialización de un escenario de riesgo de incendio, explosión o dispersión tóxica; las áreas fueron obtenidas de los radios de afectación descritos en la Sección 2.1.

Para cada Evento de Riesgo indicado en la Tabla 3-3, se propusieron varias recomendaciones técnico-operativas listadas en el RAW (Anexo 5.5.2), en función de cada Evento de Riesgo y sus potenciales consecuencias. Estas medidas fueron propuestas de acuerdo con lineamientos existentes y procedimientos (SASISOPA) que BP OMS utiliza en todo el mundo. Estos principios aseguran la adecuada gestión de los riesgos identificados en las operaciones de BP y serán llevados a cabo para fortalecer la seguridad durante las actividades del Proyecto con respecto a las potenciales consecuencias en ambas plataformas.

Tabla 3-3. Identificación de áreas afectadas por la materialización de los escenarios de riesgo simulados para incendio, explosión y dispersión tóxica.

Evento de Riesgo	Consecuencias	Escenario de simulación	Áreas afectadas por zonas de alto riesgo y alto riesgo a equipos
AP-R1 / AP-R2 / AP-R3 / AP-R4 / APR5	Incendio Explosión Dispersión tóxica	AP-E1: Dardo de fuego debido a un reventón de pozo	**Alto riesgo a equipos (límite superior e inferior):** riser, zona del *moonpool,* tableros de mandos de perforación de babor y estribor, así como los cuartos de transformadores de perforación de babor y estribor **Alto riesgo:** zona de *moonpool*, los cuartos donde se encuentran tableros de mandos de perforación de babor y estribor, y el cuarto de transformadores de perforación, así como sus zonas de paso
		AP-E2: Explosión debido a un reventón de pozo	**Alto riesgo a equipos (límite superior e inferior): z**ona de *moonpool*, tableros de mandos de perforación de babor, centro y estribor, , cuarto de transformadores de perforación y sus zonas de paso, así como los cuartos de agitación de fluidos de perforación, cuartos de máquinas de control en la popa, cuartos de propulsores **Alto riesgo:** zona de propulsores, cuartos de máquinas, cuarto de almacenamiento, todos ellos ubicados en la popa, así como el cuarto de enfriamiento, propulsores, lavandería, entre otros, todos ellos, ubicados en la proa.
		AP-E3: Dispersión tóxica de H_2S debido a un reventón de pozo	**Alto riesgo:** las nubes tóxicas no fueron capaces de alcanzar zonas adyacentes al *moonpool*, elevándose hasta 20 m
AS-R1 / AS-R2 / AS-R3 / AS-R4 / AS-R5	Incendio Explosión Dispersión tóxica	AS-E1: Dardo de fuego debido a un reventón de pozo	**Alto riesgo a equipos (límite superior e inferior):** riser, sarta de perforación, el top drive, y niple campana, entre otros **Alto riesgo:** zona del cantiléver y parte del riel sobre el cual éste se desliza
		AS-E2: Explosión debido a un reventón de pozo	**Alto riesgo a equipos (límite superior e inferior):** zona del cantiléver donde se encuentra el equipo de perforación, tal como el top drive y el niple campana entre otros, la popa del Jack-up hasta alcanzar las piernas de babor y estribor del Jack-up, sin alcanzar las grúas y el riel sobre el cual se desliza el cantiléver

Evento de Riesgo	Consecuencias	Escenario de simulación	Áreas afectadas por zonas de alto riesgo y alto riesgo a equipos
			Alto riesgo: toda la superficie del Jack-up, alcanzando una parte del helipuerto, la pierna de proa y botes de escape, entre otros
		AS-E3: Dispersión tóxica de H_2S debido a un reventón de pozo	**Alto riesgo:** las nubes tóxicas se concentraron dentro de los 16 m del punto de liberación, hasta una altura máxima de 20 m, por lo cual, las nubes no fueron capaces de alcanzar las cubiertas del Jack-up

Fuente: AECOM, 2020.

3.3 Sistemas de seguridad

En las siguientes secciones se describen los sistemas de seguridad empleados para la MODU y el Jack-up.

3.3.1 Sistema contra incendios

En la Sección 1.2.8 se describen los requerimientos de diseño del sistema contra incendios de la MODU y del Jack-up, en resumen:

- Ambas plataformas estarán equipadas con sistemas fijos de extinción de incendios, los cuales consistirán en un sistema a base de agua en las áreas principales y un sistema de CO_2 (o equivalente) en áreas específicas (cuartos eléctricos).
- Se proporcionarán extintores portátiles aprobados, el tipo y número estará de acuerdo con las pautas de la Organización de Clasificación.
- El Sistema de detección de incendios y gases se controlará continuamente desde el cuarto de control central. La detección activa el sistema de alarma y la comunicación de instrucciones específicas (p.ej., equipos de extinción de incendios, detención de operaciones, reunión y evacuación) a todo personal.

Los miembros de la tripulación capacitados como miembros del equipo de extinción de incendios podrán operar diferentes sistemas de extinción (hidrantes, extintores portátiles) y utilizar equipos de protección personal especializados (p.ej., aparatos de respiración autónoma). Se realizarán simulacros regulares para mantener la competencia del equipo de respuesta.

3.3.2 Sistema de paro de emergencia

Ambas plataformas, estarán equipados con Sistemas de paro de Emergencia tal y como se describen en la Sección 1.4.2.1.2, Sistemas de Paro de Emergencia.

3.3.3 Sistemas de protección de presión

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

3.3.4 Contención de derrames

Los equipos y recursos especializados para responder a los derrames de hidrocarburo en el mar se mantendrán a bordo de los OSV y/o en la base de suministro en tierra. La cantidad y tipo de recursos seguirán los lineamientos de BP (GP 10.90) y también estarán alineado con las pautas de buenas prácticas de preparación de respuesta (IPIECA-IOGP, 2015a). La contención de derrames a bordo de las plataformas se describe en la Sección 1.4.2.2, Contención de derrames.

3.4 Barreras de prevención y mitigación para la liberación de hidrocarburos al mar

Debido a la severidad del impacto que podría ocasionar la liberación de hidrocarburos al mar en caso de un reventón de pozo, se describen las medidas preventivas y de mitigación, tales como el sistema BOP y el sistema de control de presión durante perforación, como medidas de prevención; y el capping stack, pozo de alivio y OSCP como medidas de mitigación.

3.4.1 Sistema de prevención contra reventones

Tanto la MODU como el Jack-up contarán con un BOP, que será la primera respuesta de BP como medida de intervención directa en caso de falla de la barrera de contención primaria. El BOP estará equipado con múltiples arietes de corte para proporcionar opciones adicionales de cierre. BP México contará con la capacidad y el equipo para realizar una intervención externa del pozo en caso de ser necesario. Esto incluirá un ROV que podrá ser desplegado desde un PSV/OSV hacia las plataformas para proporcionar energía hidráulica al BOP y cerrar los arietes. En la sección 1.2.7.2.1 Sistema de prevención submarino contra reventones y la Sección 1.2.7.3.1 Sistema de prevención superficial contra reventones presenta más detalles de la estructura de los BOP a ser utilizados en ambas plataformas. Se estima que una intervención externa en la BOP podría tener una demora de entre dos y cinco días.

3.4.2 Sistema de control de presión durante la perforación

Ambas plataformas estarán equipadas con un sistema que mantendrá sobrebalance hidrostático. Esto se refiere a procedimientos específicos de operaciones de pozos relacionados con mantener la estabilidad del pozo durante la perforación, principalmente relacionadas con la lectura dinámica de las presiones de los pozos y el manejo de la densidad del fluido de perforación. Estas medidas reducirán los riesgos asociados con la perforación y mejorarán la estabilidad del pozo. Este sistema se describe a detalle en el Capítulo 1 en la Sección 1.4.1 Especificaciones del sistema de control.

3.4.3 Capping Stack

Un *capping stack* submarino para aguas profundas es un equipo especializado utilizado para tapar, detener o redirigir el flujo del pozo mientras se realizan las actividades de taponamiento permanente (Figura 3-12). Este equipo está diseñado para soportar la presión máxima anticipada en el cabezal del pozo generada por los fluidos de este (15,000 psi). BP ha contribuido a la provisión de *capping stacks* en la industria y continúa refinando y mejorando su despliegue.

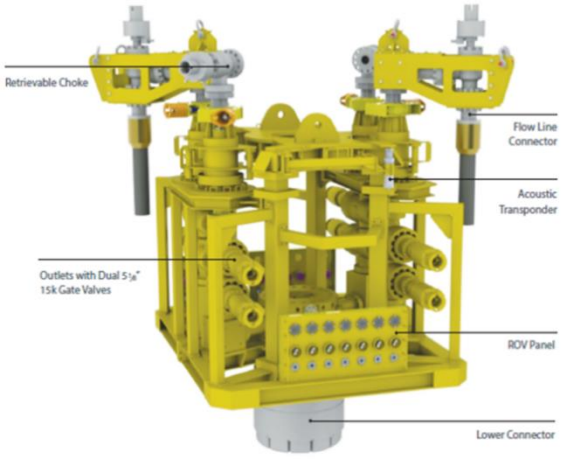

Figura 3-12. Ejemplo de Capping Stack para una MODU.
Fuente: Trendsetter, 2020.

Se almacenarán varios *capping stack* en ubicaciones estratégicas en todo el mundo, como Brasil (15,000 psi), Noruega (15,000 psi), Singapur (10,000 psi) y Sudáfrica (10,000 psi). Cada pieza de estos equipos se encuentra almacenada y lista para su uso inmediato y su posterior transporte por mar o por tierra en caso de accidente.

Para la opción aguas someras / Jack-up, la instalación de un *capping stack* no es aplicable para un BOP superficial debido a que, en este caso, las intervenciones a este equipo se realizan directamente. Sin embargo, para un escenario en un Jack-up con un BOP submarino instalado, se desplegaría un arreglo de este equipo utilizando el mismo procedimiento que para aguas profundas. En este caso, se instalará desde la torre de perforación de la plataforma o desde un buque, dependiendo de la extensión de los daños a la estructura de la plataforma. La eliminación parcial de una estructura de soporte dañada también podría ser necesaria para obtener acceso al cabezal del pozo. El tipo de dispositivo requerido dependerá de las necesidades específicas del evento o situación.

3.4.4 Pozo de alivio

En caso de reventón de pozo, a la par de la instalación del *capping stack*, se podría perforar un pozo de alivio para matarlo (operaciones simultáneas). BP México cuenta con acuerdos de servicio para asistencia especializada para ayudar con ingeniería y soporte operativo en caso de requerir un pozo de alivio.

El pozo se perforará utilizado un plan de ejecución similar al de un pozo estándar. Generalmente, este tipo de pozos se perfora como un agujero vertical hasta un punto de desviación (*kickoff point*), donde se gira hacia el pozo objetivo utilizando tecnologías y herramientas de perforación direccional. Una vez que se intersecta el pozo objetivo, se comienza el control dinámico del pozo, bombeando fluido de perforación por el pozo de alivio y dentro del pozo en descontrol para matar el flujo. Posteriormente, se podría inyectar concreto para sellarlo.

3.4.5 Plan de respuesta ante derrames

El OSRP proporciona una guía de cómo responder ante cualquier derrame de hidrocarburo de cualquier tamaño dentro de los límites del Proyecto. Su propósito es facilitar una respuesta (inicial) eficiente ante incidentes de derrames y brindar herramientas de toma de decisiones e información necesaria para evaluar, organizar y gestionar las operaciones en curso. La información de fondo, tal como la justificación de planificación y los detalles de la preparación (p.ej*.,* documentación de evaluación de riesgos, capacitación y ejercicios programados) se incluyen en el documento de respaldo o apéndices.

La elaboración del plan se basa en los lineamientos listados en el procedimiento interno de BP: *GDP 4.6-0001* y *GP 10-90*, que se encuentran completamente alineados con las prácticas de la Asociación Internacional de Conservación Ambiental de la Industria Petrolera y la Asociación Internacional de Productores de Gas y Petróleo (IPIECA-IOGP, por sus siglas en inglés) para planes de contingencia ante derrames de hidrocarburos en el mar (2015) y al mismo tiempo cumple con los requisitos reglamentarios nacionales relacionados. El proceso desarrolla la capacidad para reaccionar eficientemente ante un derrame y mantener una respuesta continua escalando los recursos demandados según sea necesario.

BP México tiene acceso a Organizaciones de Respuesta a Derrames (OSRO, por sus siglas en inglés) que pueden proporcionar recursos para apoyar un esfuerzo de respuesta ante derrames. Existen diferentes organizaciones y recursos dentro de la región y fuera de México que pueden movilizarse para apoyar en la respuesta según el alcance y la escala del derrame. En el OSRP se puede consultar más información sobre estas organizaciones.

El OSRP de BP México será específico para su campaña de exploración en Cuencas del Sureste en el Golfo de México (Área Contractual G-CS-03). El alcance de este documento es permitir la identificación de la estructura organizacional y recursos a ser considerados durante la respuesta, asegurar que los esfuerzos de respuesta desplegados sean los más adecuados para la evaluación inicial del evento y permitir mitigar las consecuencias del derrame.

A pesar de que el OSRP se enfoca en derrames mayores de crudo o diésel, buscando evitar la propagación del derrame, el tratamiento del derrame lo más cerca posible de la fuente, y brindar acciones de protección, y en caso

de presentarse, la limpieza o remediación en la costa, también cuenta con procedimientos para la respuesta de otras derrames de otras magnitudes. En el Capítulo 7 de la MIA se puede consultar más información sobre el OSRP.

3.4.6 Lecciones aprendidas del accidente del *Deepwater Horizon*

El 20 de abril de 2010, un evento de descontrol de pozo permitió el escape de hidrocarburos del pozo Macondo en el Golfo de México hacia la plataforma del *Transocean Deepwater Horizon* (DWH), provocando una explosión e incendio en la plataforma y la pérdida de 11 vidas. BP Exploration and Production Inc., era el operador del pozo. A través del pozo y el BOP, los hidrocarburos fluyeron desde el yacimiento durante 87 días, causando un derrame de gran importancia En enero de 2015, un Tribunal Federal de los Estados Unidos encontró que 3.19 millones de barriles de petróleo fueron descargados en el Golfo de México.

Una prioridad para BP México es evitar que se produzca un derrame de petróleo similar al ocurrido. En el 2010, la investigación interna de BP sobre el incidente de DWH, conocida como el *Informe Bly,* concluyó que no había una sola causa responsable del incidente y que más bien se trató de una compleja e interconectada serie de fallas mecánicas, juicios humanos, diseño de ingeniería, implementación operativa e interfaces de equipo (involucrando a varias compañías, incluida BP).

La investigación interna de BP, que culminó en el *Informe Bly*, involucró a un equipo de más de 50 especialistas internos y externos de diversos campos, incluida seguridad, operaciones, submarinos, perforación, control de pozos, cementación, modelado dinámico de pozos, sistemas BOP y análisis de peligros del proceso. Se identificaron ocho hallazgos claves relacionados con la cadena causal de eventos y se establecieron 26 recomendaciones fueron hechos para prevenir un accidente similar y reducir el riesgo en las actividades de perforación de BP. En 2016, estas recomendaciones fueron atendidas y concluidas por expertos independientes para brindar una evaluación objetiva de las medidas preventivas.

La Tabla 3-4 describe los ocho hallazgos claves relacionados con la causa del incidente DWH, tal como se describe en el *Informe Bly* (BP, 2010). También examina cómo se aplican estas lecciones a este proyecto para evitar que un incidente como el de DWH vuelva a ocurrir.

Tabla 3-4. Hallazgos clave del incidente de la explosión del pozo Macondo y su aplicación al proyecto.

Hallazgo	Resumen descriptivo	Conclusiones de la investigación	Aplicación a este proyecto
Factor crítico: La integridad del pozo no se estableció o falló			
1. La barrera de cemento anular no aisló los hidrocarburos	El día anterior al accidente, cemento había sido bombeado hacia la tubería de revestimiento de producción y hacia el anillo del pozo para evitar que los hidrocarburos en el yacimiento ingresaran al pozo. El cemento anular que se colocó a través de la zona principal de hidrocarburos era una suspensión ligera de espuma de cemento nitrificada. Este cemento anular no aisló el anillo del pozo de la zona de hidrocarburos.	Hubo deficiencias en el diseño y las pruebas del cemento, en el control de calidad y la evaluación de riesgos.	La Práctica de Aislamiento de Zonas de BP se actualizó y aclaró, estableciendo requisitos claros para los elementos anulares de la barrera del pozo de cemento y la verificación de estas barreras durante la construcción del pozo, el abandono temporal y el abandono permanente. Los objetivos de aislamiento de zonas de BP están diseñados para evitar el movimiento involuntario de fluidos entre las distintas zonas permeables, el flujo hacia la superficie o al lecho marino, el desarrollo de presión sostenida en la tubería de revestimiento durante las operaciones del pozo debido a las comunicaciones entre las diferentes zonas permeables y la superficie o el lecho marino, y la contaminación de acuíferos de agua potable. BP tiene documentos de cementación detallados, los cuales contienen una clara guía de ingeniería para los ingenieros de BP que diseñan trabajos de cementos para lograr los requisitos de aislamiento zonal.

Hallazgo	Resumen descriptivo	Conclusiones de la investigación	Aplicación a este proyecto
			BP estableció un equipo global de ingeniería de cementación para mejorar la capacidad de esta disciplina de cementación, brindar mayor seguridad en los diseños de cemento y cumplir con los requisitos para la revisión del diseño de los trabajos de cemento descritos en la Práctica de Aislamiento Zonal. BP realizó una revisión de calidad global de los proveedores de servicios de cementación que trabajan con BP. Los nuevos proveedores son revisados antes de que sus servicios sean contratados. BP lideró un grupo de trabajo dentro del Instituto Americano del Petroleo (American Petroleum Institute, API) para actualizar la práctica recomendada por la industria para la preparación y prueba de lodos de cemento espumado.
2. Las barreras de carril de zapatas no aislaron a los hidrocarburos	Una vez que ingresaron al anillo del pozo, los hidrocarburos pasaron por el pozo e ingresaron al revestimiento de producción de 9 ⅞" x 7" a través del carril de zapatas, instalada en la parte inferior del revestimiento. El flujo entró en el revestimiento en lugar del anillo del revestimiento. Para que esto suceda, ambas barreras en el carril de las zapatas deben haber fallado para evitar la entrada de hidrocarburos en el revestimiento de producción. La primera barrera fue el cemento en el carril de las zapatas, y la segunda fue el collar de flotación, un dispositivo en la parte superior del carril de las zapatas diseñado para evitar la entrada de líquido en el revestimiento.	El ingreso de hidrocarburos fue a través del carril de las zapatas y no debido a una falla en el revestimiento de producción o en el anillo del pozo y a través del montaje del sello del colgador de la tubería de revestimiento. Se identificaron posibles modos de falla que podrían explicar cómo el cemento del carril de las zapatas y el collar de flotación permitieron el ingreso de hidrocarburos en el revestimiento de producción.	La Práctica de Barreras para Pozos actualizada de BP proporciona los requisitos para el diseño, selección, instalación, mantenimiento, monitoreo y gestión de las barreras de los pozos y sus elementos durante el ciclo de vida del pozo. Según la práctica, las barreras de pozo se requieren generalmente para aislar las fuentes de energía dentro de la Tierra unas de otras, el entorno de la superficie y las personas. Las barreras de pozo primarias y secundarias son requeridas entre las fuentes de energía y la superficie. Esta práctica de BP se aplica a todos los pozos, independientemente de dónde se encuentren en su ciclo de vida, incluyendo los pozos en construcción, en servicio activo, abandonados temporalmente o abandonados permanentemente. Los elementos de barrera de pozo se verifican según los criterios de aceptación en la Práctica de Barrera de Pozos de BP. Para que un carril de las zapatas cementada se utilice como elemento de barrera de pozo, esta debe de tener dos flotadores independientes para redundancia y para evitar el reflujo del cemento; tener cemento que haya sido verificado y que tenga una longitud y resistencia a la compresión como es requerido en la Práctica de Aislamiento Zonal de BP; y que haya pasado con éxito una prueba positiva y una negativa como se describe en la Práctica de Pruebas de Presión de BP.
Factor crítico: Los hidrocarburos ingresaron al pozo sin ser detectados y se perdió el control del pozo			
3. La prueba de presión negativa fue aceptada aun cuando no se había establecido la integridad del pozo	Antes de abandonar temporalmente el pozo, una prueba de presión negativa fue realizada para verificar la integridad de las barreras mecánicas (el carril de las zapatas, el revestimiento de producción y el montaje del sello de la suspensión del revestimiento). La prueba consistió en reemplazar el lodo de perforación pesado con agua de mar más ligera para	La tripulación de Transocean de la MODU y los líderes del sitio del pozo BP llegaron a la opinión errónea de que la prueba fue exitosa y que la integridad del pozo se había establecido.	Las prácticas de BP abordan los requisitos de prueba de presión positiva y negativa para pozos. Esta actualización en la práctica requiere la aprobación previa de los procedimientos de ingeniería para prueba negativa, así como también específica los criterios mínimos que se deben cumplir para una prueba exitosa. El líder de Sito del Pozo interpreta los resultados de la prueba según los criterios de aceptación diseñados. Después, el Superintendente de Pozos, que tiene una función de supervisión externa, aprueba la prueba de presión negativa. Ambos puestos del personal se clasifican como roles críticos

Hallazgo	Resumen descriptivo	Conclusiones de la investigación	Aplicación a este proyecto
	colocar el pozo en una condición de bajo balance controlado. En retrospectiva, las lecturas de presión y el volumen purgado durante la prueba de presión negativa indicaron que había comunicación de la trayectoria de flujo con el yacimiento, lo que significa que la integridad de estas barreras que no se había logrado.		que se someten a evaluaciones obligatorias de competencia. Para desarrollar y mantener la competencia de su personal, BP brinda capacitación interna sobre control de pozos la cual es acreditada por la industria y donde se usan simuladores de perforación de tamaño real en sus instalaciones en Houston, Sunbury y Bakú. BP no solo desarrolló y presentó en los últimos años el Curso Aplicado de Control de Pozos de Aguas Profundas a toda su flota de plataformas de aguas profundas, BP también tiene un acuerdo con Maersk Training para utilizar sus instalaciones de entrenamiento de simulación inmersiva de vanguardia y sus instructores para proporcionar un programa de desarrollo para equipos de perforación. Los equipos de plataformas integradas que incluyen individuos de BP, contratistas de perforación y compañías de servicios, trabajan a través de escenarios creados en simuladores para practicar procedimientos, roles y responsabilidades en situaciones difíciles de perforación y terminación antes de que puedan encontrar esas situaciones en operaciones reales.
4. El flujo no fue detectado hasta que los hidrocarburos se encontraban en el tubo ascendente	Una vez aceptada la prueba de presión negativa, el pozo regresó a una condición de sobre balance, lo cual impidió un mayor flujo en el pozo. Más tarde, como parte de las operaciones normales de abandono temporal del pozo, el lodo de perforación pesado se reemplazó nuevamente con agua de mar, desbalanceando el pozo. Con el tiempo, esto permitió que los hidrocarburos fluyeran a través de la tubería de revestimiento de producción y pasaran por la BOP. Las indicaciones de flujo, aunado con un incremento en la presión de la tubería de perforación fueron discernibles en los datos de tiempo real por aproximadamente 40 minutos antes de que el equipo de perforación tomara medidas para controlar el pozo. Las primeras acciones de control aparentes del equipo de la plataforma de perforación se produjeron después de que los hidrocarburos fluían rápidamente hacia la superficie.	La tripulación de la plataforma no reconoció el flujo y no actuó para controlar el pozo hasta después que los hidrocarburos pasaron a través de la BOP y hacia el tubo ascendiente.	La práctica de monitoreo de pozos de BP enumera las responsabilidades y los requisitos para verificar y documentar que el monitoreo de pozos ha sido implementado correctamente. Los requisitos incluyen la configuración de la alarma y las acciones que deben tomarse, el monitoreo del volumen y la densidad de los fluidos, la verificación del flujo y las acciones para verificar el cumplimiento con la práctica. La práctica de BP requiere un procedimiento de monitoreo de pozos adaptado regionalmente, el cual es comunicado al personal responsable del monitoreo de pozos, incluyendo el contratista de la plataforma y el registrador de lodo. El líder del Sitio, a través del proceso de autoverificación y supervisión de BP, ayuda asegurar que las acciones de la tripulación sean conforme a los procedimientos de monitoreo del pozo. Como se describe en el punto 3, los líderes de sitio y superintendentes de BP se someten a evaluaciones de competencia para su función. Personal de BP relevante, el contratista de los equipos de perforación y el personal de la empresa de servicios de pozos deben tener una certificación de control de pozos reconocida por la industria. Además, BP proporciona capacitación extra, basada en escenarios para los equipos de perforación.
5. Las acciones de respuesta de control de pozo no	Las primeras acciones de control del pozo fueron cerrar el BOP y el desviador,	Si los fluidos se hubieran desviado hacia la borda, en	Las prácticas de BP proveen requisitos y opciones para el control de pozos, la mitigación de riesgos, la respuesta y remediación de todas las actividades

Hallazgo	Resumen descriptivo	Conclusiones de la investigación	Aplicación a este proyecto
lograron recuperar el control del pozo	enviando los fluidos que salían por el tubo ascendente hacia el separador de gas-lodo del buque DWH en lugar de mandarlos a la tubería de desviación por la borda.	lugar del separador gas-lodo, es posible que hubiera habido más tiempo para responder y pudo haber reducido las consecuencias del accidente.	operadas por BP a lo largo del ciclo de vida de un pozo. Estas prácticas incorporan estándares mejorados de la industria que BP y otras compañías han mejorado para mejorar las aptitudes en la industria después de incidentes industriales. Los líderes de sitio y los superintendentes de los sitios de pozos de BP deben someterse a evaluaciones de competencia para su función. BP, el contratista de equipos de perforación y el personal de la empresa de servicios de pozos deben tener una certificación de control de pozos reconocida por la industria. Además, BP proporciona capacitación extra, basada en escenarios para los equipos de perforación.
Factor crítico: Ignición de hidrocarburos en DWH			
6. El desvío hacia el separador de gas-lodo resuelto en el venteo de gases a la plataforma	Una vez que se desviaron hacia el separador de lodo-gas (MGS, por sus siglas en inglés), los hidrocarburos se descargaron directamente en la plataforma a través de la ventilación de 12 "de cuello de cisne que sale del separador de lodo-gas y otras líneas de flujo que también dirigieron el gas hacia la plataforma. Esto aumentó la probabilidad de que el gas contactara una fuente de ignición.	El diseño del separador de lodo-gas permitió que se desviaran los contenidos en el tubo ascendente hacia el buque del separador de lodo-gas, aunque el pozo estaba en una condición de alto flujo. Esto sobrecargó al separador de lodo-gas.	Las prácticas de BP describen los métodos y herramientas para lograr diseños seguros a través de la administración de riesgos. Gestionar los riesgos implica eliminar o minimizar los riesgos de accidentes importantes en su raíz y evitar que los que permanecen se conviertan en accidentes graves. Esto puede incluir la modificación del equipo y el diseño antes de que la MODU comience un programa de perforación. Por ejemplo, los requisitos de diseño de BP para los separadores de lodo-gas se han cambiado para desviar el gas en la cubierta y evitar que este cerca de equipos o personal. Además, BP realiza revisiones de peligros y operatividad (HAZOP) del gas en la superficie y de fluidos en los sistemas para todas las plataformas de perforación propiedad de BP y contratadas por BP, que incluyen una revisión de la ubicación y el diseño de las ventilas de hidrocarburos. Para mayor seguridad, el equipo de ingeniería de perforación de BP inspecciona los nuevos MODU antes de que comiencen las operaciones del pozo y todos los MODU periódicamente.
7. El Sistema de incendios y gases no impidió la ignición de hidrocarburos.	Los hidrocarburos migraron más allá de las áreas en la plataforma DWH que eran clasificadas eléctricamente a áreas donde el potencial de ignición era mayor.	El sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado probablemente transfirió una mezcla rica en gas a las salas de máquinas, causando que al menos un motor se sobre acelerara, creando una posible fuente de ignición.	
Factor crítico: El BOP no selló el pozo			
8. El BOP en modo de emergencia no selló el pozo	Tres métodos para operar el BOP en el modo de emergencia fallaron en sellar el pozo. 1. Las explosiones y el fuego probablemente deshabilitaron el método de emergencia principal disponible (la secuencia de desconexión de emergencia), diseñado para sellar el pozo y desconectar el tubo ascendente del pozo. 2. La condición de los componentes críticos en las	Hubo indicaciones de posibles debilidades en el régimen de pruebas y el sistema de mantenimiento del BOP.	La práctica de control de pozos de BP específica que: • Todos los equipos de perforación de DP deben estar equipados con BOP submarinos que tengan dos cilindros de corte ciego y un cilindro de corte de revestimiento; • Antes de comenzar a perforar nuevos pozos, un vehículo de operación remota (ROV, por sus silgas en inglés) demuestra la capacidad de acceder al panel de control submarino BOP para presurizar y activar los cilindros de corte; • un tercero certificará que: • El BOP ha sido inspeccionado y su diseño ha sido revisado de acuerdo con las

Hallazgo	Resumen descriptivo	Conclusiones de la investigación	Aplicación a este proyecto
	cápsulas de control amarillos y azules en el BOP probablemente impidieron la activación de la función de modo automático, diseñada para sellar el pozo sin la intervención del personal de la plataforma en caso de pérdida de presión hidráulica, energía eléctrica y comunicaciones desde la plataforma hacia las cápsulas de control del BOP. Un examen de las cápsulas de control del BOP después del accidente reveló que había una falla en una válvula de solenoide crítica en la cápsula de control amarilla y que las baterías AMF de la cápsula de control azul tenían carga insuficiente; estas fallas probablemente estaban presentes al momento del accidente. La intervención de los ROV para iniciar la función de auto-corte, otro método de emergencia para operar el BOP, probablemente resultó en el cierre del ariete de corte ciego del BOP, 33 horas después de las explosiones, pero el ariete de corte ciego no logró sellar el pozo.		especificaciones del fabricante del equipo original, • Cualquier modificación del BOP, si las hubiera, no han puesto en peligro su diseño o función, • Las pruebas y el mantenimiento de los BOP se realizan de acuerdo con las directrices del fabricante del equipo original y la Norma API 53. Esta práctica también requiere la confirmación por parte de un especialista en cizallamiento de que el BOP tiene la capacidad de cortar el tubo de perforación en condiciones máximas anticipadas de presión en la superficie. BP tiene un personal de confianza dedicado a los BOP submarinos con competencia global para todas las actividades de perforación de BP en alta mar y se les puede contactar para que asistan con problemas relacionados con el BOP. El personal de confianza de BP de BOP submarinos trabajan con los contratistas de perforación y los fabricantes de equipos originales BOP para monitorear el desempeño del BOP y mejorar aún más la fiabilidad del sistema BOP a través de la supervisión su mantenimiento y sus pruebas. Además, BP y otras compañías en la industria tienen estándares avanzados de la industria para los BOP a través de la API. Iniciativas a través del API, el IOGP, la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación y otros grupos de la industria se centran en compartir información sobre el rendimiento de los BOP.

Fuente: BP, México, 2010.

4 Resumen

4.1 Resumen de la situación general del Proyecto en materia de riesgo ambiental y conclusiones del estudio de riesgo ambiental

En el presente ERA, se realizó la identificación y evaluación de los riesgos potenciales asociados con aquellas actividades del Proyecto en las que se encontraron involucradas algunas de las sustancias mencionadas en los Listados de AAR, así como aquellas que involucraron el manejo de diésel marino, estas actividades incluyeron las actividades de perforación del *Pozo Compromiso* denle el Área Contractual G-CS-03 en Cuencas del Sureste del Golfo de México. Asimismo, se describe el proceso para la identificación de peligros, para la identificación y evaluación de Eventos de Riesgo y para la identificación barreras preventivas y de mitigación (diagramas Bowtie).

Durante el periodo inicial de exploración del Proyecto, se pretende perforar al menos un pozo de exploración costa afuera, provisionalmente planeado para el segundo trimestre de 2022. Debido a que la ubicación del pozo no ha sido determinada, BP México ha seleccionado dos prospectos alternativos, que representan regiones en AP y AS dentro del Área Contractual, para ello, se consideraron dos tipos de plataformas, MODU (AP) y un Jack-up (AS).

Debido a la ubicación del Proyecto (costa afuera), se realizó un análisis cualitativo de la susceptibilidad de riesgo ante fenómenos meteorológicos y oceanográficos adversos que pudieran afectar a las plataformas. A partir de este análisis, se obtuvieron niveles de susceptibilidad “muy bajos” para corrientes, mareas y tsunamis; y una susceptibilidad “media” para eventos como huracanes y Nortes. A pesar de que el nivel de riesgo obtenido para este tipo de riesgos fue bajo, el Proyecto contará con un programa para evaluar continuamente las condiciones extremas de clima adverso, que incluye lineamientos de evacuación y protocolos como medidas preventivas, entre otros.

Para el proceso de evaluación de riesgo, se generó la matriz RAW a partir de un taller de evaluación de riesgos llevado a cabo por BP México y AECOM. A partir de este documento se seleccionaron dos actividades: construcción y perforación de pozo. Basado en estas actividades, seis Eventos de Riesgo fueron identificados para la MODU y Jack-up de acuerdo con la Tabla 4-1.

Tabla 4-1. Resumen de los Eventos de Riesgo identificados.

MODU		Jack-up	
ID	**Evento de Riesgo**	**ID**	**Evento de Riesgo**
Construcción de pozo			
AP-R1	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo)	**AS-R1**	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo)
AP-R2	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción)	**AS-R2**	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción)
Perforación			
AP-R3	Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	**AS-R3**	Perdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo
AP-R4	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	**AS-R4**	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo
AP-R5	Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	**AS-R4**	Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida del control del pozo y a un reventón de pozo
AP-R6	Liberación de gas somero	**AS-R5**	Liberación de gas somero

Fuente: BP, México, 2020; AECOM, 2020.

Posteriormente, los Eventos de Riesgo fueron evaluados para cuatro diferentes receptores: ambiente, personal, activos y comunidad. Cada receptor fue calificado de acuerdo con la RAM 4 x 4 de BP, la cual se presenta en la Sección 1.5.2.1. Todos los Eventos de Riesgo identificados en ambas plataformas obtuvieron un nivel de riesgo Medio. De estos Eventos de Riesgo, diez consecuencias de simulación fueron definidos para obtener las zonas afectadas, cinco para la MODU y cinco para Jack-up (Tabla 4-2), con la finalidad de modelar un incendio explosión y dispersión tóxica de H_2S (a través del modelo de simulación PHAST) así como la liberación de hidrocarburos (crudo y diésel marino) en el mar (a través del modelo OSCAR). Las consecuencias correspondientes al Evento de Riesgo AP-R6 y AS-R6 (liberación de gas somero) no fueron simuladas debido a que no se cuenta con datos aproximados para su realización ya que no es posible determinar el volumen y la presión del gas somero, así como otras características del lugar en donde este se encuentra alojado. Sin embargo, el Proyecto contará con las medias adecuadas de prevención como identificación de gas somero a través de estudios geofísicos y un desviador de gas somero certificado

Tabla 4-2. Resumen de los escenarios a ser modelados.

ID	Escenario de riesgo	ID	Escenario de riesgo
AP-E1	Dardo de fuego debido a reventón de pozo	**AS-E1**	Dardo de fuego debido a reventón de pozo
AP-E2	Explosión debido a reventón de pozo	**AS-E2**	Explosión debido a reventón de pozo
AP-E3	Dispersión tóxica debido a reventón de pozo	**AS-E3**	Dispersión tóxica debido a reventón de pozo
AP-E4	Liberación de crudo al mar debido a reventón de pozo	**AS-E4**	Liberación de crudo al mar debido a p reventón de pozo
AP-E5	Liberación de diésel marino al mar debido a colisión de plataforma	**AS-E5**	Liberación de diésel marino al mar debido a colisión de plataforma

Fuente: AECOM, 2020.

En lo que respecta a los escenarios modelados con PHAST, debido a que las propiedades del yacimiento y del hidrocarburo fueron similares para ambas plataformas, los radios de afectación tanto para la MODU como para el Jack-up también fueron similares. Por lo tanto, para los escenarios AP-E1 y AS-E1, los radios para dardo de fuego por alto riesgo a equipo (37.5 kW/m^2) fueron menores a 1 m y se extendieron hasta los 22 m; mientras que los radios para el límite inferior (12.5 kW/m^2) fueron desde los 11 m hasta los 31 m. Finalmente, los radios de afectación por alto riesgo (5 kW/m^2) y zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) fueron desde 32 m hasta 43 m y de 62 m hasta 68 m, respectivamente.

Para el escenario AP-E1, los radios de afectación del límite superior de alto riesgo a equipos (37.5 kW/m2) se extendieron por menos de 1m, mientras que los radios del límite inferior (12.5 kW/m^2) los radios se extendieron sobre el *moonpool,* los cuartos donde se encuentran los tableros de mandos de perforación de babor y estribor y los cuartos de transformadores de perforación de babor y estribor. La zona de alto riesgo (5 kW/m^2), podría afectar la zona del *moonpool*, los cuartos donde se encuentran los tableros de mandos de perforación de babor y estribor y los cuartos de transformadores de perforación de babor y estribor, así como sus zonas de paso. Finalmente, las zonas de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendieron hasta alcanzar los cuartos de agitación de fluidos de perforación. Para el escenario AS-E1, los radios de afectación del límite superior por alto riesgo a equipos (37.5 kW/m^2) se extendieron sobre los equipos de perforación, como la sarta de perforación, TC, top drive y niple campana. Los radios del límite inferior de la zona de alto riesgo al equipo (12.5 kW/m^2) se extendieron sobre todo el cantiléver mientras que los radios de alto riesgo (5 kW/m^2) se extendieron sobre el cantiléver y parte del riel sobre el cual éste se desliza sin alcanzar la proa del Jack-up. Finalmente, los radios de la zona de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extendieron sobre la popa, afectando la grúa de babor y parte del riel del cantiléver.

Para los escenarios de explosión (AP-E2 y AS-E2), se obtuvo un radio de 40 m y 93 m para la zona de alto riesgo a equipos, límite superior (10 lb/$pulg^2$ e inferior (3 lb/$pulg^2$), respectivamente, 209 m para la zona de alto riesgo (1

lb/pulg^2) y 386 m para la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg^2). En un evento de esta magnitud, la masa de la mezcla que participaría en la explosión sería de 358 kg.

Para el escenario AP-E2, el radio de afectación por alto riesgo a equipos límite superior (10 lb/pulg^2) se extendió sobre la zona de *moonpool*, los tableros de mandos de perforación de babor y estribor, las zonas de paso de babor y estribor, así como el cuarto de transformadores de perforación. También alcanzó la zona de cuartos de agitación de fluidos de perforación. El radio de riesgo para el límite inferior (3 lb/pulg^2) se extendió sobre la zona de cuartos donde se encuentran tableros de mandos de perforación de babor, estribor y centro en la popa, así como los cuartos de máquinas ubicados en la popa. La sobrepresión, también se extendió en dirección a la proa donde fue capaz de alcanzar los cuartos de propulsores. La zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) se extendió sobre la zona de propulsores, cuartos de máquinas y cuarto de almacenamiento, todos ellos ubicados en la popa, así como el cuarto de enfriamiento, propulsores, lavandería, entre otros, ubicados en la proa. La zona de amortiguamiento se extendió por fuera de los límites de la MODU. En el caso del escenario AS-E2, el radio de afectación por alto riesgo a equipos límite superior (10 lb/pulg^2), se extendió sobre toda la zona del cantiléver, donde se encuentra el equipo de perforación, tales como el top drive y el niple campana. El límite inferior (3 lb/pulg^2) se extendió sobre la popa del Jack-up, hasta alcanzar las piernas de babor y estribor del Jack-up, y parte del riel sobre el cual se desliza el cantiléver. La zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) se extendió sobre toda la superficie del Jack-up, alcanzando una parte del helipuerto, la pierna de proa, botes de escape, entre otros. Finalmente, el radio de amortiguamiento se extiende por fuera de los límites del Jack-up cubriendo el helipuerto.

Para los escenarios de dispersión tóxica (AP-E3 y AS-E3), los radios de afectación fueron desde 10 m a 16 m para la zona de alto riesgo (100 ppm), desde 108 m a 179 m para la zona de amortiguamiento (10 ppm) y de 86 m a 179 m (15 ppm), de acuerdo con los diagramas de pétalo.

En lo que respecta al escenario AP-E3, las zonas de alto riesgo (100 ppm) se concentraron dentro de los primeros 16 m del punto de liberación y las nubes tóxicas no fueron capaces de alcanzar zonas adyacentes al *moonpool* elevándose hasta 20 m. Las zonas de amortiguamiento STEL (15 ppm) se extendieron hasta 116 m del punto de liberación; estas nubes tóxicas podrían alcanzar la zona de camarotes y oficinas del cuarto de control, elevándose entre los 10 m y 40 m. Finalmente, las zonas de amortiguamiento TWA (10 ppm) se extendieron hasta los 179 m desde el punto de liberación alcanzando el helipuerto. Para el escenario AS-E3, las zonas de alto riesgo se concentraron dentro de los primeros 16 m del punto de liberación y se elevaron hasta los 20 m sin capacidad de alcanzar las cubiertas del Jack-up. En el caso de las zonas de amortiguamiento STEL (15 ppm) la nube tóxica a 2F, se extendió más allá de las piernas de babor y estribor hasta una altura máxima de 40 m sin alcanzar la pierna de proa. Las nubes tóxicas a 5D y 10D tuvieron una extensión similar, pero con alturas de 20 m y 15 m, respectivamente. Finalmente, la zona de amortiguamiento TWA (10 ppm) a 2F, se extendió 179 m hacia la proa de Jack-up (con una altura de 40 m) sin alcanzar el helipuerto. La nube tóxica a una estabilidad de 5D se extendió hasta antes de la pierna de proa, mientras que a una estabilidad de 10D se extendió a poco más de la pierna de babor y estribor elevándose a 15 m.

A pesar de que la probabilidad de ocurrencia de estos eventos es baja, en caso de un escenario de incendio, explosión o dispersión tóxica, los efectos en el SAP corresponderían a emisiones de productos de combustión en la atmosfera tales como dióxido de carbono (CO_2), monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NO_x), sulfuro de hidrógeno (H_2S), dióxido de azufre (SO_2) y material particulado (hollín y ceniza).

Los escenarios de la liberación de hidrocarburos (crudo y diésel marino) al mar (AP-E4, AP-E5, AS-E4 y AS-E5) fueron modelados a través del software OSCAR, del cual fue posible obtener las trayectorias, probabilidades y tiempos de arribo de hidrocarburos a la costa y a la superficie marina. Para cada plataforma se evaluaron tres casos: un evento no planeado con c*apping stack* (periodo de liberación de 42 días) donde se produce la liberación de 1,878,744 bbl de crudo, un evento no planeado con un pozo de alivio (periodo de liberación de 90 días) donde se produce la liberación de 4,025,880 bbl de crudo y colisión (periodo de liberación de 12 h) donde se liberan 5,485 m^3. Cada caso se evaluó para dos temporadas: secas (septiembre a marzo) y lluvias (abril a agosto). Los resultados de la simulación estocástica para estos escenarios fueron utilizados para identificar los tiempos mínimos de arribo y probabilidades de presencia de hidrocarburo en la costa y superficie marina para siete áreas sensibles: RMP, SPM, RTP, RHP, ANP, AICA y Ramsar.

Los resultados del modelo obtenidos para los casos *capping-stack* y pozo de alivio durante las temporadas de secas y de lluvias, fueron similares. Para presencia en la superficie, en ambas temporadas, la mayoría de las áreas sensibles (RMP y SPM) podrían presentar hidrocarburo en su superficie dentro de los primeros 14 días después del reventón de pozo simulado (>90%). Para hidrocarburos en la costa, más de 50 áreas sensibles podrían ser afectadas 35 días después del reventón de pozo simulado. Para diésel marino, no se obtuvieron resultados de presencia de hidrocarburo en la costa; las RMP, SPM y AICA fueron las únicas áreas sensibles que presentaron valores de diésel marino en la superficie en ambas plataformas.

Se observó una correlación entre la probabilidad y los tiempos mínimos de arribo en el caso de la presencia de hidrocarburo en la superficie. Para hidrocarburo en la costa, la influencia de las corrientes y los vientos durante las temporadas de secas y lluvias guiaron al crudo a través de diferentes rutas variando las probabilidades y tiempos mínimos de arribo a las áreas sensibles. En ambas plataformas, las áreas sensibles que presentaron mayores probabilidades y menores tiempos de arribo para crudo en la superficie marina fueron **RMP Cayos Campeche**, **RMP Pantanos de Centla Laguna de Términos**, **SPM Cañón Submarino de Campeche** y las áreas que mostraron las más altas probabilidades de presencia de hidrocarburo en la costa fueron **RMP Laguna Verde-Antón Lizardo**, **ANP**, **RMP**, **RHP**, **AICA Los Tuxtlas** y **SPM Plataforma Continental frente a los Tuxtlas**.

En un reventón de pozo que resulta en la liberación no controlada de hidrocarburos, una vez derramado el hidrocarburo, este se intemperiza y experimenta diversos cambios químicos y físicos. Algunos de ellos dan lugar a su eliminación de la superficie del agua o su persistencia en ella. Estos cambios dependerán de la cantidad derramada, el tipo de hidrocarburo, así como las condiciones climáticas y marinas del entorno. También se describieron los efectos de los hidrocarburos en pesquerías ya que corresponde a una de las principales actividades económicas de la región, los cuales, pueden estar relacionados con su contaminación física (bioacumulación), sus efectos tóxicos en la vida marina (cambios en el comportamiento, alimentación, reproducción y crecimiento de las especies) y la interrupción de las actividades comerciales de la población costera (severos efectos económicos y de subsistencia).

Las barreras de prevención y de mitigación se muestran en los Bowtie en el Capítulo 3 de este ERA, además se muestran las recomendaciones técnico-operativas obtenidas del RAW; los sistemas de seguridad, tales como el sistema contra incendio y de paro de emergencia; sistema BOP, sistema de control de presión del pozo durante la perforación y las medidas de mitigación de *capping stack* y pozo de alivio en conjunto con el plan de respuesta ante derrames. Estas barreras y medidas se encuentran encaminadas a disminuir la probabilidad de ocurrencia de los Eventos de Riesgo identificados y con ello evitar que se escale a consecuencias de mayor severidad.

Con este ERA, se concluye que la probabilidad de un daño ambiental a largo plazo provocado por un evento no deseado durante las actividades de perforación del *Pozo Compromiso*, tales como: reventón de pozo o colisión de la plataforma, son extremadamente poco probables. De acuerdo con BP México OMS (SASISOPA), la evaluación de riesgo inicial determina la adopción de varias medidas y procedimientos preventivos, los cuales buscan administrar y reducir eficientemente la probabilidad de ocurrencia de cualquier escenario.

4.2 Informe técnico

4.2.1 Sustancias involucradas

Modelo	Nombre químico de la sustancia (IUPAC) *	No. CAS*	GOR	Flujo/ Volumen	Diámetro de la tubería	Viscosidad (condiciones atmosféricas)	Tiempo de liberación	Detalles
PHAST	*Eldfisk 2000*	NA	298 scf/bbl	Líquido: 44,732 bbl/d / 7,112 m^3/d Gas: 13 MMscfd / 367,277 m^3/d	0.314 m	9.0 cP	Dardo de fuego: 3600 s / Explosión: 60 s**	Pérdida de control de pozo que resulta en un reventón de pozo (dirección de fuga = vertical)
OSCAR	*Eldfisk 2000*	NA	298 scf/bbl	Líquido: 44,732 bbl/d / 7,112 m^3/d	0.314 m	9.0 cP	Pérdida de control de pozo: reventón (*capping stack*): 42 d Pérdida de control de pozo: reventón (pozo de alivio): 90 d	Pérdida de control de pozo que resulta en un reventón de pozo
OSCAR	Diésel marino	NA	NA	5,485 m^3	NA	3.0 cP	Colisión de la plataforma (liberación de diésel marino): 12 h	Colisión de un buque auxiliar con la plataforma

Nota: *En el Capítulo 5 se presentan las HDS del hidrocarburo “tipo” presentado como ejemplo para *Eldfisk 2000* y para diésel marino, sin embargo, la composición de los hidrocarburos utilizada en las simulaciones fue obtenida de la base de datos SINTEF. En el caso de diésel marino se presenta una HDS genérica. **Tiempo típico para la acumulación de una masa de atmosfera explosiva. ***Peor escenario posible.

Fuente: AECOM, 2020.

4.2.2 Historia de accidentes e incidentes

4.2.2.1 MODU

Año	Ciudad o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación a componentes ambientales
1964	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	En bloque 208 de *Continental Oil* ubicado a 48 millas de la costa (profundad 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 *Even Total*, 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 *Continental Oil* del bloque 208 ubicado a 48 millas de la costa (profundad 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.
			Crudo	La plataforma B de *Signal O&G* del bloque SS 149 ubicado a 33 millas de la costa (profundad 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 *Tenneco Oil* del bloque SS 199 ubicado a 44 millas de la costa (profundad 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 8 días en bloque SS 29 de *Pan Americana* ubicado a 6 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 de *Union Oil* ubicado en el bloque 6B 5165 de Santa Barbara Channel ubicado a 6 millas 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 *Mobil Oil* ubicado en el bloque SS 72 ubicado a 6 millas de la costa (profundad del tirante de agua 30 ft) fue golpeada por un barco de suministro, que ocasiono que la plataforma se moviera y cortara 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.

Año	Ciudad o país	Instalación	Sustancias involucradas	Evento	Causa	Nivel de afectación a componentes ambientales
1970	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	En la plataforma C de *Chevron Oil*, ubicada a 14 millas de la costa (profundad del tirante de agua 39 ft) se presentó un incendio por descontrol de 12 pozos que duraron 49 días, esto provocó una pérdida total de la plataforma.	Descontrol de pozo.	Derrame 65,000 bbl de crudo al mar. Una mínima cantidad de crudo alcanzó la costa.
1970	Estados Unidos	Plataforma	Crudo y gas	Un descontrol de pozo en la plataforma B de *Shell Oil* ubicada en el bloque ST 26 a 8 millas de la costa (profundad del tirante de agua 39 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 una 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 *Chevron Oil* 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 *Texaco Oil* 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.
2005	Estados Unidos	Plataforma	Crudo	Destrucción de una plataforma y dos sartas de perforación de la compañía *Even Total*, 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 *Forest Oil* 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.

Fuente: Oil Rig Disasters, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

4.2.2.2 Jack-up

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1956	Golfo de México	Sedco	Sedco No 8	Hundimiento	El Jack-up se hundió mientras se encontraba bajo construcción	Cuatro fatalidades.
1957	Golfo de México	Glasscock Drilling Co.	Mr Gus I	Hundimiento	El Jack-up se volcó mientras estaba siendo preparado para moverse. Ruptura de piernas.	Una fatalidad.
1965	Reino Unido	British Petroleum	Sea Gem	Colapso	El Jack-up se volcó mientras estaba siendo preparado para moverse, sufriendo roturas, hasta colapsarse.	Falla en dos de las 10 piernas, provocaron un volcamiento. De los 32 hombres a bordo, 19 fueron rescatados mientras que 13 murieron.
1970	Golfo de México	Rowan Companies	Rowan Houston	Destruido	Durante Huracán Lili, el alto oleaje provocó la ruptura de las piernas.	Zozobra de dos Jack-up. Uno de ellos fue encontrado 1,600 ft al noroeste de la ubicación previa a la tormenta.
1976	Golfo de México	Odeco	Ocean Express	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	Trece fatalidades.
1977	África Occidental	Loffland Bros.	Ocean Master II	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	Daño estructural, provocando su inundación y posterior hundimiento.
1979	Bahía de Bohai, China	China National	Bohai 2	Hundimiento	El Jack-up se inundó, volcó, y hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	Muerte de 72 de los 74 miembros del personal a bordo. El fuerte oleaje provocó la liberación de una bomba, la cual cayó y perforó un agujero en la cubierta. Esto provocó la inundación del cuarto de bombas.
1979	México	PEMEX	Ixtoc-1	Reventón del pozo, Derrame de hidrocarburos, uno de los más grandes de la historia	Al encontrarse en actividades de perforación por el Sedco 135, perdió el control de la circulación de los fluidos de perforación.	Posterior al reventón, tomó un periodo de nueve meses para contener la liberación de hidrocarburos. Se llegó a crear una mancha que de 180 km por 80 km de longitud. Un aproximado de 3.5 millones de bbl de crudo fueron liberados.
1980	Arabia Saudita	Reading & Bates	Ron Tappmayer	Reventón del pozo	Reventón en plataforma.	19 fatalidades.
1984	Golfo de México	Zapata Drilling Co.	Zapata Lexington	Reventón del pozo	Incendio.	Cuatro fatalidades.

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
1987	Bahía de Campeche	PEMEX	Yum II/Zapoteca	Hundimiento	Reventón del pozo.	El reventón del pozo si causó un derrame de hidrocarburos.
1988	Golfo de México	Keyes Drilling	Keyes Marine 302	Hundimiento	Falla en las patas.	Pérdida total del Jack-up.
1988	Atlántico del Norte	Rowan Companies	Rowan Gorilla I	Hundimiento	El Jack-up se hundió a causa de condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	Daño significativo por la tormenta al casco del Jack-up, caída de cargas y objetos en la cubierta provocando puntos de inundación.
1989	Nigeria	Santa Fe Drilling	Al Baz	Hundimiento	Reventón del pozo por gas somero, Incendio.	Cinco fatalidades. Afectación por radiación térmica al cantiléver, a la tubería guía y a la plataforma de perforación en general.
1989	Costa de la India	Sedco	Sedco 252	Reventón del pozo	Incendio.	Tres fatalidades.
1990	Mar del Norte	West Gamma	West Gamma	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas, mientras era remolcado.	No hubo pérdidas humanas.
1994	Golfo de México	Rowan Companies	Rowan Odessa	Incendio	Una de las piernas golpeó una pipa de gas causando un incendio.	Se dañó la estructura de la tubería y se reparó. El saldo final fue de un muerto.
2000	Golfo Pérsico	Abu Dhabi Marine Operating Co.	Al Mariyah	Volcamiento, colapso, hundimiento	Falla al derrapar torre de perforación (Derrick)	Daño en torre de perforación.
2001	Golfo de México	ENSCO	ENSCO 51	Reventón del pozo	Falla durante el ajuste de la TR.	Incendio.
2002	Arabia Saudita	Arab Drilling	Arabdrill 19	Reventón del pozo	Incendio, destrucción de la plataforma	Pérdida total del Jack-up.
2002	Golfo de México	Nabors Industries	Nabors Dolphin 105	Volcamiento, colapso, hundimiento	Huracán Lili	Pérdida total del Jack-up
2003	Angola	Saipem/ Chevron (bajo contrato)	Perro Negro 6	Hundimiento	Lecho marino inestable.	El Jack-up se volcó y luego colapsó. Pérdida total del Jack-up.
2003	Golfo de México	ENSCO	ENSCO 64	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas, Huracán Ivan	El Jack-up encalló.
2004	Mar Mediterráneo	Petrobel/BP/ENI(Italy) / Egypt's General Petroleum Corporation	Adriatic IV	Reventón del pozo, plataforma	Condiciones climatológicas extremas, ocasionando un reventón del pozo.	Liberación de gas que causó un incendio.

Año	Ubicación	Compañía	Instalación	Evento	Causa	Observaciones
				destruida por incendio.		
2005	Golfo de México	Global Santa Fe Co. Chevron (operador)	GSF Adriatic VII	Se fue a la deriva	Huracán Rita.	Pérdida total del Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO Exxon Mobil / Hunt (operador)	Ensco 68	Hundimiento parcial	Huracán Rita.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO / Energy Resource Technology (operador)	Ensco 69	Hundimiento parcial	Huracán Rita.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO / Dominion E&P (operador)	Ensco 74	Hundimiento parcial	Huracán Katrina.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	ENSCO / BP America Production (operador)	Ensco 81	Hundimiento parcial	Huracán Katrina.	Daños mayores al Jack-up.
2005	Golfo de México	Hercules Offshore/Century Exploration (operador)	Hercules 25	Torre de perforación se cayó sobre plataforma; pérdida total	Huracán Katrina	Daños mayores al Jack-up; no hubo pérdidas humanas.
2005	Golfo de México	Diamond Offshore Drilling/Chevron	Ocean Warwick	Jack-up se fue a la deriva y encalló	Huracán Katrina.	Pérdida total del Jack-up, no hubo pérdidas humanas.
2005	Golfo de México	Rowan Companies/Hunt (operator)	Rowan Fort Worth	Se fue a la deriva y nunca fue encontrado	Huracán Rita.	Pérdida total del Jack-up, no hubo pérdidas humanas.
2006	Noruega	Maersk	Maersk Giant	Reventón de pozo	Liberación de gas poco profundo causando el reventón del pozo.	No hubo pérdidas humanas.
2007	Bahía de Campeche, México	PEMEX	Usumacinta	Reventón del pozo	Una tormenta causando fuertes oleajes causaron que el Usumacinta colisionara con la plataforma Kab-101 causando el reventón del pozo.	Aproximadamente 5,000 bbl derramados al mar.
2009	Mar de Timor, Australia	Seadrill/PTT Exploration and Production (operador)	Montara /West Atlas	Derrame Mayor	Fuga en el cabezal del pozo de la plataforma Montara.	Volumen: De 1.2 a 9 millones de US galones (4,500 a 34,100 m^3) total. Área: 6,000 km^2 (2,300 mi^2) (30,000-220,000 bbl).
2011	Rusia	Arktikmor Neftegaz Razvedka	Kolskaya	Hundimiento	Condiciones climatológicas extremas.	Las actividades ocurrieron mientras era remolcado. Pérdida total del Jack-up.

Fuente: Oil Rig Disasters, 2019, adaptado por AECOM, 2020.

4.2.3 Evaluación e identificación de riesgos

ID	Evento de Riesgo	Accidente hipotético					Metodología para la identificación de riesgos	Componentes ambientales afectados
		Fuga	Derrame	Fuego	Explosión	Unidad o dispositivo		
MODU								
AP-R1	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo)	✓	✓	✓	✓	Pozo	HAZID	Aire: Las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se relacionan con las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En el Capítulo 2 Sección 2.3.1 se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos productos de la combustión y sus posibles efectos al Sistema Ambiental. Agua: El destino y comportamiento de los hidrocarburos en el mar, depende mayoritariamente de las propiedades físicas y químicas tanto del hidrocarburo como del medio marino. En el Capítulo 2, Sección 2.3.2.1 se presenta una descripción de los efectos ambientales del hidrocarburo en el Sistema Ambiental.
AP-R2	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción)	✓	✓	✓	✓	Pozo	HAZID	
AP-R3	Perdida de estabilidad de la MODU y pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	✓	✓	✓	✓	Riser / Buque auxiliar	HAZID	
AP-R4	Pérdida del control de pozo que conduce a un reventón de pozo	✓	✓	✓	✓	Pozo	HAZID	
AP-R5	Falla del riser que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	✓	✓	✓	✓	Riser	HAZID	
AP-R6	Liberación de gas somero			✓	✓	Pozo	HAZID	Aire: Las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se relacionan con las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En el Capítulo 2 Sección 2.3.1 se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos productos de la combustión

ID	Evento de Riesgo	Accidente hipotético					Metodología para la identificación de riesgos	Componentes ambientales afectados
		Fuga	Derrame	Fuego	Explosión	Unidad o dispositivo		
								y sus posibles efectos al Sistema Ambiental.
Jack-up								
AS-R1	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en el diseño de pozo)	✓	✓	✓	✓	Pozo	HAZID	Aire: Las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se relacionan con las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En el Capítulo 2 Sección 2.3.1 se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos productos de la combustión y sus posibles efectos al Sistema Ambiental. Agua: El destino y comportamiento de los hidrocarburos en el mar, depende mayoritariamente de las propiedades físicas y químicas tanto del hidrocarburo como del medio marino. En el Capítulo 2, Sección 2.3.2.1 se presenta una descripción de los efectos ambientales del hidrocarburo en el Sistema Ambiental.
AS-R2	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo (errores en operaciones de construcción)	✓	✓	✓	✓	Pozo	HAZID	
AS-R3	Pérdida de estabilidad del Jack-up y pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	✓	✓	✓	✓	Tubo conductor / buque auxiliar	HAZID	
AS-R4	Pérdida de control de pozo que conduce a un reventón de pozo	✓	✓	✓	✓	Pozo	HAZID	
AS-R5	Falla de tubo conductor que conduce a la pérdida de control de pozo y a un reventón de pozo	✓	✓	✓	✓	Tubo conductor	HAZID	
AS-R6	Liberación de gas somero			✓	✓	Pozo	HAZID	Aire: Las principales consecuencias ambientales de la quema de hidrocarburos se relacionan con las emisiones de productos de combustión a la atmósfera. En el Capítulo 2 Sección 2.3.1 se presenta una descripción del comportamiento de los principales compuestos productos de la combustión y sus posibles efectos al Sistema Ambiental.

4.2.4 Estimación de consecuencias

No.	Escenario	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos potenciales no mitigados *					Programa de simulación utilizado	Zonas de riesgo			
													Alto riesgo a equipos		Alto riesgo	Zona de amortiguamiento
													U.L	L.L		
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Distancia (m)			
Aguas profundas																
AP-E1	Dardo de fuego debido a reventón de pozo		✓	21,424**/ 261,380 **	kg	Gas/Líquido			✓			PHAST	2F: <1 5D: 7 10D: 22	11 26 31	32 38 43	62 67 68
AP-E2	Explosión debido a reventón de pozo		✓	358***	kg	Gas			✓			PHAST	40	93	209	386
AP-E3	Dispersión tóxica de H_2S debido a reventón de pozo		✓	En función del tiempo necesario para alcanzar los umbrales de IDLH y TWA	-	Gas			✓			PHAST	NA	NA	IDLH 2F: 10 5D: 14 10D: 16	STEL: 116 TWA: 179 STEL: 109 TWA: 150 STEL: 86 TWA: 108
AP-E4	Liberación de crudo al mar debido a reventón de pozo		✓	1,878,744 (42 d); 4,025,880 (90 d)	bbl	Líquido	✓					OSCAR**	Revisar Capítulo 2, Sección 2.2.3 para ver la probabilidad y tiempos de arribo a zonas sensibles			
AP-E5	Liberación de diésel marino al mar debido a colisión de plataforma		✓	34,487 (12 h)	bbl	Líquido				✓		OSCAR**				

No.	Escenario	Tipo de liberación		Cantidad hipotética liberada		Estado físico	Efectos potenciales no mitigados *					Programa de simulación utilizado	Zonas de riesgo			
													Alto riesgo a equipos		Alto riesgo	Zona de amortiguamiento
													U.L	L.L		
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Distancia (m)			
Aguas someras																
AS-E1	Dardo de fuego debido a reventón de pozo		✓	21,424**/ 261,380 **	kg	Gas/ Líquido			✓			PHAST	2F: <1 5D: 7 10D: 22	11 26 31	32 38 43	62 67 68
AS-E2	Explosión debido a reventón de pozo		✓	358***	kg	Gas			✓			PHAST	40	93	209	386
AS-E3	Dispersión tóxica de H_2S debido a reventón de pozo		✓	En función del tiempo necesario para alcanzar los umbrales de IDLH y TWA	-	Gas			✓			PHAST	NA	NA	IDLH 2F: 10 5D: 14 10D: 16	STEL: 116 TWA: 179 STEL: 109 TWA: 150 STEL: 86 TWA: 108
AS-E4	Liberación de crudo al mar debido a reventón de pozo		✓	1,878,744 (42 d); 4,025,880 (90 d)	bbl	Líquido	✓					OSCAR**	Revisar Capítulo 2, Sección 2.2.3 para ver la probabilidad y tiempos de arribo a zonas sensibles			
AS-E5	Liberación de diésel marino al mar debido a colisión de plataforma		✓	35,487 (12 h)	bbl	Líquido				✓		OSCAR**				

*Efectos potenciales de acuerdo con la guía de SEMARNAT (C) Catastrófico, (G) Severo, (S) Significativo (R) Reparable y (N) Ninguno. ** Cantidad de masa liberada y consumida por dardo de fuego (3,600 s). *** Masa inflamable previa a la explosión (60 s). ****Estimaciones conservadoras para el escenario de 42 d. *****Estimaciones conservadoras del peor escenario posible por 90 d.

Fuente: AECOM, 2020.

4.2.5 Criterios utilizados

No.	Escenario	Condición del viento		Toxicidad		Explosividad			Radiación térmica			Otros criterios
		Velocidad del viento	Estabilidad atmosférica	ZAR***	ZA****	Z.A.R.E**	Z.A.R***	Z.A****	Z.A.R.E**	Z.A.R***	Z.A****	
				ppm		lb/in^2			kW/m^2			
AP-E1 – AP-E3 y AS-E1 – AS-E3	Dardo de fuego, explosión y dispersión tóxica debido a reventón de pozo	2 m/s	F	IDLH*: 100	STEL*: 15 TWA*: 10	3-10	1	0.5	37.5 – 12-5	5	1.4	Temperatura ambiente 21°C Temperatura Ambiental 63°C (aguas profundas) 64°C (aguas someras) Humedad relativa: 72% Rugosidad: 0.2 mm
		5 m/s	D									
		10 m/s	D									
No.	**Escenario**	**Umbrales de espesor**		**Temporadas seleccionadas**		**Modelos**			**Periodos modelados**			
AP-E4, AP-E5, AS-E4 y AS-E5	Liberación de crudo y diésel al mar por pérdida de control de pozo.	Superficie marina: 0.04 µm	Costa: 1 µm	Secas: invierno (septiembre a marzo) Lluvias: verano (abril a agosto)		100 trayectorias a partir de datos de cinco años para cada temporada			Colisión con la plataforma (liberación de diésel marino): 28 d Pérdida de control de pozo: reventón de pozo (*capping stack*): 117 d Pérdida de control de pozo: reventón de pozo (pozo de alivio): 165 d			

Nota: *IDLH: Inmediatamente peligroso para la vida o la salud, por sus siglas en inglés; TWA : Promedio ponderado en el tiempo, por sus siglas en inglés; STEL : Promedio ponderado en el tiempo, por sus siglas en inglés : **Z.A.R.E: Zona de alto riesgo a equipos. ***Z.A.R: Zona de alto riesgo. ****Z.A: Zona de amortiguamiento.

Fuente: AECOM, 2020.

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

En el presente capítulo se muestra la documentación utilizada como base o referencia para el desarrollo del presente Estudio. El orden y la información presentada se muestra a continuación.

5.1 Formatos de presentación

5.1.1. Ejemplo de diagramas de la MODU (*Pacific Khamsin* como ejemplo) y del Jack-up (*Maersk Resilient* como ejemplo)

5.1.2. Ejemplo de fotografías de la MODU (*Pacific Khamsin* como ejemplo) y para el Jack-up (*Maersk Resilient* como ejemplo)

5.2. Cartografía consultada

5.3. Hojas técnicas

5.3.1 Hoja técnica para la MODU

5.3.2 Hoja técnica para el Jack-up

5.4. Plano de proyecto de prevención contra incendios

5.4.1 Plano del proyecto de prevención de incendios para la MODU

5.4.2 Plano del proyecto de prevención de incendios para el Jack-up

5.5. Análisis de riesgo

5.5.1. Minuta y lista de asistencia del taller de identificación de riesgos

5.5.2. *Risk Assessment Workbook BP Block 34* (RAW)

5.6. Memoria técnica de las simulaciones

5.6.1. Memoria técnica de las simulaciones de radios de afectación (PHAST)

5.6.1.1 Memoria técnica para la MODU

5.6.1.2 Memoria técnica para el Jack-up

5.6.2. Memoria técnica de la simulación de la liberación de hidrocarburos al mar (OSCAR)

5.6.2.1 Memoria técnica para la MODU y Jack-up

5.6.2.2 Tablas de tiempos mínimos de arribo y probabilidad para la MODU y Jack-up

5.6.2.3 Mapas de tiempos mínimos de arribo y de probabilidad para la MODU y Jack-up

5.7. Hojas de Datos de Seguridad (HDS)

5.7.1. Crudo (ejemplo)

5.7.2. Sulfuro de hidrógeno (H_2S)

5.7.3. Diésel marino (ejemplo)

6 Referencias

Álvarez-Borrego, S. (2007). Generalidades del CO2 en el oceano y la atmósfera. En CICESE & INEGI (Eds.), *Carbono en ecosistemás acuáticos de México* (1a ed., pp. 1–20). SEMARNAT.

ASEA. (2018). *Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/343905/GUIA_ANALISIS_DE_RIESGO.pdf

ATSDR. (1998). Toxicological profile for sulfur dioxide. En *Public Health Service*. https://www.atsdr.cdc.gov/toxprofiles/tp116-c5.pdf

ATSDR. (2014). *Resumen de Salud Pública: Ácido Sulfhídrico*.

BOEM/BSEE. (2016). *2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oil Spills*. https://www.bsee.gov/sites/bsee.%0Agov/files/osrr-oil-spill-response-research/1086aa.pdf

BP. (2010). *Deepwater Horizon Accident Investigation Report (the 'Bly Report)*. https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/sustainability/issue-briefings/deepwater-horizon-accident-investigation-report.pdf

BP Mexico. (2019). *Informe de la Línea Base Ambiental Área Contractual G-CS03 Cuencas del Sureste, Golfo de México*.

Cargol Jr., P. M. (2012). *Emergency Control System for Subsea Blowout Preventer No. 20120111572* (Patent Núm. 20120111572). IPC8 Class: AE21B3404FI. http://www.patentsencyclopedia.com/app/20120111572

Castillo, J., Pérez, A., y Hernández, J. (2001). Introducción del Código PHAST para la Modelación de Accidentes. Un Nuevo Paso en el Fortalecimiento de la Consultoría Aries. *Journal of Chemical Information and Modeling*, *53*(9), 1689–1699. https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004

CNH. (2018). *Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos Bajo la Modalidad de Producción Compartida en Aguas Someras (BP Mexico, Total E&P Mexico, Hokchi Energy)*.

CONABIO. (2009). *Centropomus undecimalis*. http://enciclovida.mx/especies/28651-centropomus-undecimalis

CONABIO. (2012). *Coral cuerno de ciervo: Acropora cervicornis*. http://enciclovida.mx/especies/46629-acropora-cervicornis

CONABIO. (2014). *Cuerno de alce: Acropora palmata*. http://enciclovida.mx/especies/46630-acropora-palmata

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

CONABIO. (2020). *Farfantepenaeus duorarum*. http://enciclovida.mx/especies/59748-farfantepenaeus-duorarum

CONAGUA-SMN. (2019). *Información estadística climatológica*. https://smn.conagua.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica/informacion-estadistica-climatologica

Convención de Ramsar. (s/f). *Servicios de información sobre Sitios Ramsar*. Recuperado el 27 de septiembre de 2019, de https://rsis.ramsar.org/es/ris-search/?language=es&f[0]=regionCountry_es_ss%3AMéxico

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

de Lanza Espino, G., y Gómez Rojas, J. C. (2004). *Environmental Analysis of the Gulf of Mexico* (Vol. 1, pp. 41–61). http://harteresearchinstitute.org/images/Environmental_Analysis/3.pdf

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

DeHaan, C. J., y Sturges, W. (2005). Deep cyclonic circulation in the Gulf of Mexico. *Journal of Physical Oceanography*, *35*(10), 1801–1812. https://doi.org/10.1175/JPO2790.1

Diamond Offshore. (2017). *Fire System Plan*.

DiMarco, S. F., Nowlin, W. D., y Reid, R. O. (2005). A statistical description of the velocity fields from upper ocean drifters in the gulf of Mexico. *Geophysical Monograph Series*, *161*(October), 101–110. https://doi.org/10.1029/161GM08

Dubranna, J., Pérez-Brunius, P., López, M., y Candela, J. (2011). Circulation over the continental shelf of the western and southwestern Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, *116*(8). https://doi.org/10.1029/2011JC007007

El Universal. (2019). *"Piratas" atacan barco italiano en el Golfo de México*. https://www.eluniversal.com.mx/estados/piratas-atacan-barco-italiano-en-el-golfo-de-mexico

EPA. (2019a). *Ground-level Ozone Pollution*. Ozone Pollution Home. https://www.epa.gov/ground-level-ozone-pollution/ecosystem-effects-ozone-pollution

EPA. (2019b). *Ocean Acidification*. Understainding the Sicience of Ocean and Coastal Acidification. https://www.epa.gov/ocean-acidification/understanding-science-ocean-and-coastal-acidification#coastal

EPA. (2019c). *Overview of Greennhouse Gases*. Greenhouse Gas Emissions. https://www.epa.gov/ghgemissions/overview-greenhouse-gases#carbon-dioxide

EPA. (2019d). *What is acid rain?* Acid rain. https://www.epa.gov/acidrain/what-acid-rain

French-McCay, D. (2009). State-of-the-art and research needs for oil spill impact assessment modeling. *Proceedings of the 32nd AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response*, *2*(January 2009), 601–653.

French-McCay, D., Reed, M., Jayko, K., Feng, S., Rines, H., Pavignano, S., Isaji, T., Pucket, S., Keller, A., French III, F. W., Gifford, D., McCue, J., Brown, G., MacDonalds, E., Quirk, J., Natzke, S., Bishop, R., Welsh, M., Phillips, M., y Ingram, B. S. (1996). *Natural Resource Damage Assessment Emergency Guidance Manual*.

Gouillon, F., Morey, S. L., Dukhovskoy, D. S., y O'Brien, J. J. (2010). Forced tidal response in the Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, *115*(10), 1–16. https://doi.org/10.1029/2010JC006122

Grupo Milenio. (2019). *Suben 310% ataques piratas a plataformas de Pemex*. https://www.milenio.com/policia/suben-310-ataques-piratas-plataformas-pemex

Hamilton, P. (1990). Deep currents in the Gulf of Mexico. *Journal of Physical Oceanography*, *20*(7), 1087–1104. https://doi.org/10.1175/1520-0485(1990)020<1087:DCITGO>2.0.CO;2

Hamilton, P., y Lugo-Fernandez, A. (2001). Observations of high speed deep currents in the Northern Gulf of Mexico. *Geophysical Research Letters*, *28*(14), 2867–2870. https://doi.org/10.1029/2001GL013039

Hernández, C. M. A., Zaragoza, C. G., Iriarte-Vivar, S., Flores-Verdugo, F. J., y Casasola, P. M. (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*(3), 273–293. https://doi.org/10.1007/s11273-011-9216-4

Herrera-Silveira, J. (1994). Spatial heterogeneity and seasonal patterns in a tropical coastal lagoon. *Journal of Coastal Research*, *10*(3), 738–746.

Holemann, H. (1994). Environmental Problems Caused By Fires And Fire-fighting Agents. *Fire Safety Science*, *4*, 61–77. https://doi.org/10.3801/iafss.fss.4-61

INECC. (2016). *Qué son, cómo son y cómo se originan las partículas. x*, 13–32.

IOGP. (2015). *Impactos de los derrames de hidrocarburos sobre la ecología marina: Directrices de buenas prácticas para el personal de manejo de impactos y respuesta a emergencias*. 56. http://www.oilspillresponseproject.org/wp-content/uploads/2017/02/Marine-ecology_SP.pdf

IP Bank B.V. (2015). *Bowtie Methodology Manual* (Vol. 15).

IPIECA-IOGP. (2015a). *Contingency planning for oil spills on water*. https://doi.org/10.1080/01998595.2010.10132366

IPIECA-IOGP. (2015b). *Impacts of oil spills on marine ecology*.

IPIECA-IOGP. (2016). *Impacts of oil spills on shorelines*.

IPIECA. (1997). *Impactos Biológicos por Contaminacion Por Hidrocarburos: Pesquerías*. *8*.

IPIECA, y IOGP. (2013). Oil spill risk assessment and response planning for offshore installations. *Oil Spill Response*, 152.

ITOPF. (2004). *Effects of Oil on Fisheries and Aquaculture: Technical Information Paper*. 1–8. http://www.imo.org/en/OurWork/Environment/PollutionResponse/OilPollutionResources/Documents/Platform for inforamtion sharing/Seafood safety/Technical Information Paper.pdf

ITOPF. (2005). *Destino de los derrames de hidrocarburos en el medio marino*. 9. http://bit.ly/2Kat6eE

ITOPF. (2011). Oil Spill Clean-up Agents Threaten Coral Reefs. *ScienceDaily*. www.sciencedaily.com/releases/2007/07/070730172426.htm

ITOPF. (2014). Fate of marine oil spills. *Technical Information Paper*, *2*, 1–8. http://www.itopf.org/knowledge-resources/documents-guides/document/tip-02-fate-of-marine-oil-spills/

ITOPF. (2018). Effects of oil pollution on the environment. En *Technical Information Paper* (Vol. 18, Número 5.1). https://doi.org/10.5593/sgem2018/5.1/S20.041

JAMSEC. (2015). *Ultra-deep water riser drilling system | Technology Development*. http://www.jamstec.go.jp/cdex/e/developtec/riser/

Kashubsky, M. (2011). Resources A Chronology of Attacks on and Unlawful Interferences with , Offshore Oil and Gas Installations , 1975 – 2010. *Perspectives on Terrosrism*, *5*(5–6), 139–167. http://www.terrorismanalysts.com/pt/index.php/pot/article/view/offshore-gas-and-oil-attacks

Lannoy, A. (1984). *Analyse des explosions air-hydrocarbure en milieu libre : études déterministe et probabiliste du scénario d'accident : prévision des effets de surpression*. Paris : Electricité de France, Direction des études et recherches.

Lewis, A. (2007). *Current Status of the Baoac (Bonn Agreement Oil Appearance Code)*. *January*, 19.

Maersk Drilling. (2019). *Maersk Resilient Rig Brochure*. https://www.maerskdrilling.com/what-we-do/rigs/jack-ups/maersk-resilient

Miranda, J. R., Mouillot, D., Hernandez, D. F., Lopez, A. S., Thang, D. C., y Perez, L. A. (2005). Changes in four complementary facets of fish diversity in a tropical coastal lagoon after 18 years: A functional interpretation. *Marine Ecology Progress Series*, *304*(December), 1–13. https://doi.org/10.3354/meps304001

Monreal-Gómez, M. A., Salas de León, D. A., y Velasco-Mendoza, H. (2004). The Hydrodynamics of the Gulf of Mexico. *Environmental Analysis of the Gulf of Mexico*, *1*.

NOAA-NHC. (2018). *Hurricanes in History*.

NOAA. (2019a). *Atmospheric Carbon Dioxide*. Understanding Climate. https://www.climate.gov/news-features/understanding-climate/climate-change-atmospheric-carbon-dioxide

NOAA. (2019b). *Historical Hurricane Tracks*. https://coast.noaa.gov/hurricanes/

NOAA. (2019c). *How do Oil Spills Affect Coral Reefs*. Office of Response and Restoration. https://response.restoration.noaa.gov/about/media/how-do-oil-spills-affect-coral-reefs.html

ODP. (2002). *Overview of Ocean Drilling Program Engineering Tools and Hardware*. Joides Resolution.

Oey, L.-Y., y Wang, D.-P. (2009). *Modeling Waves and Currents Produced by Hurricanes Katrina, Rita, and Wilma*. https://www.boem.gov/newsroom/library/gulf-mexico-ocs-region-publications-5

Oil Rig Disasters. (2020). *Rig Incident List*.

Oilspill Prevention API Energy. (1995). *Fate of oil and weathering*. 4–7.

Ojeda, E., Appendini, C. M., y Mendoza, E. T. (2017). Storm-wave trends in Mexican waters of the Gulf of Mexico and Caribbean Sea. *Natural Hazards and Earth System Sciences*, *17*(8), 1305–1317. https://doi.org/10.5194/nhess-17-1305-2017

Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, 8 (1982). https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/convemar_es.pdf

Ozhan, K., Parsons, M. L., y Bargu, S. (2014). How were phytoplankton affected by the deepwater horizon oil spill? *BioScience*, *64*(9), 829–836. https://doi.org/10.1093/biosci/biu117

Pacific Drilling. (2019). *Pacific Khamsin UDW Drillship*.

Pampell-Manis, A., Horrillo, J., Shigihara, Y., y Parambath, L. (2016). Journal of Geophysical Research : Oceans. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 1009–1027. https://doi.org/10.1002/2015JC011261.Received

Panchang, V., Jeong, C. K., y Demirbilek, Z. (2013). Analyses of extreme wave heights in the gulf of mexico for offshore engineering applications. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, *135*(3), 1–15. https://doi.org/10.1115/1.4023205

Pasquill, F. (1961). The Estimation of the Dispersion of Windborne Material. *Meteorological Magazine*, *90*, 33–49.

Passalacqua, G. A., Sheinbaum, J., y Martinez, J. A. (2016). Sea surface temperature influence on a winter cold front position and propagation: Air-sea interactions of the “Nortes” winds in the Gulf of Mexico. *Atmospheric Science Letters*, *17*(5), 302–307. https://doi.org/10.1002/asl.655

Peel, M. C., Finlayson, B. L., y McMahon, T. A. (2007). Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrology and Earth System Sciences*, *11*(5), 1633–1644. https://doi.org/10.5194/hess-11-1633-2007

PEMEX. (2012). *Criterios Técnicos para Simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas en Instalaciones de Petróleos Mexicanos*.

Pérez, E. P., Magaña, V., Caetano, E., y Kusunoki, S. (2014). Cold surge activity over the Gulf of Mexico in a warmer climate. *Frontiers in Earth Science*, *2*(August), 1–10. https://doi.org/10.3389/feart.2014.00019

Robertson, D. R., Domínguez-Dominguez, O., Aroyo, Y. M. L., R.M., M., y Simões, N. (2019). *Reef-associated fishes from the offshore reefs of western Campeche Bank, Mexico, with a discussion of mangroves and seagrass beds as nursery habitats*. *843*, 71–115. https://doi.org/https://doi.org/10.3897/zookeys.843.33873

Romero-Centeno, R., Zavala-Hidalgo, J., Gallegos, A., y O’Brien, J. J. (2003). Isthmus of tehuantepec wind climatology and ENSO signal. *Journal of Climate*, *16*(15), 2628–2639. https://doi.org/10.1175/1520-0442(2003)016<2628:IOTWCA>2.0.CO;2

Rui, W. (2005). Signal Transduction and the Gasotransmitters: NO, CO, and H2S in Biology and Medicine. En *British Journal of Anaesthesia* (Vol. 94, Número 1). https://doi.org/10.1093/bja/aei506

SAGARPA. (2017). *Anuario Estadístico de Acuacultura y Pesca Publicación*. 300. www.conapesca.gob.mx

SAMSUNG. (2003). *General Arrangement for the Ship “Pacific Khamsin”*.

Schmit, D., French-McCay, D., Joeckel, J., y Wolford, A. (2018). *Hudson River Oil Spill Risk Assessment*. *4*.

Schmitz, W. J. J. (2005). Cyclones and westward propagation in the shedding of anticyclonic rings from the Loop Current, in Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models*, *161*, 241–261.

SEDUE. (1990). *Acuerdo por el que se expide el Primer Listado de Actividades Altamente Riesgosas*. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4650309&fecha=28/03/1990

SEDUE. (1992). *Acuerdo por el que se expide el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas*. http://www.dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4664066&fecha=04/05/1992

SEDUE. (2018). *Ley General del Equilibrio Ecológico y al Protección al Ambiente*. https://doi.org/10.1098/rsta.2002.1055

SEMAR, SEMARNAT, SENER, SADER, SCT, y PEMEX. (2019). *Acuerdo por el cual se establecen medidas para incrementar la seguridad y protección de las instalaciones petroleras marinas de la Sonda de Campeche*. https://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=5570263&fecha=23/08/2019

SEMARNAP. (2000). *Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental*. http://www.ordenjuridico.gob.mx/Documentos/Federal/pdf/wo88543.pdf

SEMARNAT. (2001). *Guía Para La Presentación Del Estudio De Riesgo Modalidad Analisis De Riesgo Contenido*. https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/120998/Guia_Estudio_de_Riesgo__Analisis_de_Riesgo_.pdf

SEMARNAT. (2012). *Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe*. https://www.gob.mx/semarnat/acciones-y-programas/programa-de-ordenamiento-ecologico-general-del-territorio-poetg

Senado de la República. (2019). *En dos años. "piratas huachicoleros" roban 300 veces combustible a plataformas de PEMEX*. Boletín 1395. http://www5.diputados.gob.mx/index.php/esl/Comunicacion/Boletines/2019/Abril/09/1395-En-dos-anos-piratas-huachicoleros-roban-300-veces-combustible-a-plataformas-de-Pemex

SINTEF. (2005). *Revision of the Offshore Continental Shelf Oil Weathering Model: Phases II and III*. https://www.boem.gov/BOEM-Newsroom/Library/Publications/2005/2005_020_appA.aspx

Sturges, W., Lugo-Fernandez, A., y Shargel, M. D. (2005). Introduction to circulation in the gulf of Mexico. *Geophysical Monograph Series*, *161*, 1–10. https://doi.org/10.1029/161GM02

Tapia González, F. U., Herrera-Silveira, J., y Aguirre-Macedo, M. L. (2008). Water quality variability and eutrophic trends in karstic tropical coastal lagoons of the Yucatán Peninsula. *Estuarine, Coastal and Shelf Science*, *76*(2), 418–430. https://doi.org/10.1016/j.ecss.2007.07.025

Teixidor-Cardenas, C. (2013). *Drillship: Pacific Khamsin*. https://tools.wmflabs.org/wiwosm/osm-on-ol/commons-on-osm.php?zoom=16&lat=028.509564&lon=-016.178731

Texas Pelagics. (2020). *Gulf of Mexico Loop Current*. https://texaspelagics.com/gom-info/gom-loop/

Trendsetter. (2020). *Capping Stack & Containment Systems*. National Petroleum Council Presentation - Arctic Potential, Realizing the Promise of U.S. Arctic Oil and Gas Resources. https://www.trendsetterengineering.com/capping-stack-containment-systems/

Vázquez de la Cerda, A. M., DiMarco, S. F., Reid, R. O., y Jochens, A. E. (2005). Bay of Campeche Circulation: An Update. *Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models*, *161*, 279–293.

Victoria State Goverment. (2020). *Offshore Appraisal Well*. Earth Resources. https://earthresources.vic.gov.au/projects/carbonnet-project/offshore-appraisal-well

Wells, P. G. (1972). Influence of Venezuelan crude oil on lobster larvae. *Marine Pollution Bulletin*, *3*, 105–106.

Zavala-Hidalgo, J., Morey, S. L., y O'Brien, J. J. (2003). Seasonal circulation on the western shelf of the Gulf of Mexico using a high-resolution numerical model. *Journal of Geophysical Research C: Oceans*, *108*(12), 19–1. https://doi.org/10.1029/2003JC001879

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

Zetler, B. D., y Hansen, D. V. (1971). Tides in the Gulf of Mexico. *Contributions on the Physical Oceanography of the Gulf of Mexico*, *2*, 265–275.

Zhong, X. (2018). *Modeling of the Fate and Behaviour of Oil Spills in the Salish Sea* (Número December). Dalhousie University.