AECOM

Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos

Proyecto de evaluación del descubrimiento de hidrocarburos en el campo Kan en el Área Contractual AS-CS-14, ubicada en Cuenca Salina del Istmo, en el Golfo de México

Presentado a:

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

Presentado por:

Wintershall Dea México, S. de R.L de C.V.

Fecha: Enero 2024

Delivering a better world

Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos

Proyecto de evaluación del descubrimiento de hidrocarburos en el campo Kan en el Área Contractual AS-CS-14, ubicada en Cuenca Salina del Istmo, en el Golfo de México

Fecha: Enero 2024

Firma del responsable técnico, datos protegidos bajo el Art. 113 fracción I de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP

_____

Responsable:

Johana Martinez Jaimes

Supervisor Ambiental

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

Copyright © 2023 por AECOM

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

Contenido

1 Descripción del Proyecto 1-1
1.1 Fecha programada para el inicio de operaciones 1-2
1.2 Ubicación del Proyecto 1-2
1.3 Accesos al Proyecto 1-3
1.4 Criterios, normas, códigos, estándares y buenas prácticas consideradas para la elaboración de las bases del diseño del Proyecto 1-4
1.5 Pozo de evaluación 1-5
1.5.1 Datos geológicos 1-7
1.5.2 Yacimiento objetivo 1-8
1.5.3 Arquitectura del pozo 1-11
1.5.4 Calendario de trabajo y tiempos de perforación 1-16
1.6 Plataforma de perforación 1-17
1.6.1 Casco 1-19
1.6.2 Torre de perforación 1-19
1.6.2.1 Top Drive con dolly retráctil 1-20
1.6.2.2 Bloque corona y bloque viajero 1-20
1.6.2.3 Mesa rotaria 1-20
1.6.3 Malacates 1-21
1.6.4 Cabezal del pozo 1-21
1.6.5 Almacenamiento 1-22
1.6.6 Equipos de proceso y auxiliares 1-23
1.6.7 Condiciones de operación / límites operativos de diseño 1-26
2 Descripción del proceso 2-1
2.1 Materias primas, productos y subproductos 2-3
2.1.1 Fluidos de perforación 2-3
2.1.2 Hidrocarburo 2-4
2.1.2.1 Diesel 2-4
2.1.2.2 Crudo del Pozo Kan-2DEL 2-4
2.1.3 Resumen de sustancias peligrosas 2-9
3 Descripción del entorno 3-1
3.1 Aspectos abióticos 3-1
3.1.1 Temporadas 3-1
3.1.2 Condiciones metoceánicas 3-2

3.1.2.1 Mareas 3-7
3.1.2.2 Vientos 3-7
3.1.2.3 Oleaje 3-1
3.1.2.4 Patrones de circulación y circulación marina costera 3-3
3.1.2.5 Ciclones tropicales 3-5
3.1.3 Deslizamientos de tierras, movimientos de rocas y tsunamis 3-7
3.1.3.1 Sismicidad 3-8
3.1.4 Susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos 3-9
3.1.5 Contaminación asociada a actividades antropogénicas 3-10
3.2 Aspectos bióticos 3-10
3.2.1 Plancton 3-10
3.2.2 Bentos 3-11
3.2.3 Fauna marina 3-11
3.3 Áreas sensibles 3-12
3.3.1 Arrecifes de coral, pastos marinos y comunidades quimiosintéticas 3-12
3.3.2 Áreas Naturales Protegidas y Sitios RAMSAR 3-13
3.3.3 Otras Áreas de importancia 3-15
3.4 Infraestructura preexistente 3-17
4 Análisis y evaluación de riesgos 4-1
4.1 Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo 4-1
4.1.1 Análisis preliminar de peligros 4-2
4.1.2 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares 4-3
4.1.2.1 Plataformas / Pozos 4-4
4.1.2.2 Embarcaciones 4-8
4.1.3 Identificación de peligros y escenarios de riesgo 4-10
4.1.3.1 Taller de identificación de riesgos 4-10
4.1.3.2 Criterios de ponderación de riesgos 4-11
4.1.3.3 Resultados del HAZID y evaluación del riesgo 4-14
4.2 Análisis cuantitativo de riesgo 4-25
4.2.1 Análisis de frecuencias 4-25
4.2.2 Análisis de consecuencias 4-25
4.2.2.1 Escenarios de dardo de fuego y explosión 4-27
4.2.2.2 Escenarios de liberación y derrame de hidrocarburo al mar 4-32
4.2.2.3 Resultados de las simulaciones 4-37
5 Representación en planos de los radios potenciales de afectación 5-1

5.1 Escenarios de dardo de fuego y explosión 5-1
5.1.1 E1: Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL 5-2
5.1.2 E2: Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL 5-3
5.2 Escenarios de liberación y derrame de hidrocarburo al mar 5-5
5.2.1 E3: Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del Pozo Kan-2DEL 5-5
5.2.2 E4: Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques o de OSV/AHTS con la plataforma 5-10
6 Análisis de vulnerabilidad 6-1
6.1 Análisis de vulnerabilidad 6-1
6.1.1 Escenarios PHAST: E1 Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DELy E2 Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL 6-1
6.1.2 Escenarios OSCAR: E3 Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del pozo Pozo Kan-2DEL y E4 Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques, o colisión de OSV/AHTS con la plataforma 6-4
6.1.2.1 Efectos al medio ambiente 6-4
6.1.2.2 Efectos en pesquerías 6-7
6.1.2.3 Clasificación de costas 6-8
6.2 Interacciones de riesgo 6-12
7 Reposicionamiento de los escenarios de riesgo 7-1
8 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo 8-1
8.1 Sistemas de seguridad 8-1
8.1.1 Sistemas de control de pozo 8-1
8.1.1.1 Control primario 8-1
8.1.1.2 Control secundario 8-1
8.1.2 Sistema PA/GA 8-4
8.1.3 Sistema de paro de emergencia 8-5
8.1.4 Sistema contra incendios 8-5
8.1.4.1 Protección contra incendios activa 8-5
8.1.5 Sistemas de emergencia, evacuación y escape 8-7
8.1.5.1 Rutas de salida y escape 8-7
8.1.5.2 Iluminación de emergencia 8-7
8.1.5.3 Botes, balsas salvavidas y equipo de emergencia 8-7
8.1.5.4 Plan de respuesta a emergencias 8-8
8.2 Medidas preventivas 8-8
8.2.1 Entrenamientos 8-8

8.2.2 Simulacros de control de pozo 8-9
8.2.3 Medidas de prevención de brotes 8-9
8.2.4 Pronóstico meteorológico 8-10
8.2.5 Integridad marina 8-10
8.2.5.1 Estabilidad 8-10
8.2.5.2 Detección de fugas 8-10
8.2.5.3 Integridad hermética 8-10
8.2.5.4 Prevención de colisiones 8-10
8.3 Recomendaciones técnico-operativas 8-11
9 Resumen y conclusiones 9-1
10 Anexos 10-1
11 Referencias 11-1

Lista de figuras

Figura 1-1. Ubicación del Proyecto. 1-3

Figura 1-2.Vista del Pozo Kan-2DEL y posible sidetrack. 1-7

Figura 1-3. Izquierda: Presión de formación del Pozo Kan-1EXP y el posible *sidetrack.* Derecha: Gráfica compuesta del Pozo Kan-1EXP. 1-9

Figura 1-4. Secciones sísmicas NO-SE y SO-NE a través de Kan-1 DEL con objetivos y ubicación del pozo principal y tentativa. 1-10

Figura 1-5. Prognosis del Pozo Kan-2DEL basado en el Pozo Kan-1EXP. 1-12

Figura 1-6. Estado mecánico del Pozo Kan-2DEL. 1-15

Figura 1-7. Calendario de trabajo. 1-17

Figura 1-8 Diseño de la RAN (vista superior de los equipos). 1-18

Figura 1-9 Diseño de la RAN (vista lateral). 1-19

Figura 2-1. Esquematización del proceso de perforación del posible *sidetrack* del Pozo Kan-2DEL. 2-2

Figura 3-1. Estaciones meteorológicas de la CONAGUA/SMN y boya oceanográfica de la NOAA que rodean el Área Contractual 3-2

Figura 3-2 Media mensual y desviación estándar de datos meteorológicos para el periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México. 3-5

Figura 3-3 Estaciones costeras meteorológicas de la CONAGUA/SMN. 3-6

Figura 3-4 Media mensual de los vientos en el Golfo de México, incluyendo el oeste del Banco de Campeche, basado en los datos del satélite Quikscat SeaWinds de la NASA. 3-8

Figura 3-5. Izquierda: Perfil vertical medio de la velocidad del viento en el Área Contractual. Derecha: Rosa de los vientos del Área Contractual. 3-1

Figura 3-6 SWH asociada a un periodo de retorno de 100 años. 3-2

Figura 3-7. Rosa de distribución de altura significante de olas en el Área Contractual. 3-3

Figura 3-8 Corrientes superficiales típicas en el Golfo de México. 3-3

Figura 3-9. Izquierda: Rosa de corrientes en el Área Contractual. Derecha: Perfil vertical medio de la velocidad de corrientes en el Área Contractual. 3-5

Figura 3-10. Trayectoria de huracanes en el SAR (1998 - 2022). 3-7

Figura 3-11 Características estructurales del sur del Golfo de México cerca del Área Contractual 3-8

Figura 3-12 Sismicidad histórica en el sur del Golfo de México 3-9

Figura 3-13 Distribución de pastos marinos, corales y comunidades quimiosintéticas cerca del Área Contractual 3-13

Figura 3-14. Distribución de las Áreas Naturales Protegidas y Sitios RAMSAR cercanos al Área Contractual 3-14

Figura 3-15. Distribución de las Áreas de importancia para la conservación cercanas al Área Contractual. 3-16

Figura 3-16. Infraestructura preexistente del sector hidrocarburos dentro y cerca del Área Contractual…. 3-18

Figura 4-1. Balance de masa: mayor cantidad de hidrocarburo a la costa (arriba) y tiempo mínimo de arribo a la costa a la costa (abajo). 4-40

Figura 4-2. Balance de masa: mayor cantidad de hidrocarburo a la costa (arriba) y tiempo mínimo de arribo a la costa a la costa (abajo). 4-42

Figura 5-1. Cubierta principal seleccionada para la representación en planos de los radios potenciales de afectación..... 5-1

Figura 5-2. Escenario E1. Radios de dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL. 5-3

Figura 5-3. Escenario E2. Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL 5-4

Figura 5-4. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Probabilidad de presencia de hidrocarburo en superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-6

Figura 5-5. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-7

Figura 5-6. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Probabilidad de presencia de hidrocarburo en la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-8

Figura 5-7. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-9

Figura 5-8. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Probabilidad de presencia de diésel en la superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-11

Figura 5-9. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Tiempo mínimo de arribo de diésel a la superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-12

Figura 5-10. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Probabilidad de presencia de diésel en la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-13

Figura 5-11. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Tiempo mínimo de arribo de diésel a la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias. 5-14

Figura 6-1. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino. 6-5

Figura 6-2. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles de la Laguna Madre. 6-10

Figura 8-1. Vistas del BOP Cameron 18 3/4" 15K Tipo TL..... 8-2

Lista de tablas

Tabla 1-1 Etapas y actividades del Proyecto..... 1-2
Tabla 1-2. Resumen de las características del Pozo. 1-6
Tabla 1-3. Pronóstico geológico del Pozo Kan-2DEL del agujero principal. 1-8
Tabla 1-4. Pronóstico geológico del Pozo Kan-2DEL del posible *updip sidetrack*..... 1-8
Tabla 1-5. Detalles del yacimiento objetivo para Kan-2DEL y el posible *updip sidetrack*..... 1-10
Tabla 1-6. Resumen del diseño de tuberías de revestimiento del Pozo Kan-2DEL. 1-14
Tabla 1-7. Resumen de detalles del diseño del revestimiento y propiedades mecánicas del Pozo Kan-2DEL. 1-16
Tabla 1-8 Datos generales de la Unidad de Perforación Jack-up – RAN. 1-17
Tabla 1-9 Sistema de cabezal de pozo preliminar..... 1-21
Tabla 1-10 Capacidades de almacenamiento del Jack-up – RAN 1-22
Tabla 1-11. Equipos de proceso y auxiliares e instalaciones del Jack-up – RAN..... 1-23
Tabla 1-12 Condiciones de operación y límites operativos de diseño del Jack-up – RAN 1-26
Tabla 2-1 Baches de barrido, WBDF y NAF utilizados durante la perforación del Pozo Kan-2DEL. 2-3
Tabla 2-2 Propiedades del crudo. 2-5
Tabla 2-3 Composición del crudo esperado en el yacimiento. 2-6
Tabla 2-4 Resumen de las características de las sustancias peligrosas. 2-9
Tabla 3-1 Normales meteorológicas y oceanográficas in situ obtenidos de CONAGUA/SEMAR y de la NOAA. 3-3
Tabla 3-2 Datos meteorológicos satelitales de la NASA para el periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México (18.7°N a 23°N, 90.5°O a 93°O). 3-4
Tabla 3-3 Datos meteorológicos in situ obtenidos de estaciones costeras de CONAGUA. 3-6
Tabla 3-4 Rango de alturas del oleaje en condiciones de eventos extremos. 3-1
Tabla 3-5 Clasificación de los Ciclones tropicales..... 3-5
Tabla 3-6. Huracanes registrados cerca del Área Contractual (1998 - 2022)..... 3-7
Tabla 3-7 Clasificación de susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. 3-9
Tabla 3-8 Áreas de importancia para la conservación cercanas al Área Contractual. 3-16
Tabla 4-1. Cantidades de liberación de sustancias mencionadas en los Listados de AAR. 4-3
Tabla 4-2. Resumen de derrames de crudo mayores a 50 bbl ocurridos de 1970 a 2010 en la OCS. 4-4
Tabla 4-3. Resumen de derrames de hidrocarburo en ambientes marinos de 1979 a 2015 durante las actividades de PEMEX..... 4-7
Tabla 4-4. Resumen de derrames de diésel de embarcaciones mayores a 50 bbl ocurridos de 1964 a 2010 en la OCS. 4-8
Tabla 4-5. Incidentes ocurridos durante la campaña de perforación del Pozo Kan-1EXP. 4-9
Tabla 4-6. Lista de participantes del taller de identificación de peligros - 22 de noviembre de 2023. 4-10

Tabla 4-7. Matriz de ponderación 5 x 5. 4-11
Tabla 4-8. Criterios de clasificación de riesgo. 4-11
Tabla 4-9. Matriz de ponderación de frecuencia (probabliidad). 4-12
Tabla 4-10. Matriz de ponderación de impacto (consecuencia). 4-13
Tabla 4-11.Resumen de nodos y peligros. 4-14
Tabla 4-12. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Seguridad Industrial/Personal en el Pozo Kan-2DEL. 4-15
Tabla 4-13. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Seguridad Física en el Pozo Kan-2DEL. 4-16
Tabla 4-14. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Población en el Pozo Kan-2DEL.... 4-17
Tabla 4-15. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Medio Ambiente en el Pozo Kan-2DEL. 4-18
Tabla 4-16. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Reputación en el Pozo Kan-2DEL. 4-19
Tabla 4-17. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Legal en el Pozo Kan-2DEL..... 4-20
Tabla 4-18. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Materiales / Financieros / Producción / Instalación en el Pozo Kan-2DEL. 4-21
Tabla 4-19. Peligros asociados a la liberación de sustancias peligrosas. 4-23
Tabla 4-20. Escenarios de modelación. 4-26
Tabla 4-21. Umbrales de dardo de fuego y explosión seleccionados para la modelación. 4-27
Tabla 4-22. Descripción de los umbrales de radiación térmica (dardo de fuego). 4-28
Tabla 4-23. Descripción de los umbrales de sobrepresión (UVCE). 4-28
Tabla 4-24. Categorías de estabilidad atmosférica. 4-29
Tabla 4-25. Componentes utilizados en la simulación de los escenarios. 4-30
Tabla 4-26. Criterios de estimación de consecuencias E1 y E2. 4-31
Tabla 4-27. Umbral de presencia de hidrocarburos. 4-32
Tabla 4-28. Composición de la mezcla de hidrocarburo utilizada para la modelación con OSCAR. 4-33
Tabla 4-29. Propiedades del crudo modelado. 4-34
Tabla 4-30. Composición del diésel utilizada para la modelación con OSCAR. 4-34
Tabla 4-31. Propiedades del diésel modelado. 4-35
Tabla 4-32. Criterios de estimación de consecuencias E3 y E4. 4-36
Tabla 4-33. Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión. 4-37
Tabla 5-1. Resultados del escenario E1. 5-2
Tabla 5-2. Resultados de eventos por ondas de sobrepresión. 5-4
Tabla 5-3. Resumen de resultados del escenario E3. 5-5
Tabla 5-4. Resumen de resultados del escenario E4. 5-10
Tabla 6-1. Descripción de los posibles receptores de riesgo. 6-2
Tabla 6-2. Áreas sensibles consideradas. 6-8

Tabla 6-3. Interacciones de riesgo. 6-13
Tabla 8-1. Recomendaciones técnico-operativas.....8-11
Tabla 9-1. Resumen de riesgos identificados asociados a la liberación de sustancias peligrosas. 9-2
Tabla 9-2. Resumen de radios de afectación por los escenarios E1 y E2. 9-3
Tabla 9-3. Resumen de resultados de la liberación de hidrocarburos al mar por los escenarios E3 y E4... 9-3

Lista de acrónimos

Acrónimo	Significado
AAR	Actividades Altamente Riesgosas
ABS	Oficina Americana de Transporte de Mercancías (*American Bureau of Shipping*)
AHTS	*Anchor Handling Tug Supply*
AICA	Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves
ALARP	Tan bajo como sea razonablemente posible
ANP	Área Natural Protegida
ARSH	Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
BOEM	Oficina de Gestión de Energía Oceánica
BOCP	Plan de contingencia de reventón
BOP	Preventor de reventones (*Blowout Preventor*)
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONABIO	Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
CSFR	*Climate Forecast System Reanalysis*
E&P	Exploración y Producción
ESD	Sistema de paro de emergencia
GCBC	Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche
GR	Rayos gama (*Gamma Ray*)
HAP	Hidrocarburos aromáticos policíclicos
HAZID	*Hazard Identification*
HSEQ	*Health, safety, quality and environment*
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (*International Electrotechnical Commission*)
IEEE	Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (*Institute of Electrical and Electronics Engineers*)
IMO	Organización Marítima Internacional (*International Maritime Organization*)
ISO	Organización Internacional de Normalización (*International Organization for Standardization*)
IWCF	*International Well Control Forum*
KOP	Punto de desviación *(Kick off Point)*
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LOT/FIT	*Leak off test/Formation Integrity test*
LWD	Registro durante la perforación (*Logging while Drilling*)
MARPOL 73/78	Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (*Marine Pollution*)
MD	Profundidad medida (*Measured Depth*)
MIA-R	Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional
MLS	Suspensión de lecho marino (*Mud Line Suspension*)

Acrónimo	Significado
NAF	Fluidos de perforación no acuosos (*Non aqueos drilling fluids*)
OCS	Plataforma Continental Exterior
ODT	*Oil Down To* (Hidrocarburo encontrado más profundo)
OSCAR	*Oil Spill Contingency And Response*
OSRL	*Oil Spill Response Limited*
OSV	Buque de suministro (*Offshore Supply Vessel*)
OWC/FWL	*Oil Water Contact / Free Water Level*
PAE	Plataforma auto elevable
PAEI	Plan de Atención a Emergencias Interno
PA/GA	Sistema de megafonía/alarma general
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PHAST	*Process Hazard Analysis Software*
PND	Plan Nacional de Desarrollo
PP&FG	Presión de poro y el gradiente de fractura (*Pore pressure and fracture gradient*)
PWD	Presión durante la perforación (*Pressure while drilling*)
PVT	*Pressure-Volume-Temperature*
RHP	Regiones Marinas Prioritarias
ROP	*Rate of Penetration*
RTP	Regiones Terrestres Prioritarias
SAI	Sistema de Alimentación Ininterrumpida
SPM	Sitios Prioritarios Marinos
SWH	Altura significante de ola (*Significant Wave Height*)
TD	Profundidad total (*Total Depth*)
TR	Tubería de revestimiento
TVD	Profundidad total verdadera (*True Vertical Depth*)
TVDSS	Profundidad vertical verdadera medida desde el nivel del mar (*True vertical Depth sub sea*)
UVCE	Explosión de nube de vapor no confinada
WBDF	Fluido de perforación de base acuosa (*Water Based Drilling Fluid*).

Símbolos y unidades

Símbolo	Denominación
°C	Grados centígrados
“	pulgada
%	Porciento
bbl	Barril
CH_4	Metano
CO	Monóxido de carbono
CO_2	Dióxido de carbono
cP	Centipoise
d	Día
ft	Pies
g	gramos
gpm	Galones por minuto
h	Hora
H_2SO_4	Ácido sulfúrico
hp	Caballo de fuerza
ind	Individuos
in	Pulgada
kg	Kilogramos
kip	Kilo libras
km	Kilómetro
kt	Nudo
kW	Kilowatt
lb	Libra
m	Metro
Mbar	Milibar
Mol	Moles
MSCFD	Miles de millones de metros cúbicos por día
MT	Tonelada métrica
NOx	Nitratos
psi	Libra por pulgada cuadrada
s	Segundos
SO_2	Dióxido de azufre
Sm^3	Metro cúbico estándar
st	Static Tones
d	Día

1 Descripción del Proyecto

El presente Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos (ARSH) forma parte de la Manifestación de Impacto Ambiental, Modalidad Regional (MIA-R), fue elaborado con base en la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos publicada por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) en julio de 2020.

El Área Contractual AS-CS-14 (en adelante Área Contractual) se ubica en la provincia geológica Cuenca Salina del Istmo dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, misma que fue adjudicada bajo el Contrato de Exploración y Extracción de Hidrocarburos en Aguas Someras bajo la modalidad de producción compartida en el Área Contractual AS-CS-14, No. CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018 celebrado por la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V.; quien posteriormente cambió de nombre a Wintershall Dea México, S. de R.L. de C.V. (en adelante Wintershall Dea) como Operador, Premier Oil Exploration and Production S.A. de C.V. y SEP Block 30, S. de R.L. de C.V.

Como parte del desarrollo del Plan de Exploración, Wintershall Dea perforó en 2023 dos pozos exploratorios Kan-1EXP e Ix-1EXP, confirmando el descubrimiento de hidrocarburos en Kan1-EXP del cual dio la correspondiente notificación a la CNH mediante el oficio WDM/LEG/307/2023 de fecha 05 de julio de 2023 remitiendo la información técnica relacionada al descubrimiento (detalles de calidad, flujo y formaciones geológicas), el reporte de análisis la información técnica y de detalles de un posible programa de prueba de Pozo y los criterios de confirmación de la viabilidad de la evaluación del descubrimiento.

Las actividades descritas en el Programa de Evaluación presentado a la CNH, son el objeto del presente Proyecto teniendo como principal objetivo la perforación de un pozo de evaluación denominado Kan-2DEL y dos posibles secciones laterales (en adelante, *sidetrack*[1]) en la misma ubicación, para comprobar la extensión lateral del yacimiento del Mioceno Superior, evaluar las condiciones de éste, el contacto agua-aceite, así como recolección de muestras de fluido del yacimiento y comprobar el potencial de producción. La perforación de los dos posibles *sidetrack* está sujeta a los resultados obtenidos durante la perforación del agujero principal, por lo que se consideran “posibles”.

La perforación se realizará utilizando la misma plataforma que se utilizó para perforar el pozo Kan-1EXP, la cual es una Unidad de Perforación tipo Jack-up diseñada para operar en aguas someras denominada RAN operada por *Borr Drilling* (**sección 1.6**). Este tipo de plataformas, poseen una estructura triangular y tres piernas unidas al casco que pueden retraerse y extenderse verticalmente una vez que entran en contacto con el lecho marino después de ser trasladados al sitio de perforación con remolcadores, lo que hace que la plataforma se levante de la superficie del mar, proporcionando un espacio suficiente para la perforación segura, a una altura adecuada a las condiciones metoceánicas esperadas.

Adicionalmente a las actividades dentro del Área Contractual, las operaciones de perforación requerirán del tránsito de buques de apoyo (*Offshore Support Vessels*, OSV), botes remolcadores, barco de alta capacidad de almacenamiento de fluidos y helicópteros que realizarán vuelos entre el Jack-up y la costa. Se estima que se contará con tres OSV para respaldar las operaciones de perforación. Se espera que un OSV esté casi permanentemente en el sitio, mientras que dos OSV adicionales estarán en tránsito para apoyar las actividades en el Área Contractual. Estas embarcaciones se utilizarán para transportar materiales entre la Unidad de Perforación y la base de suministro en tierra. En la **Tabla 1-1** se presentan las etapas y actividades del Proyecto.

[1] Re-entrada o desviación de la trayectoria del pozo principal

Tabla 1-1 Etapas y actividades del Proyecto.

Etapa	Actividades
Movilización	Desplazamiento de la Unidad de Perforación hacia el sitio de perforación de Kan-2DEL, embarcaciones de apoyo
Perforación del Pozo de Evaluación Kan-2DEL	Posicionamiento de la Unidad de Perforación
	Perforación de pozo de evaluación y sus posibles *sidetracks*
	Movilización de embarcaciones de apoyo y helicóptero
	Registro de pozos y toma de información
	Manejo de fluidos y recortes de perforación
	Manejo de residuos y aguas residuales.
Taponamiento y Abandono	Taponamiento y Abandono
Desmovilización	Desmovilización de la Unidad de Perforación, embarcaciones de apoyo y helicóptero

Fuente: Wintershall Dea, 2023

1.1 Fecha programada para el inicio de operaciones

Se estima que la perforación del Pozo Kan-2DEL, se inicie durante el mes de junio de 2024, sin embargo, las actividades de movimiento de plataforma hacia la ubicación del pozo, reconocimiento de ruta para las embarcaciones y helicóptero, se estima inicien en mayo del mismo año.

1.2 Ubicación del Proyecto

El Proyecto se ubica dentro del Área Contractual AS-CS-14, en la Cuenca Salina del Istmo en aguas someras del Golfo de México. El Área Contractual tiene una extensión de aproximadamente 527.891 km^2 y se ubica a 18.8 km de la costa más cercana, a 65 km del puerto de Dos Bocas y 118 km del Aeropuerto Internacional de Villahermosa, todos en el estado de Tabasco. Se ubica a 207 km del puerto de Isla del Carmen y 349 km del Puerto de Seybaplaya, ambos en Campeche (**Figura 1-1**). El área se encuentra totalmente dentro de un entorno oceánico de aguas someras con tirantes de agua de entre 35 y 105 m en el Golfo de México considerada propiedad federal y no forma parte de algún pueblo, municipio o estado.

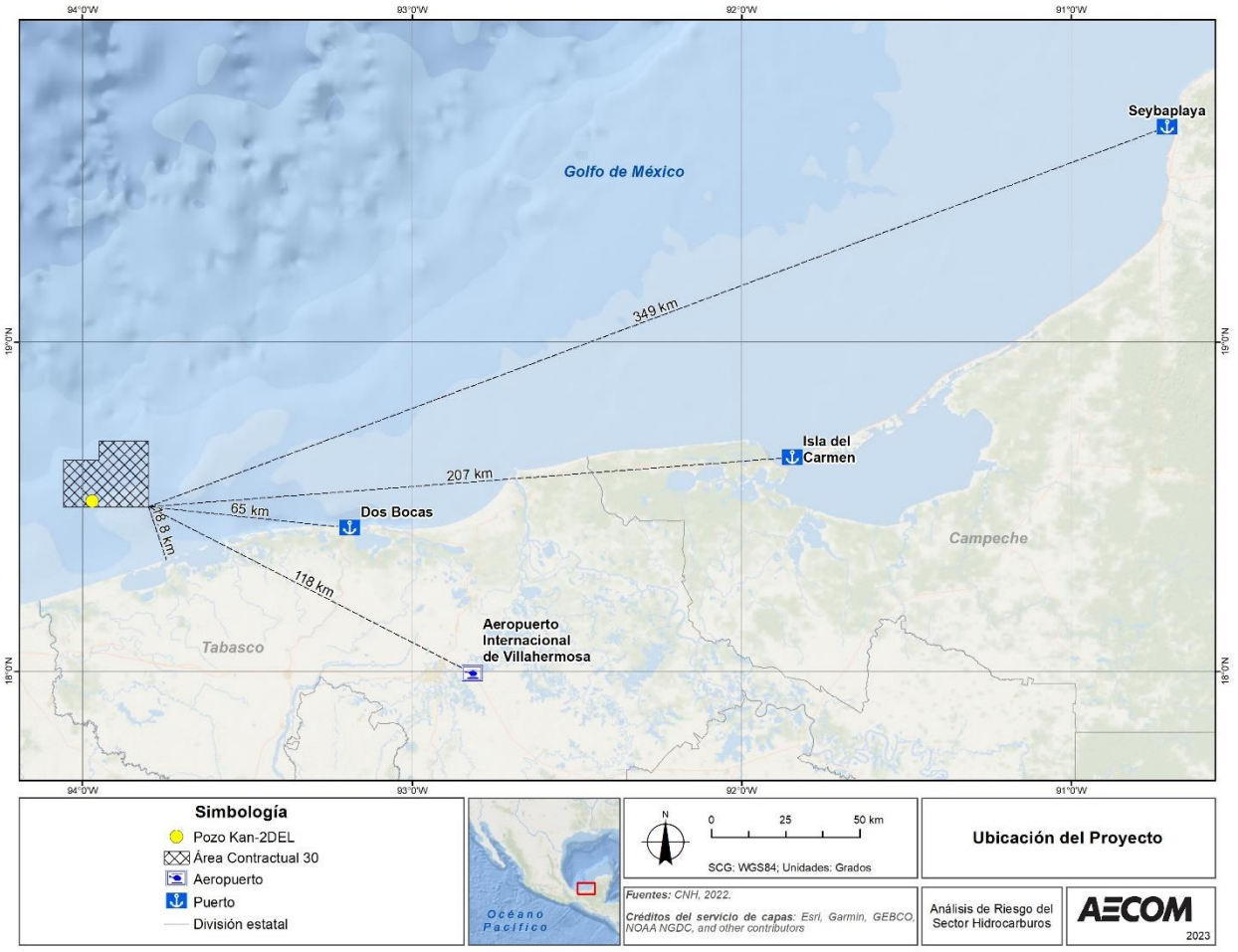

Figura 1-1. Ubicación del Proyecto.

1.3 Accesos al Proyecto

Considerando la ubicación del Proyecto se utilizarán los siguientes puertos:

- Marítimos: todas las rutas de navegación marítima que permitan llegar al Área Contractual, incluyendo para la base de suministro el Puerto Isla del Carmen (estado de Campeche), y se tendrán como opciones alternas el Puerto de Dos Bocas (estado de Tabasco) y el Puerto de Seybaplaya (estado de Campeche).
- Aéreos: se contratará un servicio de helicóptero para el transporte de personal y el equipo ligero permitido. El helipuerto que se utilizará será el ubicado en el Aeropuerto de Villahermosa (estado de Tabasco).
- Terrestre: acceso hacia la base de suministro principal (Puerto Isla del Carmen en el estado de Campeche), y a las opciones alternas (Puerto de Dos Bocas en el estado de Tabasco y el Puerto de Seybaplaya en el estado de Campeche).

1.4 Criterios, normas, códigos, estándares y buenas prácticas consideradas para la elaboración de las bases del diseño del Proyecto

La Unidad de Perforación RAN de *Borr Drilling* cuenta con la clasificación: ABS, A1, MODU Auto – elevable (Jack-up). Asimismo, el sistema de gestión de HSEQ de *Borr Drilling* es compatible con las normas ISO 14001 e ISO 45001.

El equipo fue diseñado y construido de acuerdo con:

- *American Bureau of Shipping* (ABS) "Reglas para la construcción y clasificación de unidades de perforación móviles costa afuera, 2008", incluidas todas las enmiendas a estas Reglas vigentes a partir de la fecha de vigencia del contrato
- Organización Marítima Internacional (IMO, por sus siglas en inglés) “Código para la construcción y equipamiento de unidades móviles de perforación costa afuera”, 2001 (Código MODU consolidado del 2001)
- El Convenio internacional para la seguridad de la vida humana en el mar (SOLAS) 1974, 1978, Protocolo de 2001 y enmiendas posteriores según lo exige el Código MODU
- El Convenio internacional para prevenir la contaminación del mar por los buques de 1973, Protocolo de 1978 y enmiendas posteriores (MARPOL 73/78)
- El Convenio Internacional sobre Líneas de Carga de 1966, Protocolo de 1988
- La Convención Internacional de Medición de Arqueo de Buques 1969
- Convenio Internacional para la Prevención de los Abordajes en el Mar
- Publicación 61892 de la Comisión Electro – técnica Internacional (IEC, por sus siglas en inglés) o Instituto de Ingenieros Eléctricos y Electrónicos (IEEE, por sus siglas en inglés).
- Autoridad de Aviación Civil del Reino Unido, CAP 437, 6.ª Edición para helipuerto y equipamiento de helipuertos.
- Normas API para sistemas de perforación
- Normas de la Organización Internacional del Trabajo (OIT 92)
- Organización Internacional de Normalización (ISO) para el marcado de tuberías

Las grúas de cubierta de la plataforma, los pedestales de las grúas y sus accesorios fueron aprobados por ABS de acuerdo con los requisitos de ABS para la Certificación de Dispositivos de Elevación. Además, la plataforma cumple totalmente con los requisitos del Código IMO MODU 2009.

Adicionalmente, se espera que el Proyecto cumpla con los estándares referidos en los *Lineamientos de Perforación de Pozos* de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH), publicado el 28 de noviembre de 2017 en el Diario Oficial de la Federación, los cuales parten de las mejores prácticas y estándares que también sigue Wintershall Dea.

A bordo de la Unidad de Perforación se cuentan con los siguientes estándares y procedimientos:

- Planificación y gestión de riesgos
- Gestión del cambio
- Respuesta a emergencias
- Acciones y apoyo en tierra
- Acciones y apoyo costa afuera
- Capacitación especializada para manejo de emergencias y crisis

- Sistema de permisos de trabajo
- Prácticas de trabajo seguras
- Gestión del medio ambiente
- Salud ocupacional
- Procedimientos de HSE
- Alertas y boletines HSE
- Seguridad de la Unidad de Perforación
- Operaciones de perforación y control de pozos
- Operaciones marinas y evaluación del sitio
- Gestión de ingeniería
- Operaciones de izaje y manejo de materiales
- Gestión de logística
- Sustancias peligrosas y radiactivas
- Dirección de procura
- Gestión de mantenimiento
- Gestión de contratistas

Todos los criterios, normas, códigos, estándares y buenas prácticas para la elaboración de la base del diseño del Proyecto estarán enfocados a afrontar y reducir los posibles riesgos derivados de la susceptibilidad de la región en la que se encuentra el Área Contractual, a los fenómenos naturales o actividades antropogénicas; y efectos adversos como huracanes, vientos extremos, sismos, fallas geológicas, fracturas geológicas, deslizamientos, entre otros.

En el **Anexo 1** se presenta el listado de estándares y lineamientos internacionales de Wintershall Dea.

1.5 Pozo de evaluación

El Proyecto consiste en la perforación del Pozo Kan-2DEL, que corresponde a un pozo de evaluación vertical con un agujero descubierto (etapa donde se encuentra el yacimiento) y un posible *sidetrack* echado arriba (en adelante, *updip*), con la finalidad de comprobar la continuidad y extensión lateral del yacimiento del Mioceno Superior encontrado durante la perforación del Pozo Kan-1EXP en 2023. Con el fin de mapear y obtener una mayor comprensión del yacimiento evaluado, en caso de no se encuentre el contacto agua-aceite durante la perforación, adicional al *sidetrack updip,* se podría perforar un posible *sidetrack* echado abajo (en adelante, *downdip*) como escenario incremental para evaluar el acuífero.

En la **Tabla 1-2** se presenta el resumen de las características generales del Pozo Kan-2DEL y su pozo ventana y en la **Figura 1-2** la vista lateral de la perforación del Pozo Kan-2DEL y su trayectoria. La ubicación del pozo es tentativa y podrían variar después de la obtención de los resultados de estudios geotécnicos de riesgos someros.

Tabla 1-2. Resumen de las características del Pozo.

Pozo	Tipo	Coordenadas UTM		Profundidad (m)	Tirante de agua	Año planeado de perforación
		X	Y			
Kan-2DEL	Evaluación	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP		Características del pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.		2024

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

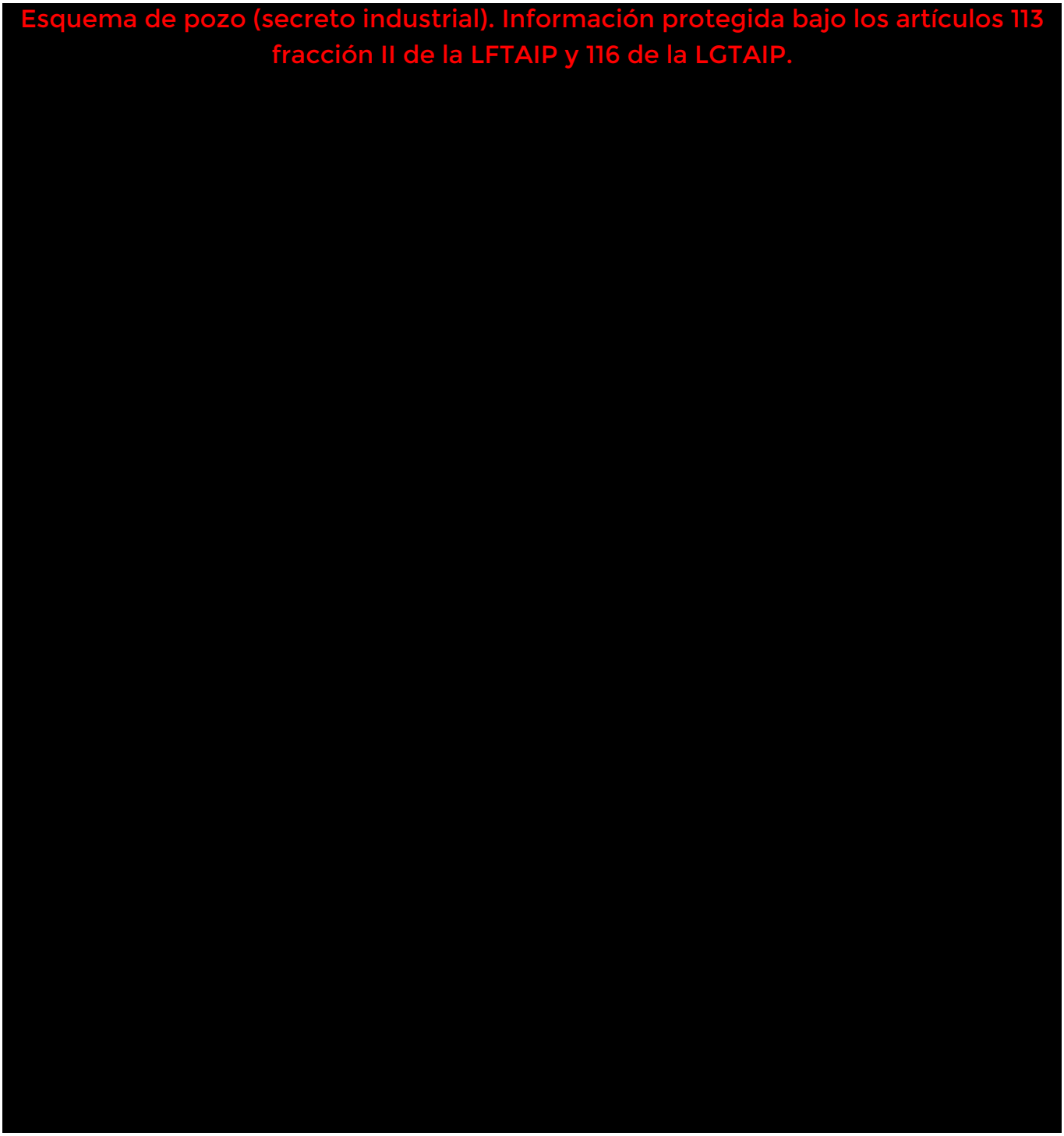

Figura 1-2.Vista del Pozo Kan-2DEL y posible sidetrack.

1.5.1 Datos geológicos

El pronóstico geológico del Pozo Kan-2DEL se basó principalmente en los resultados del pozo exploratorio Kan-1EXP a partir de información bioesratigráfica y litológica de los recortes de perforación, así como del análisis de un núcleo adquirido del posible *updip sidetrack*.

En la **Tabla 1-3** y **Tabla 1-4** se presenta el pronóstico geológico del Pozo Kan-2DEL y en la **Tabla 1-4** el del posible *updip sidetrack*, ambas profundidades tienen una incertidumbre del + / - 30 – 50 m.

Tabla 1-3. Pronóstico geológico del Pozo Kan-2DEL del agujero principal.

Intervalos clave	Z (m TVDSS)	Litología
Caracteristicas del pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.		

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

1.5.2 Yacimiento objetivo

El yacimiento objetivo son las arenas del Mioceno Superior. Una falla importante separa los sedimentos más jóvenes del Pleistoceno de los más antiguos del Mioceno, de la cual, se espera que las capas del Plioceno se desprendan. Dicha falla actúa como un importante sello de presión que separa los intervalos hidrostáticos del Pleistoceno de las arenas altamente sobre-presurizadas del Mioceno (**Figura 1-4**).

Las características del hidrocarburo identificado se detallan en el **Capítulo 2** de este estudio.

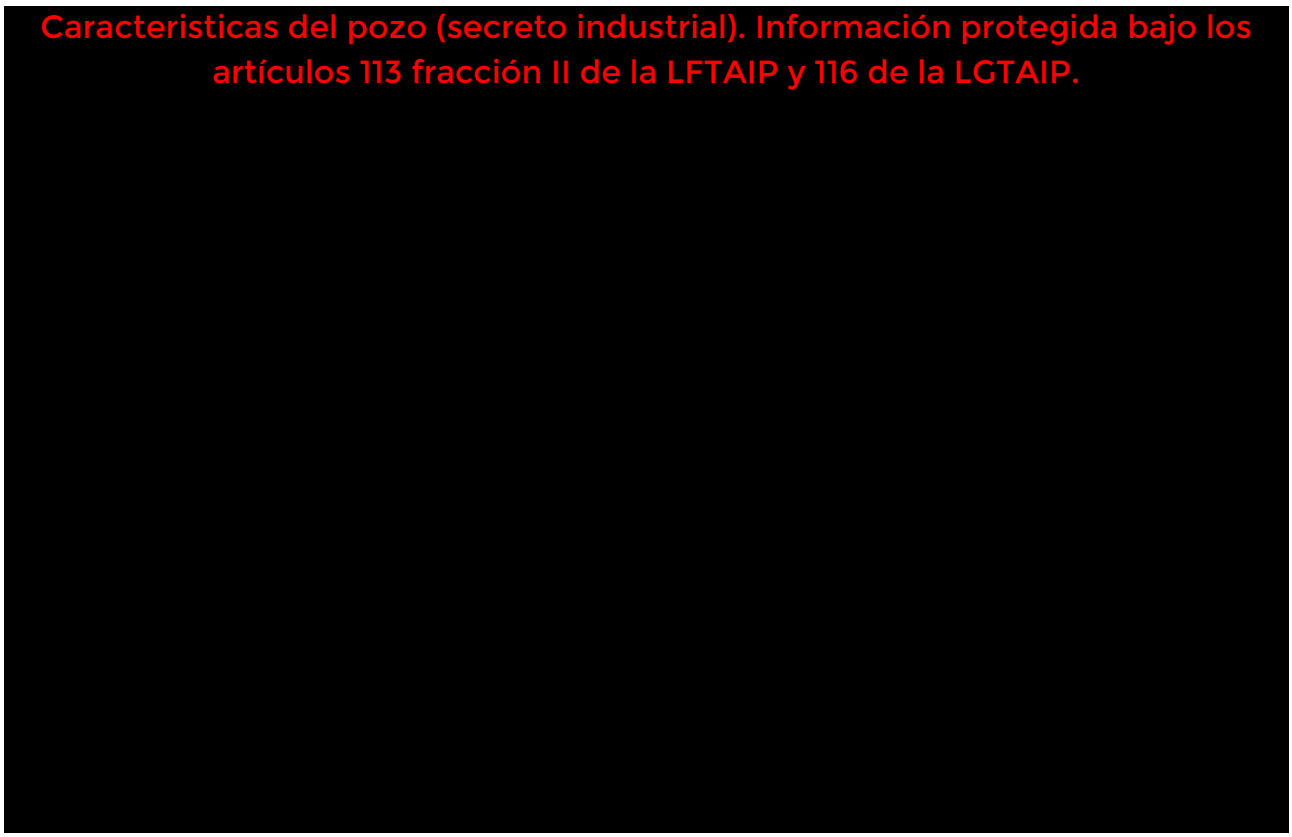

Figura 1-3. Izquierda: Presión de formación del Pozo Kan-1EXP y el posible *sidetrack.* Derecha: Gráfica compuesta del Pozo Kan-1EXP.

En el pozo de exploración Kan-1EXP se encontraron arenas de hidrocarburo sobre-presionadas debajo de la falla principal de crecimiento. Así como ocurrió en Kan-1EXP, en el Pozo Kan-2DEL se espera encontrar una serie de arenas acuíferas del Mioceno antes de alcanzar el objetivo principal arenas del yacimiento (**Figura 1-4**).

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

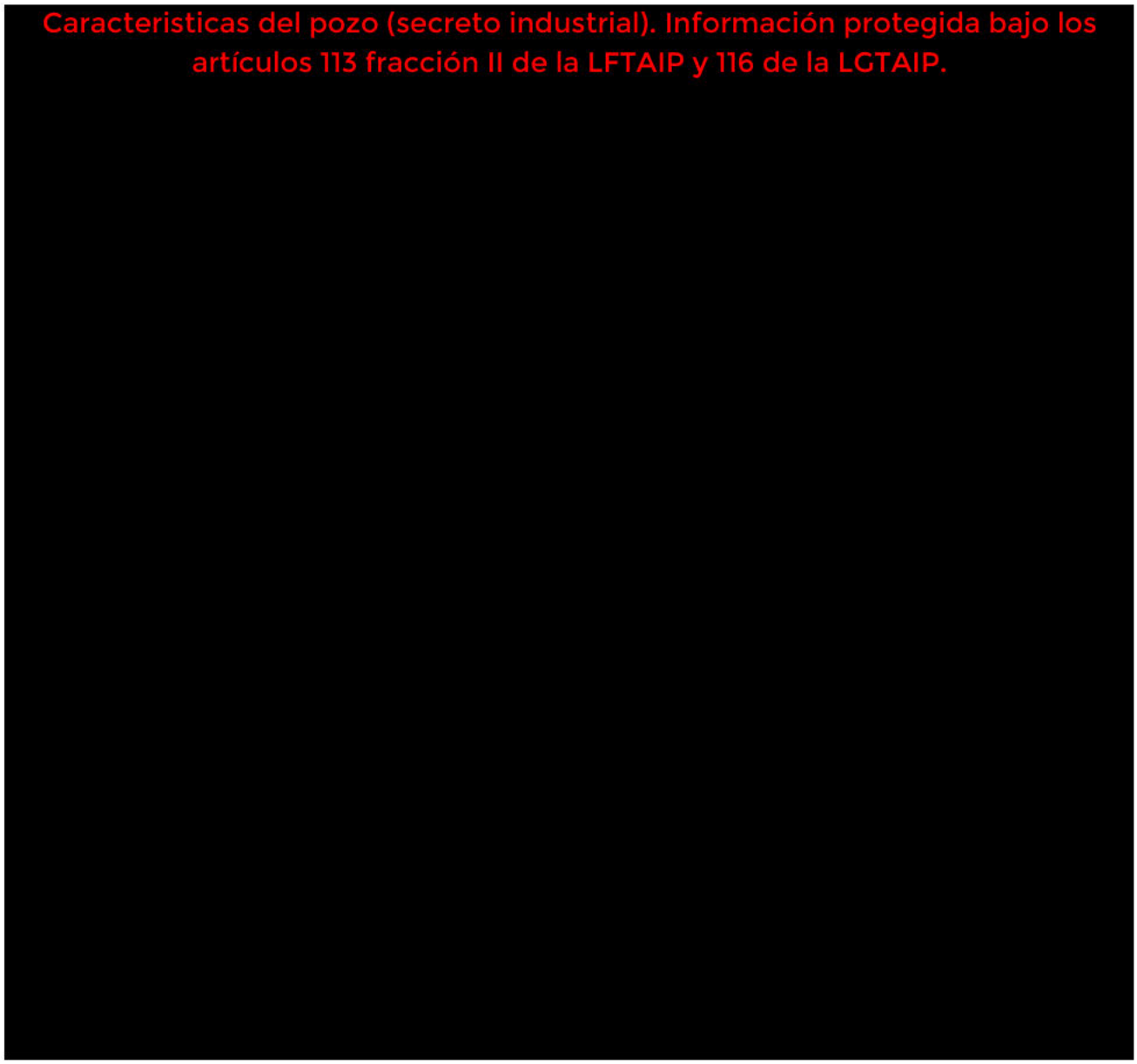

Figura 1-4. Secciones sísmicas NO-SE y SO-NE a través de Kan-1 DEL con objetivos y ubicación del pozo principal y tentativa.

En la **Tabla 1-5** se presentan las características del yacimiento. Se espera que la presión y temperatura de poro pronosticadas sigan el perfil observado en Kan-1EXP.

Tabla 1-5. Detalles del yacimiento objetivo para Kan-2DEL y el posible *updip sidetrack*.

Parámetro	Pozo principal	*Updip sidetrack*
Caracteristicas del pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.		

Parámetro	Pozo principal	*Updip sidetrack*
Caracteristicas del pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.		

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

1.5.3 Arquitectura del pozo

La perforación del pozo descubridor Kan-1EXP y del Pozo Ix-1EXP realizada por Wintershall Dea en 2023 fueron importantes para la recopilación de información tales como: datos de presión, análisis de núcleos, información de fluidos, presión de poro y estudios de estabilidad del pozo; que son el insumo para la arquitectura preliminar del Pozo Kan-2DEL, misma que se realizó con base en las predicciones de presión de poro y el gradiente de fractura (PP&FG) del Pozo Kan-1EXP (**Figura 1-5**), el PP&FG final del Pozo Kan-2DEL estará disponible una vez que la ubicación exacta del pozo se confirme.

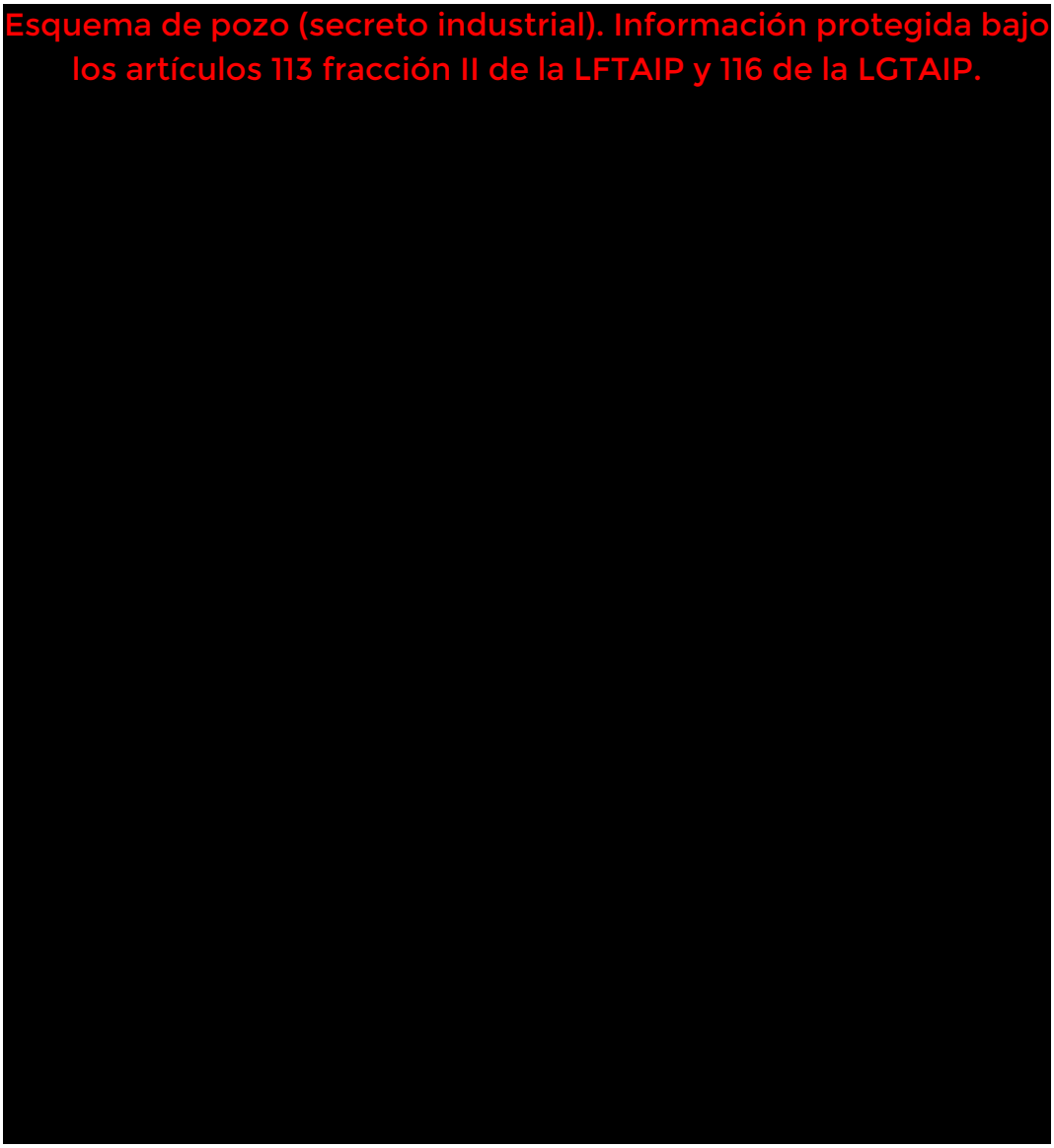

Figura 1-5. Prognosis del Pozo Kan-2DEL basado en el Pozo Kan-1EXP.

A partir de la gráfica de la prognosis del Pozo Kan2-DEL y la información anterior se diseñó el estado mecánico del pozo presentado. En la **Tabla 1-6** se muestra el resumen del diseño conceptual de la fase de revestimiento, la cual, se actualizará cuando se desarrolle el PP&FG final del Pozo Kan-2DEL. En la **Figura 1-6,** el arreglo muestra el estado mecánico principal e incremental, que se diseñó considerando las incertidumbres del modelo de presión y predicciones geológicas.

Como se puede observar, la perforación del Pozo Kan-2DEL consta de un escenario principal que incluye la perforación de seis secciones a lo largo de 3,395 m MD, así como dos escenarios incrementales, en caso de ser requeridos.

En lo que respecta a los posibles *sidetracks*, el primer escenario incremental que consiste en la perforación de un posible *updip sidetrack*, se realizará si durante el escenario principal se consigue la obtención de núcleos continuos sobre los acuíferos y los posibles contactos agua-aceite/nivel de agua libre (OWC/FWL, por sus siglas en inglés). El segundo escenario incremental consiste en la perforación de un posible

downdip sidetrack y se realizará si se presenta una situación *oil down to* (ODT[2]) por debajo del intervalo de extracción de núcleos. En este último escenario, se planea obtener un mínimo de dos núcleos continuos y extendidos de aproximadamente 100 m (por definir) sobre los acuíferos y los posibles OWC/FWL por debajo del primer acuífero encontrado.

[2] Hidrocarburo encontrado más profundo. Profundidad a la que termina la saturación de hidrocarburos y marca el límite más profundo de la zona petrolera.

Tabla 1-6. Resumen del diseño de tuberías de revestimiento del Pozo Kan-2DEL.

Diámetro de la barrena	Sarta	Diámetro del tubo conductor / tubería de revestimiento	Peso (lb/ft)	Grado	Deriva	Conexión	Profundidad (m MD RKB)
Caracteristicas del pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.							

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

[3] Punto de desviación donde inicia el *sidetrack*.

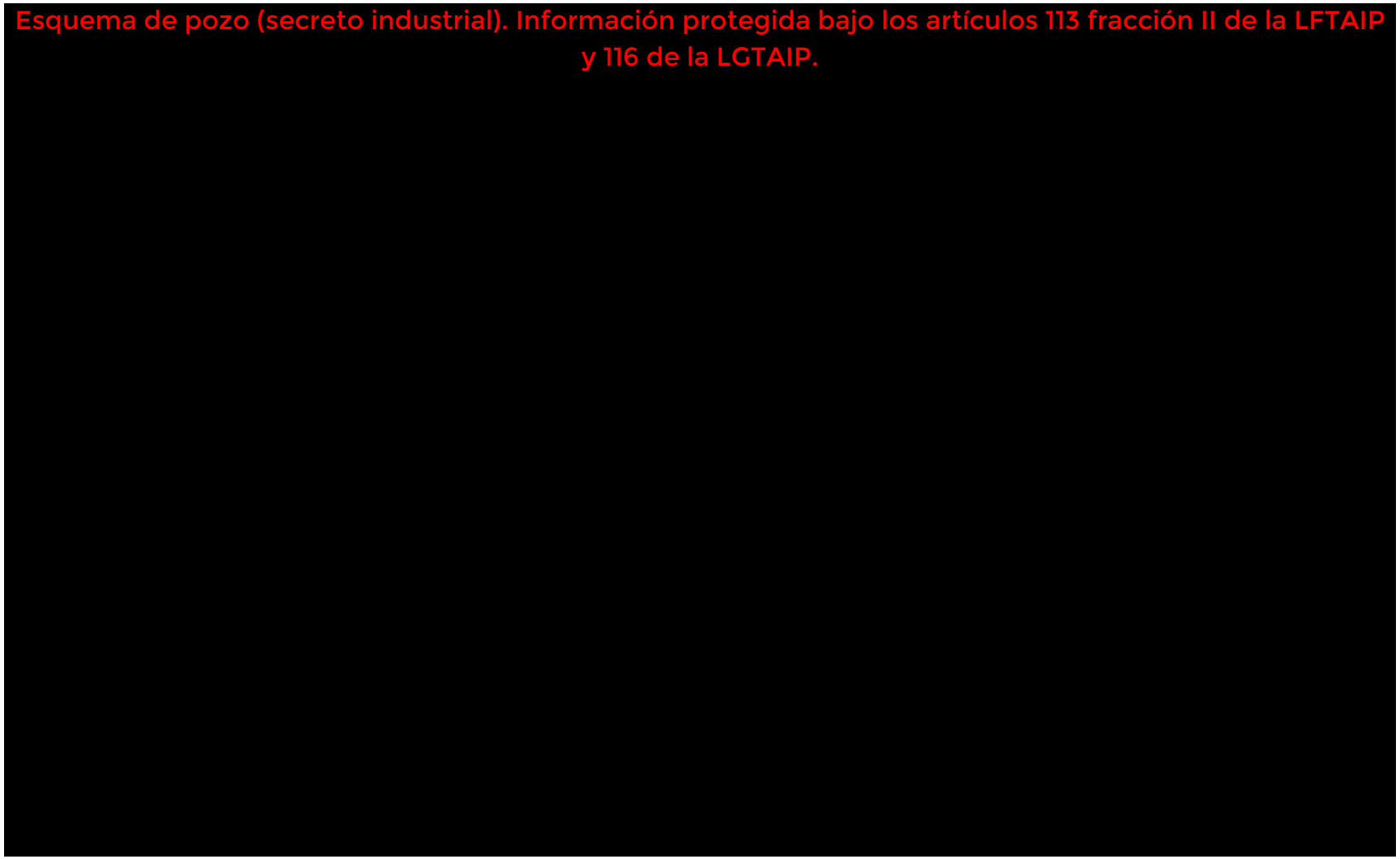

Figura 1-6. Estado mecánico del Pozo Kan-2DEL.
Izquierda: Estado mecánico principal. Derecha: Estado mecánico del escenario incremental.

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

Las propiedades mecánicas, detalles del diseño del pozo y factores mínimos de seguridad, se presentan en la **Tabla 1-7**.

Tabla 1-7. Resumen de detalles del diseño del revestimiento y propiedades mecánicas del Pozo Kan-2DEL.

Diámetro de la barrena	Nominal Peso (lb/ft)	Grado	Conexión	Estallido (psi)	Colapso (psi)	Cedencia (kN)
Caracteristicas del pozo (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.						

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

1.5.4 Calendario de trabajo y tiempos de perforación

En la **Figura 1-7** se presenta el calendario de trabajo para las actividades del Proyecto de Evaluación contempla una duración estimada de 8 días para la movilización de embarcaciones de apoyo, helicóptero y acondicionamiento de la plataforma, 69 para las actividades de perforación del Pozo Kan-2DEL y 4 días para su abandono. Para el desarrollo de un posible *updip sidetrack* se contempla una duración estimada de 35 días y 4 días para su abandono, para el posible *downdip sidetrack* se contempla una duración estimada de 25 días y 15 días para su abandono, para la desmovilización de la plataforma, embarcaciones de apoyo y helicóptero se contemplan 5 días, por lo que en total se consideran 165 días para la ejecución de las actividades del Proyecto (aproximadamente 24 semanas).

Se prevé que el inicio de la perforación para la evaluación de Kan-2DEL tendrá lugar en junio de 2024, sin embargo, las actividades de movimiento de plataforma hacia la ubicación del pozo, embarcaciones y helicóptero, se estima inicien en mayo del mismo año. No obstante, este cronograma es tentativo y puede sufrir cambios por causas ajenas a Wintershall Dea, las posibles eventualidades tales como condiciones climatológicas no favorables para realizar el movimiento de la plataforma o de los OSV, disponibilidad de los OSV, o disponibilidad de la plataforma, dado que, cerca del inicio de las actividades del Proyecto (junio 2024), la plataforma se encontrará trabajando con otro operador y finalizarán sus actividades tentativamente en mayo 2024, sujeto a que no tengan problemas operativos o de condiciones climatológicas que retrasen la entrega de la plataforma a Wintershall Dea.

Por lo que, con base en las consideraciones anteriores, se solicita una vigencia de 15 meses.

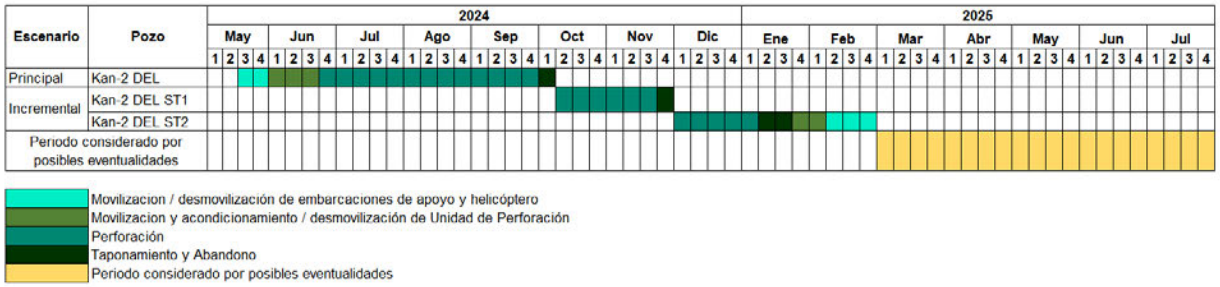

Figura 1-7. Calendario de trabajo.

1.6 Plataforma de perforación

Como se mencionó anteriormente, Wintershall Dea realizará las actividades de perforación por medio del subcontratista de perforación *Borr Drilling* utilizando una Unidad de Perforación auto – elevable (Jack-up) de nombre RAN.

La estructura de acero de la instalación es de construcción totalmente soldada según las Reglas de ABS para la Clasificación de Unidades Móviles Marítimas y cumple con los requisitos del Estado de abanderamiento y está certificada como apta para el propósito, según los análisis de la estructura realizados por *Keppel FELS* y las encuestas de clase realizadas por ABS.

Se utilizaron varios grados de material de acero para los diferentes componentes estructurales principales de la Unidad de Perforación que fue probado continuamente durante su construcción, además, todo el material de acero se fabricó y probó de acuerdo con las reglas de clase ABS MODU.

En la **Tabla 1-8** Se presentan los datos generales de la plataforma:

De acuerdo con la información presentada para la Unidad de Perforación Jack-up RAN, tiene una capacidad de alcanzar hasta 10,668 m (35,000 ft) de profundidad de perforación y operar hasta 122 m de profundidad de agua. Este Jack-up de forma triangular, tiene medidas del casco de 75 m de largo, 83.5 m ancho. Una vez que las tres piernas toquen el suelo, la plataforma será elevada a una altura determinada para evitar que sea impactada por el oleaje durante las operaciones. La longitud máxima de las piernas del Jack-up es de 160 m. Una vez que la plataforma esté en posición, la torre de perforación podrá extenderse para iniciar las actividades de perforación.

En el **Anexo 2** se presenta la ficha técnica y diagramas de la Unidad de Perforación RAN de *Borr Drilling*.

Tabla 1-8 Datos generales de la Unidad de Perforación Jack-up – RAN.

Característica	Descripción
Propietario	*Borr Drilling*
Nombre	RAN
Número registrado	IMO 8771320
Constructor	Keppel Fels
Año de construcción	2013
Bandera de la unidad	1000 Monrovia, Liberia
Tipo de plataforma	Keppel FELS, Mod V mejorada, Clase Super A
Diseño de la unidad	Jack-up con cantiléver de patas triangulares independientes

Característica	Descripción
Clasificación	ABS, A-1, PAE usando "Reglas para la construcción y Clasificación de unidades de perforación móviles en alta mar, 2008"

Fuente: Borr Drilling, 2020.

En la **Figura 1-8** y **Figura 1-9** se presentan las vistas superior y lateral del Jack-up de nombre RAN.

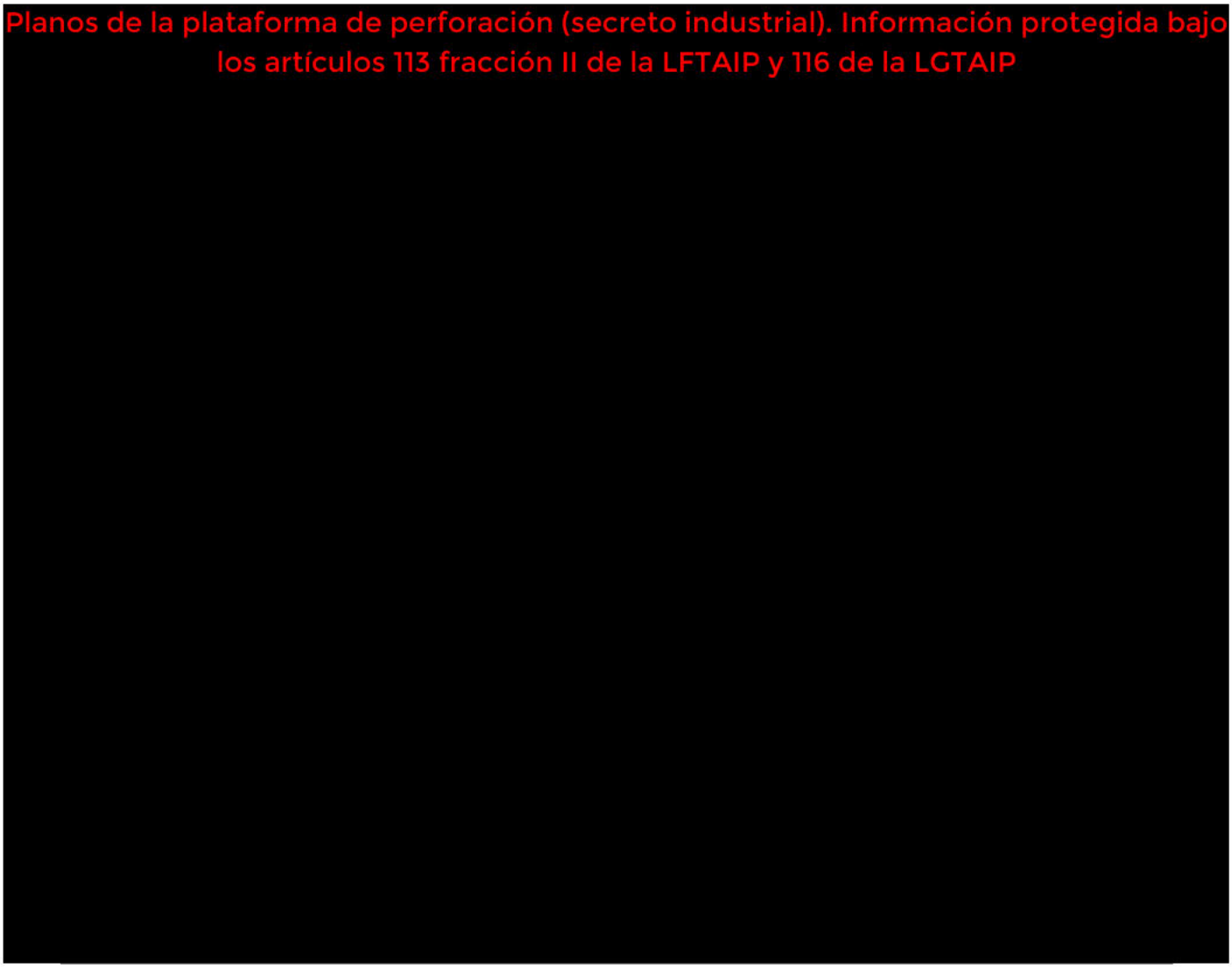

Figura 1-8 Diseño de la RAN (vista superior de los equipos)

Fuente: Borr Drilling, 2020.

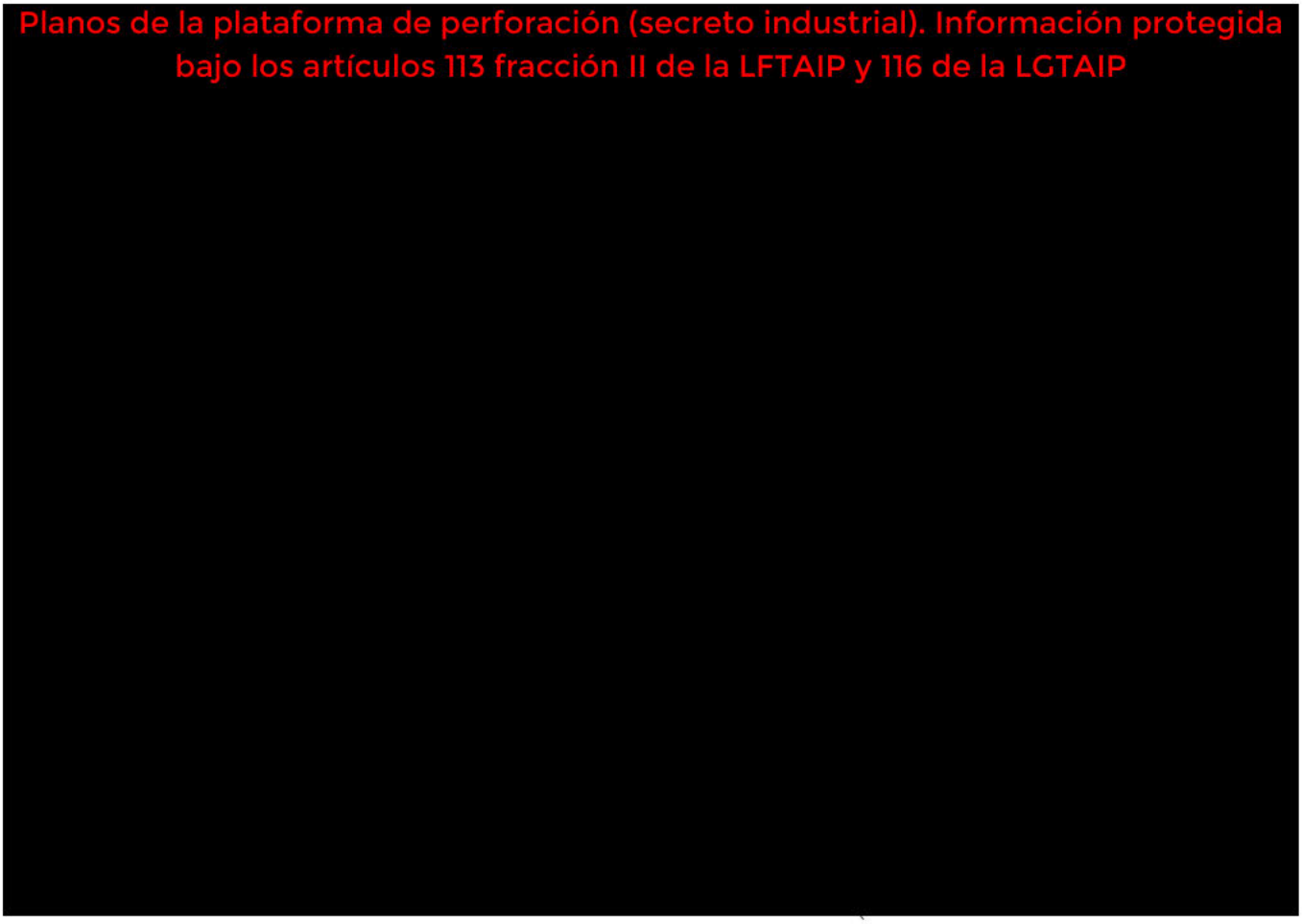

Figura 1-9 Diseño de la RAN (vista lateral)

Fuente: Borr Drilling, 2020.

A continuación, se describen los principales equipos involucrados durante la perforación que componen el Jack-up RAN, los equipos de seguridad se describen en el **Capítulo 7** de este estudio.

1.6.1 Casco

El casco principal de la Unidad de Perforación consta de tanques para líquidos operativos y lastre, maquinaria diversa, almacenamiento y espacios de servicios públicos, es decir, la sala de máquinas, salas de maquinaria auxiliar, sala de bombas de lodo, sala de almacenamiento de sacos, talleres, almacenes de herramientas de perforación, etc.

1.6.2 Torre de perforación

La torre de perforación es una estructura similar a una grúa, montada en el piso del equipo de perforación. En ella, se monta un malacate (maquinaria de elevación principal) en el piso de perforación, en la base de la torre. Una línea de perforación (cable de acero) pasa desde el malacate hasta la parte superior de la torre a través del bloque de corona (arreglo de poleas), y luego por el bloque viajero/aparejo móvil (otra serie de poleas) que opera en un movimiento ascendente y descendente, mientras el gancho se sujeta de éste. El sistema levanta la sarta de perforación (una tubería que transmite el fluido de perforación, peso y torsión a la barrena) dentro de la torre. A medida que se agregan las uniones de tubería de perforación adicionales a la sarta de perforación, ésta se puede ir bajando progresivamente.

La plataforma RAN estará equipada con una torre de perforación tipo pierna de viga NOV SSBN con una altura de 170 ft, 40 ft X 40 ft en la base y 18 ft x 18 ft en la parte superior con una carga máxima en el gancho aproximadamente de 907,184.74 kg (2,000,000 lb). La torre se encuentra montada en el extremo de popa voladizo que puede deslizarse longitudinalmente hacia la popa del espejo de popa que, a su vez, se puede deslizar transversalmente a través del voladizo.

1.6.2.1 Top Drive con dolly retráctil

La técnica de perforación que se empleará consistirá en un sistema rotativo estándar con un sistema de Top Drive, que controla la rotación de la sarta de perforación y permite la inyección del fluido de perforación a través de ésta.

El Top Drive está suspendido del gancho, lo que permite el movimiento ascendente y descendente a través de la acción de los malacates. Cuando la perforación comienza, una barrena de perforación rotativa se sujeta al extremo inferior de la sarta de perforación y se baja a través del piso. El Top Drive suministra el movimiento rotatorio de la sarta de perforación y la barrena al final de la sarta. La barrena de perforación se lubrica con un fluido de perforación que se inyecta. Es importante señalar que, debido a que el Jack-up no corresponde a una plataforma flotante, los compensadores de movimiento no serán necesarios para llevar a cabo las actividades de perforación (Fang y Duan, 2009).

La unidad de perforación RAN, cuenta con un Top Drive TDS1000 de NOV en la torre de perforación para proporcionar operaciones semiautomáticas de perforación y viajes controlados de forma remota. Se encuentra equipado con un motor de perforación de AC General Electric GEB-20B de 1150 hp y tiene una capacidad de elevación de 1000 st. Se compone además de un soplador centrífugo de 20 hp y extractor de humedad para enfriamiento del motor, sistema de contrapeso, plataformas rodantes guía, sistema de control del motor de AC, sistema de control hidráulico y sistema de manejo de tuberías.

1.6.2.2 Bloque corona y bloque viajero

El bloque corona, se refiere al conjunto fijo de poleas o roldanas situado en el extremo superior de la torre de perforación en la cual, se ensarta el cable de perforación. Los bloques complementarios de estas poleas son los bloques viajeros, que corresponden al conjunto de roldanas que ascienden y descienden en la torre. El cable enroscado a través de las roldanas se vuelve a enroscar por los bloques de corona fijos localizados en el extremo superior de la torre. Este sistema de poleas permite la subida o la bajada de cargas pesadas (sarta de perforación, tubería de revestimiento y tuberías de revestimiento cortas) en el pozo y se hace posible el uso de un cable de perforación relativamente pequeño (cable de acero de ¾” a 1 ½”de diámetro) para izar cargas mucho más pesadas que las que podría soportar el cable como un solo cordón (Schlumberger Limited, 2023).

El bloque corona del Jack-up RAN fabricado por NOV/Dreco, consta de poleas de 11 x 72” con capacidad de 1,000 st y el bloque viajero del mismo fabricante es de tipo NOV-Dreco 872TB1000 con una capacidad de 1,000 st y poleas de 8 x 72”.

1.6.2.3 Mesa rotaria

La mesa rotaria corresponde a la sección giratoria del piso de perforación que proporciona la potencia para hacer girar la sarta de perforación en el sentido horario. Tanto el movimiento como la potencia se transmiten a la sarta de perforación través del buje del vástago de perforación y del vástago. Cuando la sarta de perforación está rotando, la brigada de perforación generalmente describe la operación simplemente como "rotación a la derecha", "giro a la derecha" o "rotación en el fondo" (Schlumberger Limited, 2023).

La mesa rotaria de la plataforma es de tipo NOV 495 que consiste en una mesa de soporte giratoria accionada hidráulicamente con anillo deslizante dinámico. Posee una apertura máxima de 49 ½” con carga estática de 1,000 st.

1.6.3 Malacates

El malacate consiste en un tambor de acero con frenos, una fuente de potencia y diversos dispositivos auxiliares. Su función principal es desenrollar y enrollar el cable de perforación de manera controlada. Esta acción hace que se baje o se suba en el pozo el bloque viajero cualquier elemento que se encuentre suspendido debajo de éste. La acción de desenrollado del cable de perforación responde a la gravedad y el enrollado es accionado con un motor eléctrico o un motor diésel (Schlumberger Limited, 2023).

La Unidad de Perforación cuenta con un Sistema de Malacate NOV/ADS-10Q ubicado en el piso de perforación, este sistema proporciona un izado y descenso seguro y eficiente del equipo móvil para retirar e insertar tubos de perforación en el centro del pozo. El sistema de malacates cuenta con una capacidad de 2,290,805 lb en 16 líneas, 3,058,054 lb en 14 líneas, 1,811,701 lb en 12 líneas y 1,550,950 lb en 10 líneas.

Entre los principales elementos se incluyen los siguientes:

- Patín del malacate, que consta del bastidor principal, la caja de engranajes de una sola velocidad, los motores eléctricos de AC, el tambor Lebus ranurado para cable de 2”, los sistemas de frenos multidisco a prueba de fallas y los instrumentos de campo.
- Cada uno de los motores del malacate está equipado con un ensamblaje de patín de ventilador para proporcionar ventilación forzada al motor.
- Intensificador/receptor para suministrar aire comprimido para liberar neumáticamente los frenos multidisco y se instala una unidad de refrigeración de frenos para proporcionar agua de refrigeración a los frenos multidisco.
- Sistema de control de malacates con interfaces para el patín, los controles del operador, la gestión de embarcaciones.
- Sistema de energía de la embarcación que alimenta los motores eléctricos.

1.6.4 Cabezal del pozo

El Pozo Kan-2DEL se perforará de forma independiente con un sistema auto-elevable, el cabezal de pozo seleccionado corresponde a un sistema unificado completo de11,000 psi - 30” x 20” x 14” sin sistema MLS y contará con las características señalas en la **Tabla 1-10**.

Tabla 1-9 Sistema de cabezal de pozo preliminar

Característica	Tamaño	
-	20”	14”
Clase de material	AA, 90K	AA, 115K
Conexión de fondo	20” N80QTenaris Quick seal	14” Tenaris Wedge 523
Diámetro interno mínimo (“)	18.5 (drift 17.5)	12.319 (drift 12.25)
Diámetro externo máximo (“)	26.6	18.4
Diámetro de la barrena (“)	17.5	12.25
Presión interna (psi)	4,000	11,100
Presión de colapso (psi)	NA	8,430

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

1.6.5 Almacenamiento

Para proporcionar suministros de materiales para operaciones continuas, el Jack-up tendrá a bordo un inventario de consumibles a granel y líquidos. Ya que dichas embarcaciones tienen una gran capacidad de almacenamiento, estos suministros son generalmente suficientes para varias semanas de actividad. La **Tabla 1-10** se presentan las capacidades de almacenamiento de la plataforma Jack-up del proyecto.

Tabla 1-10 Capacidades de almacenamiento del Jack-up – RAN

Material	Capacidad
Fluido de perforación	5,585 bbl
Agua para perforación	17,900 bbl
Agua potable	3,500 bbl
Salmuera	1,470 bbl
Aceite base para fluido de perforación sintético	1,470 bbl
Combustible	4,400 bbl
Material a granel	17,600 ft^3 de fluido de perforación y cemento cada uno
Material en sacos (químico)	5,000 sacos
Rack de tuberías superior	3,480 ft^3
Cubierta principal	4,930 ft^3

Fuente: Borr Drilling, 2020.

1.6.6 Equipos de proceso y auxiliares

Los principales equipos auxiliares e instalaciones que se utilizarán durante el periodo de evaluación se describen en la **Tabla 1-11**.

Tabla 1-11. Equipos de proceso y auxiliares e instalaciones del Jack-up – RAN.

Equipo	Descripción
Helipuerto	Se contará con un helipuerto octagonal clasificado para aeronaves tipo S-92 y S-61N. El helipuerto es una estructura de acero ubicada en la proa de la plataforma, parcialmente sobre el bloque habitacional y está diseñada según los requisitos de CAP 437. Se contará con una grúa de carga para helicópteros en la plataforma debajo del helipuerto para proporcionar a la plataforma una ci de manejo de carga desde el helipuerto hasta la grúa de la cubierta delantera de estribor. La grúa de carga tiene una capacidad de elevación de 1.000 kg con un alcance de 4 m y una capacidad de elevación de 250 kg con un alcance de 11 m.
Sistema de fluido de perforación y cemento	Se contará con un completo sistema de almacenamiento, transferencia y carga de fluidos secos (barita/bentonita) y cemento compuesto por: 4 × 2300 ft^3 silos de barita/bentonita 4 × 2110 ft^3silos de cemento 2 × 100 ft^3 tanques de compensación de barita/bentonita 3 × tolvas de lodo Los tanques de fluidos tendrán una capacidad total de 5,585 bbl distribuidos en diferentes tanques cerrados activos, reserva, premezcla, píldoras y bolsón de diferentes capacidades. La sala de bombas de lodo está ubicada a estribor en el nivel de 18 ft de la plataforma de maquinaria, equipado con tres bombas de lodo *Triplex NOV 14-P-220* que transfieren el fluido de perforación de las piscinas de lodo a la tubería vertical y son capaces de descargar a presiones de hasta 7500 psi. El sistema de lodo de alta presión se prueba a 11,250 psi con una presión máxima de trabajo de 7,500 psi. El sistema consta de tres bombas de lodo, tres bombas de transferencia/mezcla y colectores de tubería vertical. Por otra parte, el sistema de cementación es un equipo de terceros y se ubica en la sala de la unidad de cementación, cuenta con certificación tipo ABS-CDS y DNV Drill (n) para la clasificación de áreas peligrosas de Zona II. La configuración del equipo incluye: ▪ Dos motores Caterpillar C15 de 500 BHP con transmisiones Allison 4700 OFS; ▪ Dos bombas Halliburton HT-400™ de 15 000 psi ▪ Sistema de mezcla RCM® IIIr ▪ Una tina de equipo de mezcla RCM® de 25 bbl con agitadores ▪ Control automático de densidad (sistema de mezcla ADC®) ▪ Control de cementación/instrumentación y sistemas de adquisición de datos ▪ Sistema de extracción de polvo del tanque de mezcla ▪ Colectores HP de 15,000 psi con estrangulador ajustable

Equipo	Descripción
	▪ Bombas adicionales, tanques y Unidad de Potencia Hidráulica
Grúas (equipos de izaje)	Se contará con tres grúas giratorias marinas en cubierta tipo *Seatrax King Post* ubicadas en babor, estribor, y babor a popa.
Grúa puente con elevador	Se contará con una grúa puente de construcción vertical diseñada por NOV montada en la torre de perforación sobre el porta-dedos y tiene un área operativa que cubre el retranqueo, el centro del pozo y las tres “ratoneras” en el piso de perforación. Su función principal es proporcionar un medio para levantar y mover los tubulares en la torre de perforación con el fin de ensamblar soportes de doble o triple articulación a partir de soportes de una sola articulación.
Transportador y máquina estibadora de tuberías	Se contará con un transportador de tuberías de *National Oilwell Varco*, que consiste en un sistema horizontal de manejo de tubería de perforación y de revestimientos para proporcionar un transporte seguro de equipos tubulares y misceláneos dentro y fuera del piso de perforación. Asimismo, se contará con una máquina móvil estibadora de tuberías de columnas horizontales a verticales marca NOV PRS-8i, que se desplaza a babor y estribor entre el área del peine /área de estiba y el centro del pozo.
Cantiléver	Se contará con un cantiléver voladizo de 75 ft x 30 ft
Sistema de lastre y sentina	Construido de acuerdo con las reglas de clase ABS MODU, su principal función es ajustar el calado, asiento y escora de la plataforma según la carga de esta.
Sistema de remolque	Ocurre a través del punto de conexión de la brida de remolque a las embarcaciones remolcadoras dedicadas, puede ser de tipo terrestre o marino.
Sistema de amarre	Este sistema se utilizará cuando se requiera posición en el posicionamiento de la plataforma. La Unidad de Perforación está equipado con cuatro cabrestantes de anclaje *Cargotec*, modelo MG-EM1-0518D07052, con una tracción nominal de 46 mt en la 1.ª capa instalada en el lado de proa/estribor, proa/babor, popa/estribor y popa/babor. Cada cabrestante viene con un cable de acero de 2” de diámetro × 2000 ft de longitud y un pasacables giratorio que sostiene un ancla.
Habitacional	Se contará con una zona habitacional con capacidad para 102 personas ubicada en la cubierta principal en las cercanías del tramo delantero, lejos de la zona peligrosa. Los vestuarios, el gimnasio, la enfermería y las lavanderías se encuentran en el nivel de la cubierta principal. En el segundo nivel se ubican la cocina, el comedor, el almacén seco y las salas de recreo. Las oficinas, la sala de conferencias, la sala de espera de helicópteros, la sala de documentos, la sala del generador de emergencia, la sala de control de gatos y la sala de radio/control se encuentran en el cuarto nivel.
Sistema de drenaje, efluentes y residuos	El equipo está diseñado como un equipo de descarga cero. Los desagües de plomería se dividen en dos categorías; aguas grises y negras. El agua gris se origina en todos los desagües interiores que no sean fuentes

Equipo	Descripción
	de agua negra e incluye duchas y lavabos. El agua negra se origina en inodoros, urinarios y lavabos de hospitales y duchas de hospitales. Todos los cabezales de tuberías de drenaje limpio cuentan con líneas de ventilación a la atmósfera. Los drenajes limpios se descargan por la borda en el área del pozo de la pierna delantera. Los drenajes del suelo se canalizan a la planta de tratamiento de aguas residuales y, después del proceso, se llevan por la borda directamente o se descargan a través de la conexión de descarga MARPOL en las estaciones de carga. Asimismo, se contará con una planta de tratamiento de aguas residuales tipo unidad biológica *Hamworthy STC10CVS Super Trident* en cumplimiento con la resolución IMO MEPC 159 (55).
Sistema de aire	Se contará con un compresor de aire diésel y cuatro eléctricos, dos secadores de aire, cuatro recetores de aire que proporcionaran aire al equipo de perforación.
Sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado	Se contará con sistemas aprobados para mantener la calidad del aire y temperatura en las zonas habitacionales y de trabajo.
Sistema de control de fluidos y tratamiento, desgasificador y separador gas-fluido	Se contará con cinco temblorinas ubicadas en la cubierta superior del cantiléver de tipo elípticas Brandt VSM300 de NOV, diseñadas para eliminar los sólidos del fluido de perforación tanto con fluidos de perforación a base de aceite como a base de agua. Por otra parte, el sistema de tratamiento de lodos contará con un desarcillador, desarenador, limpiador de lodo, separador de lodo/gas y desgasificador. El desgasificador consiste en una unidad tipo NOV Brandt DG 1200con caudal nominal y capacidad de 1,200 gpm modelo *Mission Supreme* 2500, 8 × 6 × 14 centrífuga. Mientras que el separador gas-fluido cumple con los criterios de la publicación del Instituto de Energía “Código modelo de prácticas seguras, Parte 17 y construido de acuerdo con el código de diseño: ASME V111 División 1 según el Código de calderas y recipientes a presión Ver 2010, ABS es la autoridad certificadora. Posee una presión de diseño de 207 psi, una temperatura de diseño de 28.9 a 121 °C, presión operacional atmosférica y 269 psi de prueba.

Fuente: Borr Drilling, 2020.

1.6.7 Condiciones de operación / límites operativos de diseño

Las especificaciones y las características técnicas de este tipo de embarcación se presentan en la **Tabla 1-12**.

Tabla 1-12 Condiciones de operación y límites operativos de diseño del Jack-up – RAN

Parámetro	Condiciones normales de funcionamiento			Condición de supervivencia de tormenta			Condiciones de operación de tormenta		
Profundidad del agua (ft)	**400**	**350**	**328**	**400**	**350**	**328**	**400**	**350**	**328**
Altura máxima de ola (ft)	50.0	54.0	54.0	43.0	55.0	70.0	56.0	65.0	58.0
Periodo de ola asociado (s)	13.8	14.7	16.0	14.1	15.5	15.5	13.8	14.7	16.0
Velocidad máxima del viento (1 min)	70	70	70	100	100	87	70	70	70
Corriente en la superficie (kt)	1.5	2.0	1.0	1.5	2.0	1.0	1.5	2.0	1.0
Corriente en la línea de lodo (kt)	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
Cojín de aire (ft)	40	50	65	40	50	65	40	50	65
Penetración de la pierna (ft)	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0	10.0
Temperatura de funcionamiento del diseño de acero (°C)	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20	-20
Peso elevado del boque en rosca (kips)	27,586	27,586	27,586	27,588	27,588	27,588	27,586	27,586	27,586
Cargas variables (kips)	8,208	8,208	8,208	6,508	6,508	6,508	9,105	9,105	9,105
Carga elevada total (kips)	35,794	35,794	35,794	34,094	34,094	34,094	36,691	36,692	36,691

Fuente: Borr Drilling, 2020.

2 Descripción del proceso

Para la perforación del Pozo Kan-2DEL, se iniciará con la movilización de la Unidad de Perforación hasta las coordenadas del pozo y contempla un escenario principal de perforación, el cual incluye 2 escenarios incrementales, en caso de no poder llegar a la PT de la etapa, que se describen a continuación:

Escenario principal

El escenario principal, corresponde a la perforación de seis secciones a lo largo de 3,395 m MD. La primera sección, conocida como “perforación *riserless*”, corresponde a un sistema abierto sin conexión para el retorno de fluido y recortes de perforación a la Unidad de Perforación. Para perforar el agujero superior, la sarta de perforación desciende hasta el lecho marino y procede a perforar el agujero de 36” con agua de mar y baches de barrido hasta alcanzar una profundidad de 230 m para posteriormente instalar y cementar el tubo conductor de 30”.

Una vez que el tubo conductor se encuentra en posición, se instala un niple campana y un desviador de flujo, permitiendo el retorno de los recortes de perforación al nivel al Jack-up. Desde este punto, en las secciones posteriores, la perforación se llevará a cabo a través de un sistema de circuito cerrado de fluidos de perforación, conocido como "perforación convencional”, que corresponden a un sistema cerrado con una conexión directa, conocida como tubo conductor, para el retorno de los fluidos de y recortes de perforación al Jack-up.

Una segunda sección con un agujero de 26” se perforará hasta la profundidad estimada de la etapa con fluidos de perforación base agua (WBDF, por sus siglas en inglés) se bajará y cementará a través del tubo conductor, una tubería de revestimiento superficial de 20” a una profundidad de hasta 1,100 m. Después de este paso, se instalará el cabezal del pozo y el preventor de reventones se (BOP) para poder sellar y controlar cualquier presión extrema o flujo no deseado del yacimiento sobre la tubería de revestimiento de superficie instalada, arriba del BOP se instalará nuevamente un niple campana, el cual estará conectado a la línea de flujo de la plataforma para permitir el regreso de los fluidos y recortes.

Posteriormente, se perforará la sección de agujero de 17 ½” con fluidos de perforación no acuoso (NAF, por sus siglas en inglés) para el resto de las secciones. Durante la perforación del agujero descubierto de esta sección se llevará a cabo la medición por rayos gamma (GR, por sus siglas en inglés), resistividad y la presión durante la perforación (PWD) como objetivos mínimos para la correlación litológica, esto mediante el uso de herramientas LWD (*logging while drilling*). Posteriormente, se bajará una tubería de revestimiento intermedia de 14” a una profundidad de 2,100 m, la cual se cementará a la profundidad establecida.

Inmediatamente, se inicia con la perforación de la sección de 12 ¼” x 14 ½” a una profundidad de 2,000 a 2,300 m y la sección de 10 5/8” x 12 ¼” a una profundidad de 2,200 a 2,950 m y la instalación de las tuberías de revestimiento cortas de producción de 11 ¾” y 9 5/8”, respectivamente y su cementación. Durante la perforación del agujero descubierto de estas secciones, se llevará a cabo la medición de GR, resistividad, densidad, neutrones, sónica (compresional y de cizalla), y presión de formación, lo anterior como requerimientos mínimos para la evaluación de la formación, estudios geofísicos y geotécnicos sísmicos y, evaluación durante la perforación.

Finalmente, se llevará a cabo la perforación del agujero descubierto de 8 ½” a una profundidad de 2,950 a 3,395 m donde se realizará la toma de registros de pozo. Durante la perforación del agujero descubierto de esta sección, se llevará a cabo la medición de GR, resistividad, densidad, neutrones, sónica (compresional y de cizalla), y presión de formación, lo anterior como requerimientos mínimos para la evaluación de la formación, estudios geofísicos y geotécnicos sísmicos, presión de elevación durante la perforación y toma de decisiones para la toma de núcleos en el acuífero.

Durante este escenario, se planea obtener al menos dos núcleos extendidos y continuos de aproximadamente 100 m (por confirmar), que cubran los acuíferos y/o los posibles OWC/FWL por debajo del primero acuífero identificado en el agujero principal del Pozo Kan-2DEL.

Escenario incremental #1 (posible *sidetrack*):

En caso de que el escenario principal de perforación del Pozo Kan-2DEL sea exitoso, y se confirme la extracción de núcleos, se llevaría a cabo la perforación de un posible *updip sidetrack*, con la finalidad de comprobar la continuidad y extensión lateral del yacimiento del Mioceno Superior encontrado durante la perforación del Pozo Kan-1EXP en 2023.

Después de taponar la sección de 8 ½" del yacimiento del pozo principal, se realizará la perforación del posible *sidetrack* con NAF a una profundidad estimada de 2,400 m (KOP) con la ayuda de la fresa[4] y una cuchara desviadora (*whipstock*)[5] (**Figura 2-1**) donde se perforará un agujero de 8 ½" x 9 ½" y se instalará una tubería de revestimiento corta de producción de 7 5/8" hasta la profundidad deseada. Durante la perforación del agujero descubierto de esta sección, se llevará a cabo la medición de GR, resistividad, densidad, neutrones, sónica (compresional y de cizalla), y presión de formación, lo anterior como requerimientos mínimos para la evaluación de la formación, estudios geofísicos y geotécnicos sísmicos y, evaluación durante la perforación.

Posteriormente, se realizará la toma de registros de pozo y se procederá a realizar el taponamiento y abandono permanente de la sección.

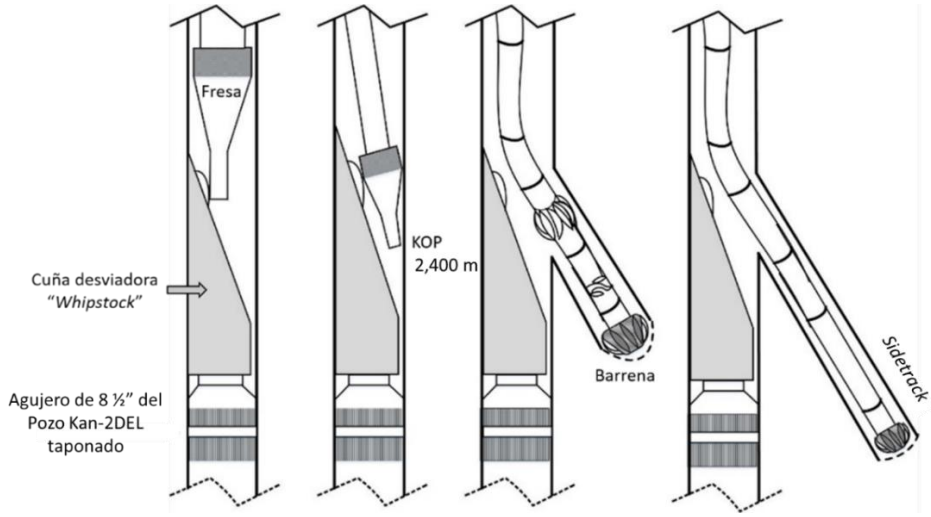

Figura 2-1. Esquematización del proceso de perforación del posible *sidetrack* del Pozo Kan-2DEL.

Escenario incremental #2 (posible *sidetrack*):

En caso de que se presente un ODT en el Pozo Kan-2DEL o un ODT debajo del intervalo del núcleo del pozo y no se confirme la extracción de núcleos, se llevará a cabo la perforación de un posible *downdip sidetrack* a una profundidad de 2,400 m (KOP) donde se perforará un agujero de 8 ½" y se instalará una

[4] Herramienta cuya función es triturar el metal en el fondo del pozo. Participa durante el fresado, donde se debe romper la tubería de revestimiento y remover los pedazos resultantes de la trituración, lo cual, permite abrir una ventana a través de la pared de esta tubería, de manera que el pozo pueda ser desviado con respecto del pozo original a través de la ventana o sección removida.

[5] Herramienta que se utiliza para el cambio en la trayectoria del pozo, tiene forma de cuchara o cuña invertida de acero, cóncava en la parte inferior y cuenta con una punta de cincel que se asienta en el agujero o tapón de cemento (que se implementó para sellar el pozo original), lo cual evita que ésta gire cuando la barrena se encuentra operando.

tubería de revestimiento corta de producción de 7” hasta la profundidad deseada. Durante la perforación del agujero descubierto de esta sección, se llevará a cabo la medición de GR, resistividad, densidad, neutrones, sónica (compresional y de cizalla), y presión de formación, lo anterior como requerimientos mínimos para la evaluación de la formación, presión de evaluación de poro durante la perforación y toma de decisión para la toma de núcleos. Posteriormente, se procederá a realizar el taponamiento y abandono permanente de la sección.

En este escenario, se planea adquirir al menos dos núcleos continuos y extendidos de aproximadamente 100 m, que cubran los acuíferos y los posibles OWC/FWL por debajo del primero acuífero identificado.

Taponamiento y desmovilización

Al ser una plataforma de perforación móvil, ésta se desmovilizará al finalizar el Proyecto en lugar de ser desmantelada. Las actividades típicas de taponamiento incluyen el aislamiento del pozo, para lo cual se utilizará cemento. Con ello se evitará el flujo de hidrocarburos hacia la superficie. Todas las zonas en el pozo que se sabe que contienen hidrocarburos también se taponarán y aislarán. El cabezal de pozo será retirado y se cortarán las tuberías justo debajo del lecho marino. El Jack-up dejará la ubicación y cesará todo el transporte de embarcaciones.

2.1 Materias primas, productos y subproductos

2.1.1 Fluidos de perforación

Durante las operaciones de perforación, se utilizan fluidos para mantener control sobre las presiones de formación (barrera primaria). Sus principales propósitos son los siguientes:

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

En la primera sección de perforación de aguas abiertas se utiliza típicamente agua de mar y baches de barrido. En la segunda sección se utilizarán fluidos de perforación base agua conocidos como WBDF y para las secciones consecutivas de perforación convencional, se utilizarán fluidos NAF, ya que pueden incrementar la lubricación, la estabilidad termal y la integridad del agujero del pozo. Los NAF se seleccionarán en función de las características del yacimiento y se ajustará su composición con la finalidad de equilibrar la presión de formación. Durante la perforación, se utilizarán fluidos Grupo III con bajo contenido de aromáticos policíclicos (>0.001%) y bajo contenido de aromáticos totales (>0.5%).

La **Tabla 2-1** proporciona la lista de fluidos de perforación utilizados por sección.

Tabla 2-1 Baches de barrido, WBDF y NAF utilizados durante la perforación del Pozo Kan-2DEL.

Sección	Tipo de fluido	Fluido de perforación
36”	Agua de mar y baches de barrido	-
26”	WBDF	Fluido base agua

Sección	Tipo de fluido	Fluido de perforación
17 ½"	NAF	Fluido base sintética
12 ¼" x 14 ¾"	NAF	
10 5/8" x 12 ¼"	NAF	
8 ½"	NAF	
Escenario de incremental #1 (posible *sidetrack*)		
8 ½"	NAF	Fluido base sintética

Fuente: Wintershall Dea, 2023. Halliburton, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021.

2.1.2 Hidrocarburo

Durante el desarrollo de las actividades del Proyecto, se contará con la presencia de dos tipos de hidrocarburo, el correspondiente al diésel que se transportará en los OSV que proveerán de suministros a la plataforma durante la perforación y el segundo, el hidrocarburo asociado al yacimiento del Mioceno Superior, objetivo de la perforación del Pozo Kan-2DEL. Si bien, no se llevará a cabo el manejo de hidrocarburo del yacimiento, más que durante la obtención de muestras o núcleos para su análisis en laboratorio (algunos litros de hidrocarburo), uno de los peligros asociados a la perforación del Pozo Kan-2DEL corresponde a la liberación de hidrocarburo por un evento de descontrol de pozo (*blowout*) por lo cual se considera como parte de las sustancias peligrosas por describir. A continuación, se describen las características de ambos.

2.1.2.1 Diesel

Se consideran dos OSV con una capacidad total de 1,360 m^3 de diésel con un API de 36.4. En el **Anexo 3**, se incluye la Hoja de Datos de Seguridad del diésel.

2.1.2.2 Crudo del Pozo Kan-2DEL

Considerando que se espera que las propiedades del hidrocarburo sean similares a las obtenidas en el Mioceno Superior durante la perforación de Kan-1EXP en 2023, Wintershall Dea obtuvo muestras del fluido en dicho pozo (a 2,900.48 m TVD) y su posible *sidetrack* (Pozo Kan-1EXP ST1 a 2,795.5 m TVD) a las cuales se les realizaron análisis del comportamiento de fase (análisis PVT) evaluando los siguientes parámetros:

- Presión de apertura
- Restauración térmica
- Chequeo al agua libre
- Determinación del contenido de agua por *Karl Fischer*
- Determinación del punto de burbuja
- Flash directo en condiciones de yacimiento
- Análisis composicional

En el **Anexo 4** se presentan los reportes de resultados de los análisis PVT del crudo de las muestras de fondo del Pozo Kan-1EXP y su posible *sidetrack* (Kan-1EXP ST1) realizados en junio y agosto de 2023.

A partir de los análisis PVT, se obtuvo información sobre las propiedades del tipo de hidrocarburo que se espera encontrar durante la perforación del Pozo Kan-2DEL, mismas que se presentan en la **Tabla 2-2**. En el **Anexo 3**, se incluye la Hoja de Datos de Seguridad del Crudo Istmo que posee un API similar al involucrado en el Proyecto.

Tabla 2-2 Propiedades del crudo.

Parámetro	Valor
API	32°
Gravedad específica	0.79
Relación Gas-Aceite (GOR, Sm^3/Sm^3)	50 - 70
Viscosidad (cP)	1.8
Temperatura en el fondo (°C)	86 – 89
Contenido de ceras (% en masa)	No determinado
Asfaltenos (% en masa)	4.78
Punto de escurrimiento (°C)	No determinado

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

Como parte de este mismo análisis, se obtuvo la composición de la muestra, tanto para la profundidad del Pozo Kan-1EXP a 2,900.48 m TVD como de su *sidetrack* Kan-1EXP-S1 a 2,795.5 m TVD (**Tabla 2-3**). Por lo que, con base en los resultados obtenidos de este análisis, no se espera la presencia de sulfuro de hidrógeno en la composición de dicho hidrocarburo (**Anexo 4**).

Tabla 2-3 Composición del crudo esperado en el yacimiento.

Componente		Peso (g/mol)	Pozo Kan-1EXP - 2,900.48 m TVD						Pozo Kan-1EXP S1 (*sidetrack*) - 2,795.5 m TVD					
			Gas de flash[6]		Líquido de flash[3]		Fluido total		Gas de flash[3]		Líquido de flash[3]		Fluido total	
			% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol
N_2	**Nitrógeno**	28.01	0.564	**0.645**	0	0	0.045	0.249	0.423	0.453	0	0	0.029	0.165
CO_2	**Dióxido de carbono**	44.01	0.286	**0.208**	0	0	0.023	0.08	0.122	0.083	0	0	0.008	0.03
H_2S	**Sulfuro de hidrógeno**	34.08	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
C_1	**Metano**	16.04	23.469	**46.836**	0	0	1.872	18.09	27.298	51.071	0	0.004	1.896	18.621
C_2	**Etano**	30.07	17.507	**18.637**	0.009	0.067	1.404	7.239	18.96	18.921	0.018	0.14	1.334	6.987
C3	**Propano**	44.09	23.757	**17.244**	0.152	0.803	2.035	7.153	23.451	15.957	0.205	1.072	1.819	6.498
iC_4	**i-Butano**	58.12	5.645	**3.109**	0.132	0.526	0.571	1.524	5.121	2.644	0.144	0.573	0.49	1.328
nC_4	**n-Butano**	58.12	12.096	**6.662**	0.493	1.972	1.418	3.783	11.119	5.741	0.534	2.119	1.269	3.439
iC_5	**i-Pentano**	72.15	4.594	**2.038**	0.558	1.797	0.88	1.89	3.912	1.627	0.546	1.745	0.779	1.702
nC_5	**n-Pentano**	72.15	4.436	**1.968**	0.815	2.626	1.104	2.372	3.847	1.6	0.796	2.545	1.008	2.201
C_6	**Hexanos**	84	3.471	1.317	1.94	5.345	2.062	3.789	3.132	1.114	1.803	4.931	1.896	3.539
C_6H_{12}	**M-C Pentano**	84.16	0.394	0.15	0.375	1.036	0.377	0.694	0.353	0.126	0.341	0.934	0.342	0.639
C_6H_6	**Benceno**	78.11	0.046	0.019	0.058	0.174	0.058	0.114	0.042	0.016	0.055	0.161	0.054	0.108
C_6H_{12}	**Ciclohexano**	84.16	0.231	0.088	0.228	0.63	0.228	0.421	0.182	0.065	0.2	0.549	0.199	0.373
C_7	**Heptanos**	96	1.135	0.378	2.318	5.604	2.224	3.586	0.779	0.243	2.089	5.013	1.998	3.274
C_7H_{14}	**M-C Hexanos**	98.19	0.371	0.121	0.709	1.678	0.682	1.077	0.213	0.065	0.603	1.416	0.576	0.923
C_7H_8	**Tolueno**	92.14	0.138	0.048	0.235	0.593	0.227	0.382	0.052	0.017	0.175	0.437	0.166	0.284
C_8	**Octanos**	107	1.06	0.317	2.977	6.466	2.824	4.091	0.406	0.114	2.598	5.601	2.446	3.601
C_8H_{10}	**E-Bencenos**	106.17	0.023	0.007	0.113	0.248	0.106	0.155	0.007	0.002	0.102	0.221	0.095	0.141

[6] Composición obtenida a través de flash atmosférico instantáneo realizado a 83.33°C.

Componente		Peso (g/mol)	Pozo Kan-1EXP - 2,900.48 m TVD						Pozo Kan-1EXP S1 (*sidetrack*) - 2,795.5 m TVD					
			Gas de flash[6]		Líquido de flash[3]		Fluido total		Gas de flash[3]		Líquido de flash[3]		Fluido total	
			% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol
C_8H_{10}	**M/P Xilenos**	106.17	0.1	0.03	0.454	0.993	0.425	0.621	0.057	0.016	0.379	0.823	0.356	0.529
C_8H_{10}	**O-Xileno**	106.17	0.02	0.006	0.184	0.403	0.171	0.25	0.018	0.005	0.143	0.311	0.134	0.199
C_9	**Nonanos**	121	0.597	0.158	2.731	5.247	2.561	3.281	0.27	0.067	2.362	4.504	2.217	2.886
1,2,4-TMB	**Trimetilbenceno**	120.2	0.004	0.001	0.357	0.69	0.329	0.424	0.012	0.003	0.287	0.551	0.268	0.351
C_{10}	**Decanos**	134	0.054	0.013	3.407	5.91	3.14	3.632	0.214	0.048	2.897	4.988	2.711	3.187
C_{11}	**Undecanos**	147	0	0	3.284	5.192	3.022	3.187	0.01	0.002	2.792	4.381	2.598	2.785
C_{12}	**Dodecanos**	161	0	0	3.037	4.385	2.795	2.691	0	0	2.596	3.72	2.416	2.364
C_{13}	**Tridecanos**	175	0	0	3.07	4.077	2.825	2.502	0	0	2.666	3.515	2.481	2.234
C_{14}	**Tetradecanos**	190	0	0	2.887	3.532	2.657	2.168	0	0	2.715	3.297	2.527	2.095
C_{15}	**Pentadecanos**	206	0	0	3.007	3.393	2.767	2.082	0	0	3.095	3.466	2.88	2.202
C_{16}	**Hexadecanos**	222	0	0	3.416	3.577	3.144	2.195	0	0	8.438	8.769	7.852	5.572
C_{17}	**Heptadecanos**	237	0	0	2.632	2.581	2.422	1.584	0	0	3.543	3.449	3.297	2.192
C_{18}	**Octadecanos**	251	0	0	2.868	2.656	2.639	1.63	0	0	5.998	5.513	5.582	3.503
C_{19}	**Nonadecanos**	263	0	0	2.446	2.162	2.251	1.327	0	0	2.669	2.341	2.483	1.488
C_{20}	**Eicosanos**	275	0	0	2.23	1.885	2.052	1.157	0	0	2.205	1.85	2.052	1.176
C_{21}	**Heneicosanos**	291	0	0	2.049	1.637	1.886	1.005	0	0	1.884	1.494	1.754	0.949
C_{22}	**Docosanos**	305	0	0	1.983	1.511	1.825	0.927	0	0	1.756	1.328	1.634	0.844
C_{23}	**Tricosanos**	318	0	0	1.852	1.354	1.705	0.831	0	0	1.651	1.198	1.537	0.761
C_{24}	**Tetracosanos**	331	0	0	1.763	1.238	1.622	0.76	0	0	1.552	1.082	1.445	0.688
C_{25}	**Pentacosanos**	345	0	0	1.664	1.121	1.531	0.688	0	0	1.478	0.988	1.375	0.628
C_{26}	**Hexacosanos**	359	0	0	1.633	1.057	1.502	0.649	0	0	1.444	0.928	1.344	0.59
C_{27}	**Heptacosanos**	374	0	0	1.603	0.996	1.475	0.611	0	0	1.433	0.884	1.334	0.562

Componente		Peso (g/mol)	Pozo Kan-1EXP - 2,900.48 m TVD						Pozo Kan-1EXP S1 (*sidetrack*) - 2,795.5 m TVD					
			Gas de flash[6]		Líquido de flash[3]		Fluido total		Gas de flash[3]		Líquido de flash[3]		Fluido total	
			% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol	% Peso	% Mol
C_{28}	**Octacosanos**	388	0	0	1.614	0.967	1.485	0.594	0	0	1.425	0.847	1.326	0.538
C_{29}	**Nonacosanos**	402	0	0	1.496	0.865	1.377	0.531	0	0	1.357	0.779	1.263	0.495
C_{30}	**Triacontanos**	416	0	0	1.498	0.837	1.379	0.514	0	0	1.333	0.739	1.24	0.47
C_{31}	**Hentriacontanos**	430	0	0	1.445	0.781	1.33	0.479	0	0	1.295	0.695	1.205	0.442
C_{32}	**Dostriacontanos**	444	0	0	1.322	0.692	1.216	0.425	0	0	1.197	0.622	1.114	0.395
C_{33}	**Tritriacontnaos**	458	0	0	1.233	0.626	1.135	0.384	0	0	1.179	0.594	1.097	0.377
C_{34}	**Tetratriacontanos**	472	0	0	1.192	0.587	1.097	0.36	0	0	1.013	0.495	0.942	0.315
C_{35}	**Pentatriacontanos**	486	0	0	1.142	0.546	1.051	0.335	0	0	1.022	0.485	0.951	0.308
C_{36}+	**Hexatriacontanos**	764.4	0	0	29.39	8.937	27.046	5.485	0	0	25.986	7.903	24.182	5.022
Total			**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Fuente: Wintershall Dea, 2023; Stratum Reservoir, 2023.

2.1.3 Resumen de sustancias peligrosas

En la **Tabla 2-4** se presenta el resumen de las sustancias peligrosas del Proyecto.

Tabla 2-4 Resumen de las características de las sustancias peligrosas.

Nombre de la sustancia	No. CAS	Riesgo químico					Flujo líquido o cantidad liberada	Tipo de almacenamiento	Cantidad de reporte en el Listado de Actividades Altamente Riesgosas*
		C	R	E	T	I			
Hidrocarburo	-	-	-	X	X	X	102,269 bbl/d (crudo) 31.7MMSCFD (gas)	No se llevará a cabo el manejo o el almacenamiento del hidrocarburo. Durante la perforación, se tomarán muestras (núcleos) de la formación que contienen hidrocarburo (volumen de algunos litros). La extracción del hidrocarburo de las muestras se realizará en el laboratorio más no en el sitio de perforación.	Metano, etano, propano, butano: 500 kg Pentano: 3,000 kg Hexano: 20,000 kg Heptano: 20,000 kg Octano 200,000 kg Benceno: 20,000 kg
Diésel	68476-34-6	-	-	X	X	X	1,360 m^3	OSV/ AHTS	NA

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

3 Descripción del entorno

Como se describió en el Capítulo 1, el Área Contractual se ubica en la Cuenca Salina del Istmo en aguas someras del Golfo de México a 50 km al noreste de Coatzacoalcos y 65 km al noreste de Paraíso, frente al litoral de Tabasco con tirantes de agua entre 35 y 150 m.

En la **sección 3.1** se realiza la descripción del entorno en función de los aspectos abióticos:

- Condiciones meteorológicas y oceanográficas
- Geología y geomorfología de la zona
- Susceptibilidad del área a fenómenos meteorológicos y oceanográficos extremos

En la **sección 3.2** se realiza la descripción del entorno en función de los aspectos bióticos:

- Plancton
- Bentos
- Flora y fauna
- Áreas sensibles

3.1 Aspectos abióticos

3.1.1 Temporadas

La mayoría de las regiones tropicales se caracterizan por tener dos temporadas distintivas: la temporada de lluvias y la temporada de secas (Herrera-Silveira, 1994; Peel et al., 2007). Tal es el caso de la estacionalidad en el Golfo de México, que experimenta dos temporadas distintivas: la temporada de lluvias (abril a septiembre) y la temporada de secas (octubre a marzo, incluyendo un periodo con ocurrencia de eventos de Norte, (Vázquez de la Cerda et al., 2005; Zavala-Hidalgo et al., 2014).

La temporada de secas (invierno y primavera), presenta temperaturas menos cálidas y una disminución en los patrones de precipitación. El patrón de lluvias en temporada de secas cambia a eventos progresivamente menos intensos y cortos hacia el final de temporada. Esta temporada ocurre aproximadamente entre octubre y marzo (con variación local, antes o después).

La temporada de lluvias, incluye temperaturas más cálidas y lluvia estable y frecuente, que aumenta lentamente hasta llegar a su apogeo cerca del final de temporada y aportando la mayoría de la precipitación anual (Wiseman & Sturges,1999). En el verano, el Golfo de México se encuentra influenciado por tormentas tropicales, el 60% alcanza magnitudes de huracán (Monreal-Gómez & Salas de León, 2004) y ocurre aproximadamente de abril a septiembre (con variación local, antes o después).

Los Nortes, que corresponden a frentes fríos (sistemas de alta presión) que se originan 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), llegando a provocar fuertes cambios biogeoquímicos e hidrológicos (Hernández et al., 2011; Herrera-Silveira, 1994; Miranda et al., 2005). Se presentan vientos sostenidos de 10 m/s a 20 m/s con rachas de 60 m/s, caídas repentinas en la temperatura (hasta 20°C en 24 h), valores altos de presión atmosférica y eventos de precipitación intensa con más de 200 milímetros (mm) diarios de lluvia (Pérez et al. 2014; Passalaqua et al. 2016). La frecuencia anual y el efecto acumulativo que tienen los Nortes en los ecosistemas costeros (desde un punto de vista ecológico), han justificado la inclusión de los Nortes como una tercera temporada para describir la estacionalidad de los ecosistemas costeros (Castillo et al., 1996; Villalobos-Figueroa et al., 1976), sin embargo, con respecto a la estacionalidad costa

afuera en el Golfo de México, y en términos del comportamiento de la circulación oceánica y de las corrientes superficiales en escala regional, únicamente dos estaciones (secas y lluvias) son aplicables (Vázquez de la Cerda et al., 2005), el cual será el contexto utilizado para la descripción de este documento.

3.1.2 Condiciones metoceánicas

Con la finalidad de caracterizar las condiciones metoceánicas que rodean el Área Contractual, se utilizaron datos *in situ* de tres estaciones meteorológicas operadas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA) y la Secretaría de Marina (SEMAR), así como de la boya oceanográfica Bahía de Campeche (42055) de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés) e información disponible en la base de datos de la NASA cercana a la zona de estudio.

Asimismo, se utilizó la información recabada por Artelia Group (2020) A petición de Wintershall Dea con la finalidad de caracterizar las condiciones metoceánicas en el Área Contractual, específicamente en las coordenadas 93°58’19” O, 18◦30’39” N.

Las estaciones de la CONAGUA/SEMAR se ubican a una distancia de 255 km al noreste y 294 km al noreste del Área Contractual, respectivamente. La boya oceanográfica de la NOAA Bahía de Campeche, se localiza a 375 km al norte del Área Contractual (**Figura 3-1**).

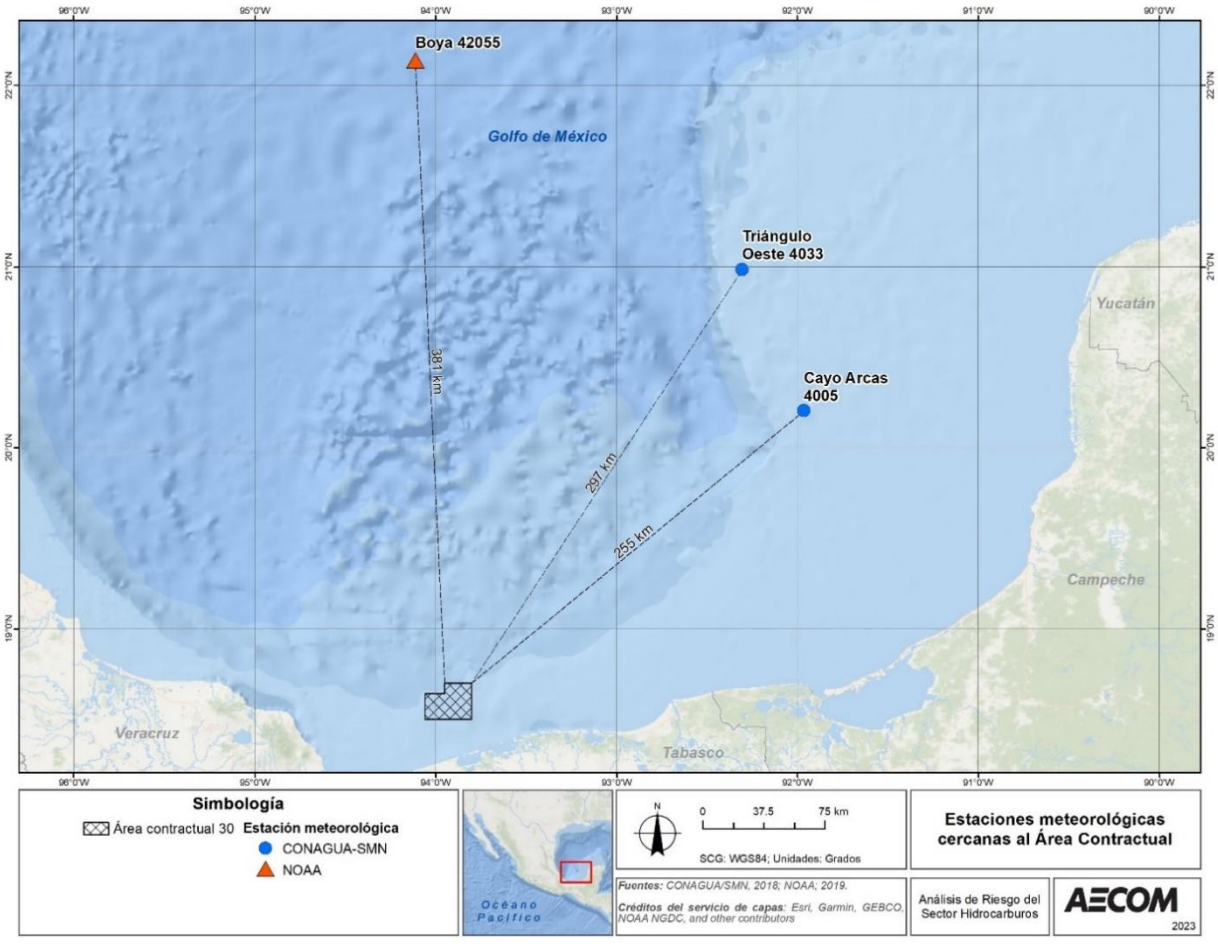

Figura 3-1. Estaciones meteorológicas de la CONAGUA/SMN y boya oceanográfica de la NOAA que rodean el Área Contractual

Fuente: CONAGUA/SMN, 2018; NOAA; 2019.

Los datos metoceánicos mensuales promedio para la región, descargados de la CONAGUA y de la NOAA, se presentan en la **Tabla 3-1**, los cuales incluyen: temperatura del aire, temperatura superficial del agua, precipitación, velocidad del viento y presión atmosférica.

Tabla 3-1 Normales meteorológicas y oceanográficas in situ obtenidos de CONAGUA/SEMAR y de la NOAA.

Variable		Cayo Arcas 4005	Triángulo Oeste 4033	Boya 42055
Fuente		CONAGUA/SEMAR	CONAGUA/SEMAR	NOAA
Localización geográfica		20° 12' 15" N 91° 57' 43" O	20° 59' 00" N 92° 18' 14" O	22° 07' 12" N 93° 57' 36" O
Periodo de cobertura		1951 2010	1951 2010	2005 2015
Temperatura del aire (°C)	**Promedio (Anual)**	28	27	25
	Mínimo (Mensual)	25	23	17
	Máximo (Mensual)	29	29	32
Temperatura superficial del agua (°C)	**Promedio (Anual)**	N/A	N/A	27
	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	23
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	33
Precipitación (mm)	**Acumulada (Anual)**	356.0	1,269	N/A
Velocidad del viento (nudos)	**Máximo (Anual)**	N/A	N/A	46
	Mes del Máximo	N/A	N/A	Agosto
Presión atmosférica a nivel del mar (mbar)	**Promedio (Anual)**	N/A	N/A	1,015
	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	1,000
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	1,036

Fuente: CONAGUA/SEMAR, 2018.

Los datos meteorológicos mensuales promedio recopilados de la NASA se muestran en la **Tabla 3-2** y **Figura 3-2**, e incluyen: velocidad del viento, temperatura del aire, fracción de nubosidad, temperatura de la superficie marina, precipitación, humedad relativa y presión del nivel del mar.

Tabla 3-2 Datos meteorológicos satelitales de la NASA para el periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México (18.7°N a 23°N, 90.5°O a 93°O).

Parámetro	Media Anual	Mes en que se registró el máximo	Máximo	Mes en que se registró el mínimo	Mínimo	Fuente de Datos
Precipitación (mm/mes)	71.3 ± 45.5	Sep.	156.6 ± 62.3	Mar.	16.3 ± 14.3	NASA, 2017
Velocidad del viento (m/s)	7.0 ± 0.7	Abr.	8.2 ± 0.9	Ago.	6.0 ± 0.8	NASA 2015a
Temperatura del Aire (°C)	26.3 ± 1.8	Ago.	28.6 ± 0.2	Ene.	23.6 ± 0.5	NASA, 2013
Humedad Relativa (%)	71.8 ± 2.8	May.	75.6 ± 1.0	Nov.	67.4 ± 4.5	NASA, 2017
Fracción de nubosidad (%)	46 ± 6	Sep.	55 ± 8	Mar.	37 ± 10	NASA, 2017
Presión a nivel del mar (mbar)	1,013.9 ± 2.0	Ene.	1,017.1 ± 1.0	Sep.	1,011.7 ± 1.3	NASA, 2017a
Temperatura de la superficie marina (°C)	27.2 ± 2.0	Sep.	29.8 ± 0.4	Feb.	24.3 ± 0.7	NASA, 2015

Fuente: NASA, 2013, 2015, 2015a, 2017, 2017a.

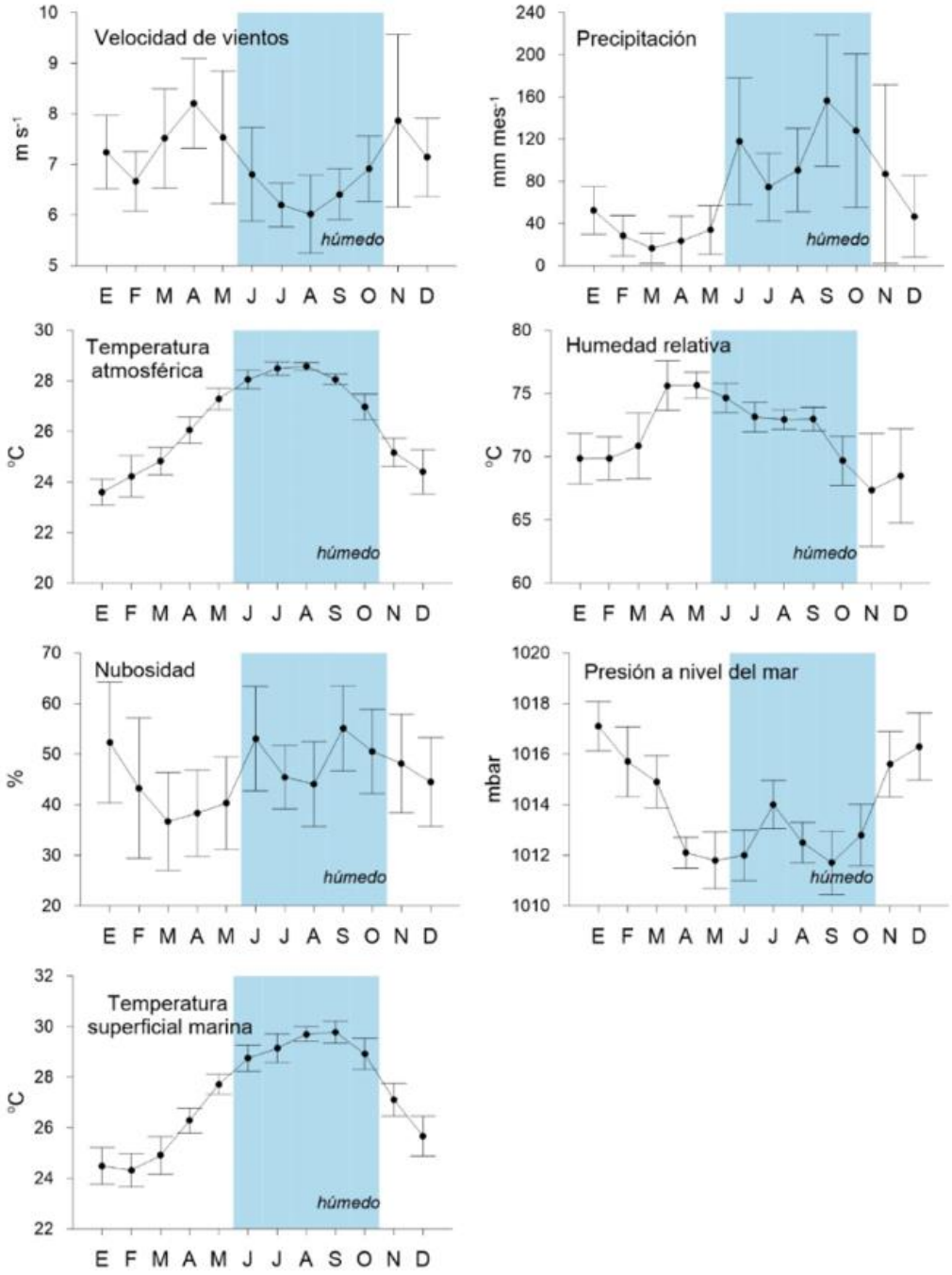

Figura 3-2 Media mensual y desviación estándar de datos meteorológicos para el periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México.

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

Fuente: NASA, 2018.

A continuación, se describe la información meteorológica obtenida de tres estaciones costeras a lo largo del litoral del Golfo de México operadas por la CONAGUA seleccionadas debido a su cercanía con el Proyecto y actualmente en operación. Dichas estaciones proporcionan información importante de los fenómenos meteorológicos costeros que pudieran influir en las actividades relacionadas con el Proyecto (**Figura 3-3**).

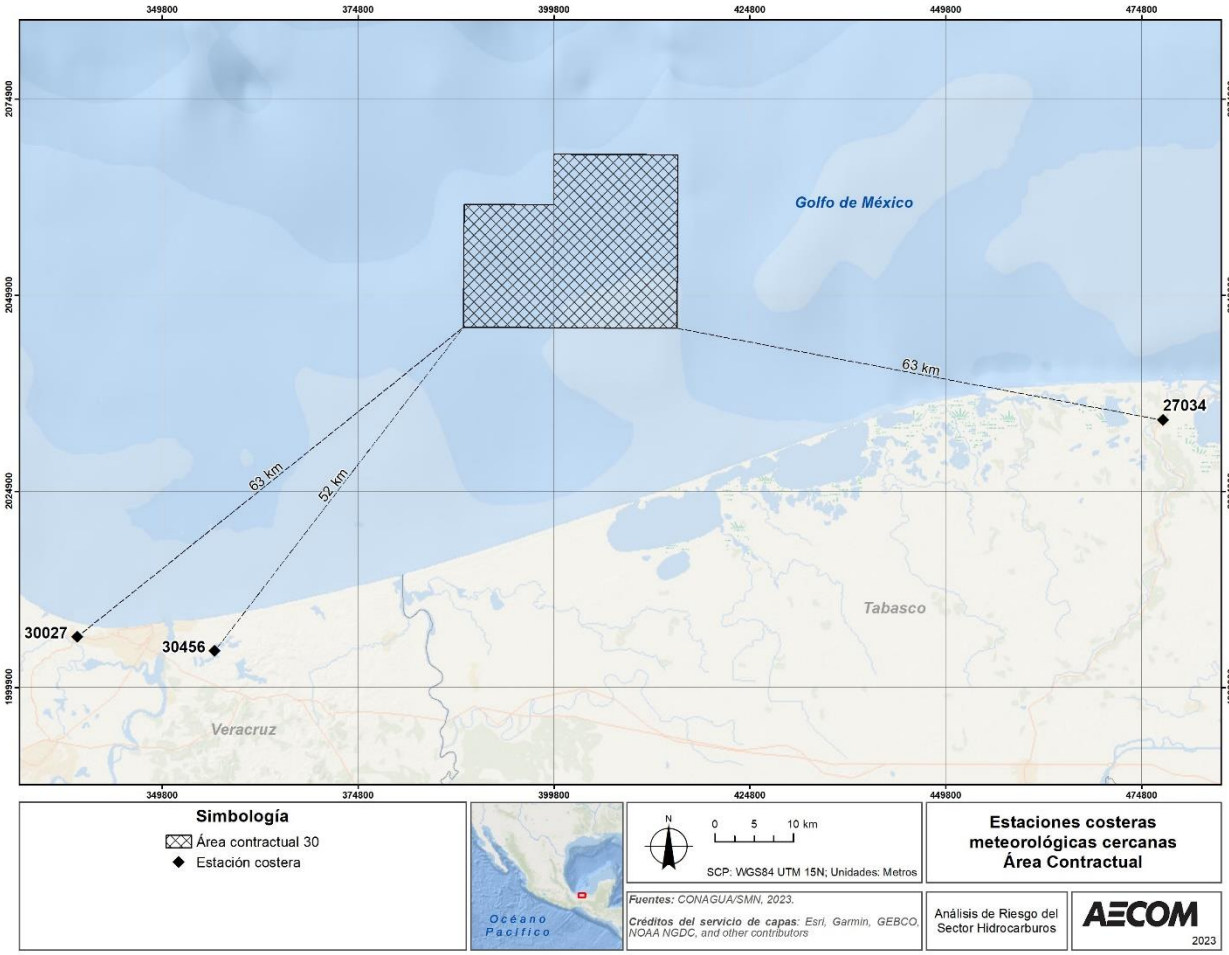

Figura 3-3 Estaciones costeras meteorológicas de la CONAGUA/SMN.

Fuente: CONAGUA/SMN, 2023.

Tabla 3-3 Datos meteorológicos in situ obtenidos de estaciones costeras de CONAGUA.

Parámetro		Paraíso 27034	La Cangrejera 30456	Coatzacoalcos 30027
Localización geográfica		-93.2122° 18.3956°	-94.3556° 18.125°	-94.5222° 18.1403°
Periodo de cobertura		1949	1997	1981
		2019	2021	2018
Temperatura media anual aire (°C)	Promedio (Anual)	26.6	24.4	25.80
	Mínimo (Mensual)	21.7	20	22.43
	Máximo (Mensual)	31.5	28.9	29.21

Parámetro		Paraíso 27034	La Cangrejera 30456	Coatzacoalcos 30027
Precipitación media anual (mm)	Acumulada (Anual)	1,652.20	2,814.60	1,193.97
Evaporación media anual (mm)	Acumulado (Anual)	1,123.00	1,362.30	1,556.01

Fuente: CONAGUA, 2023.

3.1.2.1 Mareas

Las mareas en el Golfo de México son indirectamente influenciadas por la onda mareal, la topografía dominante de cada lugar y las fases lunares (INEC, 2004). En el sureste del Golfo de México la marea es de tipo mixta con predominancia diurna, caracterizadas por tener una marea alta y una marea baja cada día lunar (UNAM, 2020).

Las amplitudes de marea típicas en aguas profundas del Golfo de México son menores de 5 centímetros (cm), incrementado en aguas más someras de 7 cm a 9 cm en el margen oeste del Golfo, y de 17 cm a 33 cm a lo largo de la plataforma continental (Zeltzer y Hansen, 1972).

3.1.2.2 Vientos

El movimiento de masas de aire, como respuesta a la presión atmosférica y a los gradientes de temperatura y humedad, deriva en la generación y en las propiedades de los vientos. Los perfiles de velocidad de los vientos son fundamentales para determinar el comportamiento de superficies marinas y su efecto sobre las estructuras flotantes. Las corrientes superficiales constituyen un forzamiento importante en la modelación de riesgos potenciales como los derrames de petróleo. Además, estas fuerzas contribuyen a los movimientos estocásticos, fatiga estructural y deformación potencial de las unidades de perforación, así como a la vibración que podría afectar a los componentes internos.

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

La **Figura 3-4** muestra los vientos en el Banco de Campeche incluyendo las inmediaciones del Área Contractual a partir de los datos del Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos (NCEP, por sus siglas en inglés) de la NOAA y el Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima (CFSRR, por sus siglas en inglés). Tal y como puede apreciarse en la **Figura 3-4,** en el Golfo de México los vientos provienen en su mayoría del este-sureste la mayor parte del año (**Figura 3-4**, izquierda), mientras que en la estación de octubre a febrero (Nortes) el viento proviene del noroeste (**Figura 3-4**, derecha).

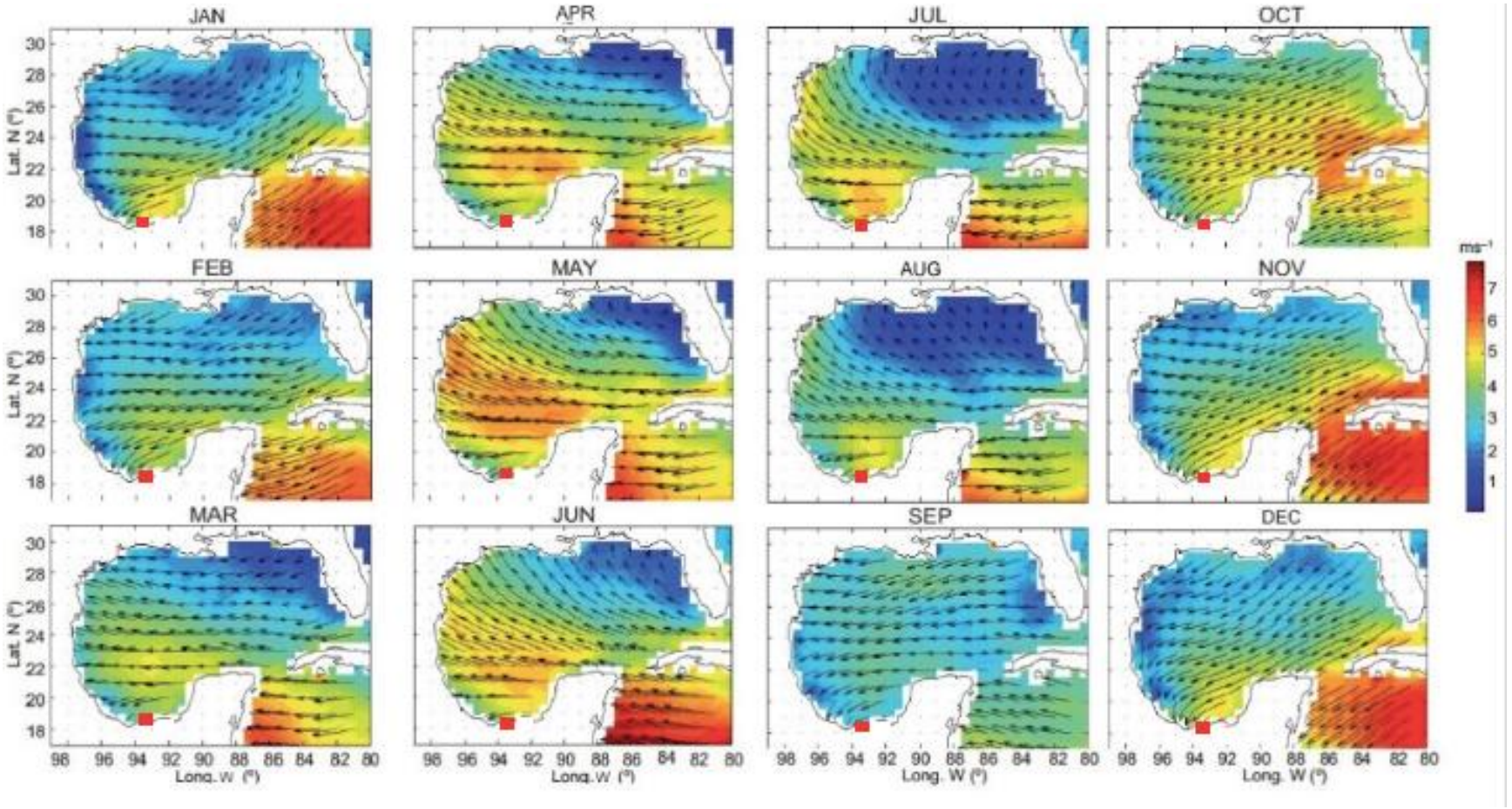

Figura 3-4 Media mensual de los vientos en el Golfo de México, incluyendo el oeste del Banco de Campeche, basado en los datos del satélite Quikscat SeaWinds de la NASA.

Fuente: Zavala-Hidalgo et al., 2014.

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

De acuerdo con la información proporcionada por la NASA para el periodo de diez años (2008-2017) en el suroeste del Golfo de México (**Tabla 3-2**) la velocidad del viento media anual es de 7.0 ± 0.7 m/s, con una velocidad mínima de 6.0 ± 0.8 m/s y una máxima de 8.2 ± 0.9 m/s.

Por otra parte, conforme a datos proporcionados por Artelia Group en 2020, la velocidad del viento en el Área Contractual rondó entre 7.1 a 9.3 m/s a una altitud desde los 12.5 hasta los 200 m sobre el nivel de la superficie, observándose un aumento en los valores de velocidad conforme aumenta la altitud (**Figura 3-5).**

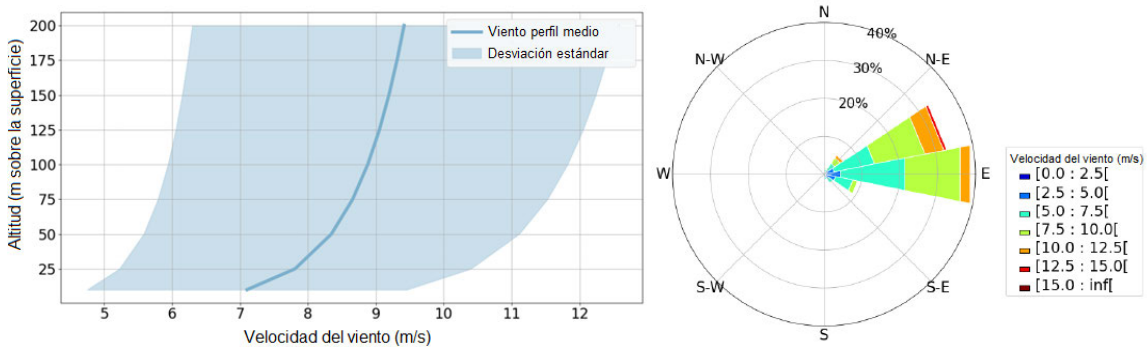

Figura 3-5. Izquierda: Perfil vertical medio de la velocidad del viento en el Área Contractual. Derecha: Rosa de los vientos del Área Contractual.

Fuente: Artelia Group, 2020.

3.1.2.3 Oleaje

El término “oleaje” se refiere a las elevaciones en la superficie marina con periodos típicamente de 1 a 30 segundos (s), y con longitudes de onda inferiores a 1.5 km. El oleaje es provocado por la interacción del viento con la superficie del agua y es contrarrestado por la acción de la gravedad (como fuerza restauradora). La altura del oleaje depende de la velocidad y duración del viento, y de la longitud de contacto a lo largo de la interfaz aire/agua. La altura 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, se encuentra correlacionada con la energía total y la fuerza potencial transmitida a la infraestructura flotante.

Los datos de oleaje para la zona del proyecto se recolectaron de las mediciones realizadas por la boya oceanográfica de la NOAA más cercana al Área Contractual, estación NOAA 42055 (**Figura 3-1**) durante el periodo de 2005 a 2008. Los datos de mayo de 2005 a diciembre de 2008 mostraron SWH medias mensuales que van desde 0.8 m (agosto) a 1.7 m (diciembre). Las SWH máximas ocurrieron en agosto (9 m) y estuvieron asociadas con tormentas tropicales y huracanes.

Las estimaciones del oleaje que se produce en las zonas costeras del Golfo de México, en función de eventos extremos como tormentas tropicales y huracanes se muestran en la **Tabla 3-4**.

Tabla 3-4 Rango de alturas del oleaje en condiciones de eventos extremos.

Eventos extremos	Oleaje
Tormentas tropicales	1.1 - 1.5 m
Huracanes Categoría 1	1.5 - 2.0 m
Huracanes Categoría 2	2.0 - 2.5 m

Eventos extremos	Oleaje
Huracanes Categoría 3	2.5 - 4.0 m
Huracanes Categoría 4	4.0 - 5.5 m
Huracanes Categoría 5	> 5.5 m

Fuente: NOAA/NDBC, 2018.

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 las actividades de exploración y perforación. La SWH es el promedio aritmético del tercio de alturas más altas obtenidas en un registro de oleaje que ocurren en un determinado tiempo. Dicha variable está correlacionada con la energía total y la fuerza potencial transmitida a la infraestructura flotante.

La región del sureste del Golfo de México está expuesta a tormentas tropicales y huracanes durante la temporada de lluvias y a eventos de Nortes durante la temporada de secas. Dichos eventos meteorológicos extremos suelen generar oleaje de gran altura (NOAA/NDBC, 2018; Ojeda, Appendini y Mendoza, 2017) que pudiera significar una amenaza importante durante el desarrollo del Proyecto. La SWH para un periodo de retorno de 100 años en el Área Contractual, a partir de una reanálisis de 51 años de oleaje para el Golfo de México (Panchang, Jeong y Demirbilek, 2013), es de aproximadamente 4 m a 6 m (**Figura 3-6**).

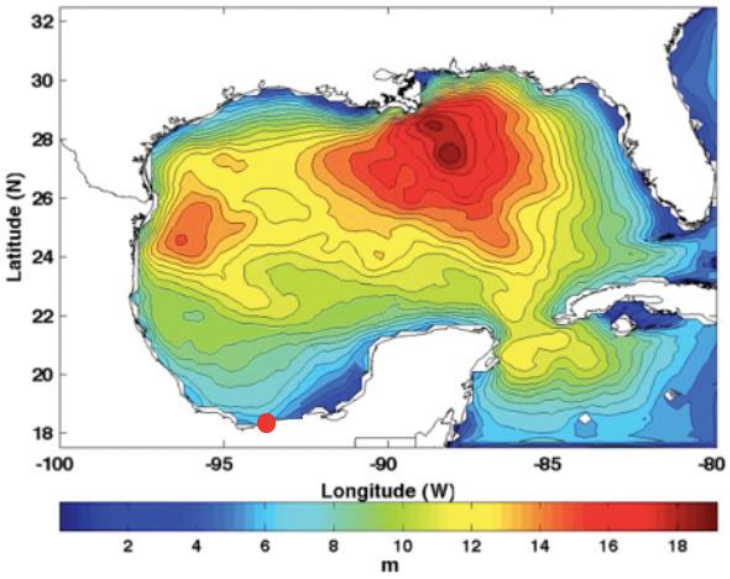

Figura 3-6 SWH asociada a un periodo de retorno de 100 años.

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

Fuente: Panchang et al., 2013.

A partir de los resultados del estudio realizado por Artelia Group, 2020, se obtuvo que la dirección del oleaje es mayormente en dirección noreste y con una altura significante de ola predominante de ente 0.5 m y 1.0 m, llegando a alcanzar alturas por encima de los 2.5 m en direcciones norte y noroeste, con menores frecuencias (**Figura 3-7**).

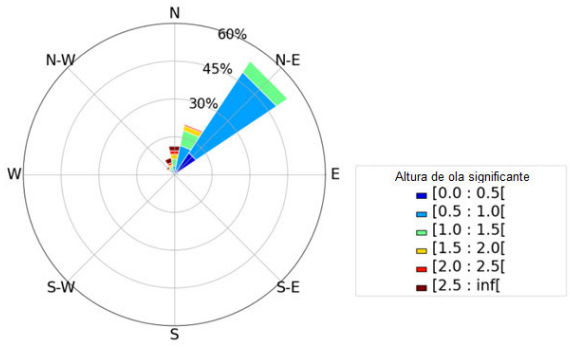

Figura 3-7. Rosa de distribución de altura significante de olas en el Área Contractual.

Fuente: Artelia Group, 2020.

3.1.2.4 Patrones de circulación y circulación marina costera

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

La circulación de la capa superior oceánica (de 0 m a 1,000 m) en el suroeste del Golfo de México está dominada principalmente por el Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche (GCBC). El GCBC está asociado con el esfuerzo rotacional del viento, causado por los vientos predominantes del este que son desviados hacia el sur por la orografía de la Sierra Madre Oriental en el territorio mexicano hacia el Istmo de Tehuantepec (DiMarco, Reid, Jochens y Vázquez De La Cerda, 2005). El GCBC circula en sentido antihorario, contrario al giro anticiclónico, que generalmente se encuentra presente en el centro del Golfo de México (**Figura 3-8**).

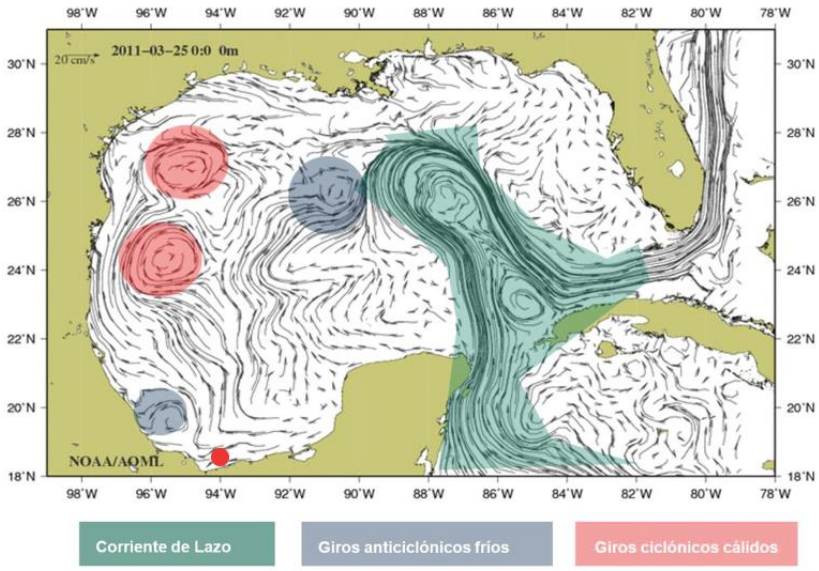

Figura 3-8 Corrientes superficiales típicas en el Golfo de México.

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

Fuente: Intra-Americas Sea Ocean Nowcast/Forecast System (IASNFS) dataset (NOAA, 2018).

Existe un patrón fuerte/débil general en la circulación de los giros, siendo el único patrón estacional identificable que persiste interanualmente, en donde las corrientes aumentan su velocidad entre octubre y febrero alcanzando su máximo usualmente entre noviembre y enero (Schmitz, 2005). Posteriormente, las velocidades comienzan a disminuir, y llegan a su punto más débil entre junio y septiembre. Esto crea un cambio general en los patrones de las corrientes que es estadísticamente significativo (aunque sigue siendo variable dentro escalas de tiempo decenales), de patrones de corriente consistentes durante los picos de la temporada de secas (noviembre a enero) y de lluvias (junio a septiembre) (Vázquez de la Cerda et al., 2005).

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

La circulación costera superficial sobre la plataforma continental oeste del Banco de Campeche y en el Área Contractual se caracteriza por una corriente con dirección suroeste a lo largo del año que fluye paralela a la costa, impulsada principalmente por el viento paralelo a la costa (Monreal-Gómez y Salas de León, 1990; Zavala-Hidalgo, Morey y O'Brien, 2003). Estas corrientes superficiales, presentan velocidades mayores durante los meses de abril hasta agosto (con máximos en julio) y mínimas durante el mes de septiembre hasta marzo (Zavala-Hidalgo et al., 2003).

En el Área Contractual se encuentran los principales sistemas deltaicos y estuarinos de la costa mexicana del Golfo. Las corrientes se caracterizan por llevar una gran cantidad de sedimentos en suspensión, que al disiparse se depositan sobre la plataforma continental y junto con el surtidor del delta del Mezcalapa, constituyen los aportes de sedimentos más importantes del Golfo, en el territorio de México. El complejo deltaico tabasqueño cuenta con un enorme espesor de sedimentos que se encuentran en proceso de compactación natural e inducida por la extracción de hidrocarburos y gas, originando una subsidencia de la estructura del terreno.

De acuerdo con los estudios metoceánicos en el Área Contractual (Artelia Group, 2020), las corrientes predominan en dirección oeste, suroeste y noroeste y en menor medida corrientes con dirección este y noreste (**Figura 3-9**). Asimismo, la velocidad de corriente disminuye conforme aumenta la profundidad, en la superficie se registró la mayor velocidad de corriente (0.18 m/s) y en la zona más profunda la menor velocidad de corriente (0.9 m/s) (**Figura 3-9**).

Conforme a los datos obtenidos en la Línea Base Ambiental de 2018, las corrientes cercanas a la superficie (entre 1 y 18 m) que fluyen hacia el oeste-suroeste impulsada por los vientos alisios del este-noreste fueron lo suficientemente fuertes durante el periodo de muestreo para supera cualquier influencia de las mareas. La mayoría de las velocidades registradas por debajo de la picnoclina (< 18 m) fueron de aproximadamente 10 cm/s, típicas de las condiciones sin tormenta en la plataforma de Campeche en el mes de agosto.

Las velocidades de corriente máximas alcanzaron 55 cm/s y ocurrieron por encima de la picnoclina (probablemente impulsadas por el viento) y en general no se correlacionaron con las mareas (Wintershall Dea, 2018).

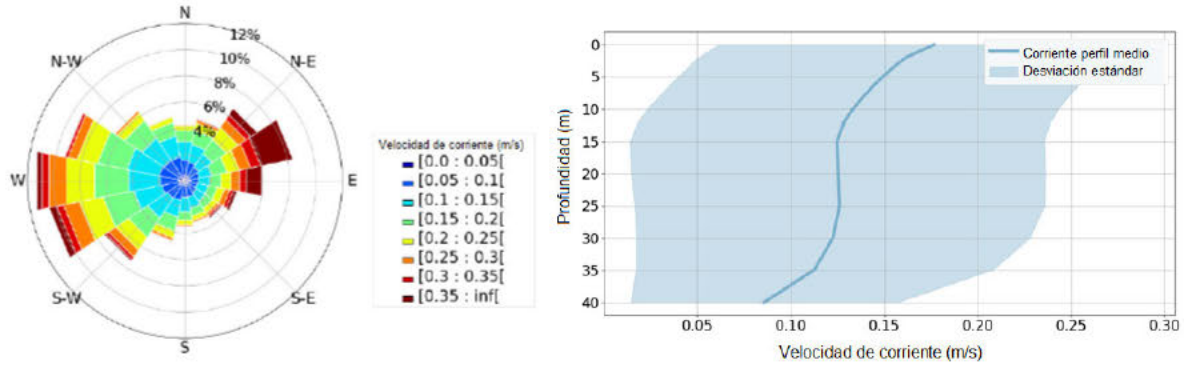

Figura 3-9. Izquierda: Rosa de corrientes en el Área Contractual. Derecha: Perfil vertical medio de la velocidad de corrientes en el Área Contractual.

Fuente: Artelia Group, 2020.

3.1.2.5 Ciclones tropicales

Los principales fenómenos meteorológicos extremos registrados en el Golfo de México están relacionados con los Nortes, que son sistemas anticiclónicos provenientes de latitudes medias y que generan frentes fríos, así como con los ciclones tropicales (desde depresiones tropicales hasta huracanes), (Ojeda, Appendini y Mendoza, 2017; Romero Centeno y Zavala Hidalgo, 2021).

Los ciclones tropicales son sistemas giratorios de masas de aire cálidas de baja presión desarrollados en aguas tropicales y subtropicales por nubes y tormentas cuando la temperatura asciende los 26 °C, y se caracterizan por rotar en una zona central en contra de las manecillas del reloj en el hemisferio norte (NOAA, 2013). Ocurren generalmente de junio a octubre en el Golfo de México, existiendo registros en el mes de noviembre, siendo el pico de la temporada de agosto a octubre.

Debido a la velocidad de sus vientos, estos se clasifican en depresiones tropicales, tormentas tropicales, y huracanes de acuerdo con la escala Saffir-Simpson (**Tabla 3-5**; NOAA, 2013; CENAPRED, s/a). De acuerdo con la NASA, para el periodo de 2008 a 2017, la velocidad del viento media anual en el Golfo de México fue de 7.0 ± 0.7 m/s, sin embargo, las tormentas tropicales presentan vientos de 18 m/s a 32 m/s en el Golfo, de las cuales, alrededor del 60% alcanzan la fuerza de huracanes (Monreal-Gómez, Salas de León y Velasco-Mendoza, 2004).

Tabla 3-5 Clasificación de los Ciclones tropicales

Tipo de ciclón tropical	Velocidad en km/h	Estimación de posibles daños
Depresión tropical	<63	Daños mínimos locales
Tormenta tropical	63 a 118	Daños menores
Huracán categoría 1	118-152	Afectaciones a la vegetación y muelles; líneas eléctricas, inundaciones en zona costera
Huracán categoría 2	153-178	Daños mínimos a muelles y daños no estructurales a casas; derribo de vegetación e inundaciones en carreteras costeras
Huracán categoría 3	179-209	Destrucción parcial de casas, infraestructura costera, y muelles; derribo de árboles grandes y anuncios; inundaciones.
Huracán categoría 4	210-250	Colapsos parciales de techos y paredes de las casas, derribo de vegetación, infraestructura costera y señalamientos; erosión parcial de playa e inundaciones en terrenos planos

Tipo de ciclón tropical	Velocidad en km/h	Estimación de posibles daños
Huracán categoría 5	>250	Daños catastróficos a casas, muelles, y vegetación; erosión total de la playa, inundaciones, y afectaciones hasta 460 m de la costa.

Fuente: NOAA, 2013; CENAPRED, s/a.

3.1.2.5.1 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). En los últimos 73 años (1950 – 2023) se han registrado 345 ciclones tropicales en el Golfo de México, de los cuales 55 fueron huracanes de categoría mayor (categoría 3 o mayor en la escala de huracanes Saffir-Simpson; NOAA-NHC, 2017). En el mismo periodo se han registrado 10 ciclones tropicales cerca del Área Contractual, comprendidos entre los años 1998 y 2022. Del total de registros sólo uno fue de categoría mayor; tratándose del huracán Mitch (1998), que a pesar de alcanzar categoría 5, durante su paso por la zona del Proyecto ya estaba degradado a depresión tropical.

Los vientos más fuertes registrados cerca del Área Contractual fueron provocados por el huracán Ernesto (categoría 2) en el año 2012, al degradarse a tormenta tropical y mantener vientos máximos sostenidos de 101.9 km/h. de todos los registros, únicamente dos huracanes han atravesado el AC, Bárbara en 2013 con vientos máximos sostenidos de 125 km/h, y Earl en 2016 con vientos máximos sostenidos de 140 km/h, ambos huracanes pertenecientes a la categoría 1 en la escala de Saffir-Simpson.

En la **Figura 3-10** y en la **Tabla 3-6** se muestran todas las trayectorias de huracanes que se han registrado cerca del Área Contractual.

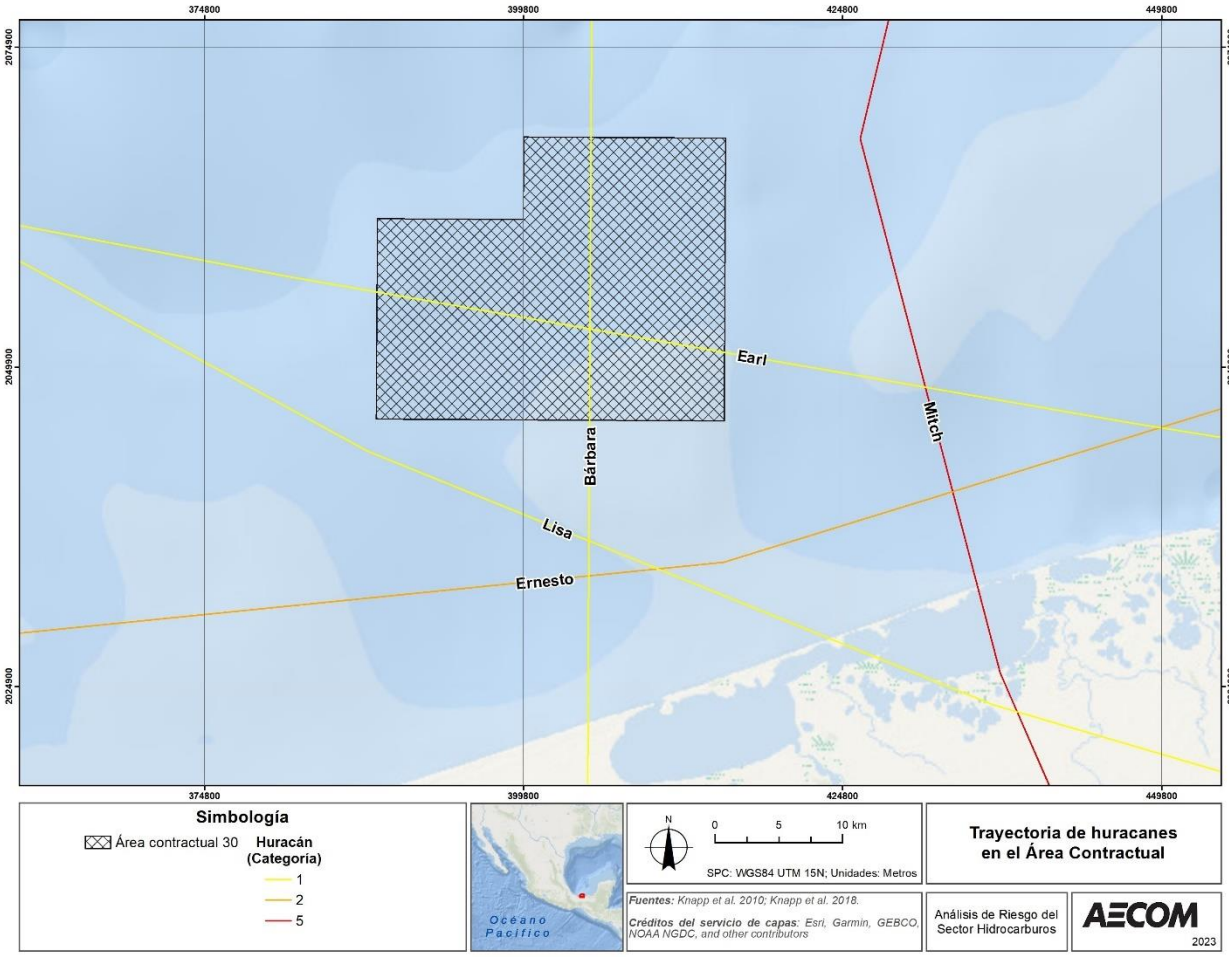

Figura 3-10. Trayectoria de huracanes en el SAR (1998 - 2022).

Fuente: Knapp et al., 2010; Knapp et al., 2018.

Tabla 3-6. Huracanes registrados cerca del Área Contractual (1998 - 2022).

Nombre	Año	Fechas	Categoría	Velocidad máxima del viento (km/h)	Presión atmosférica mínima (mbar)
Mitch	1998	22 Oct – 5 Nov	5	290	905
Ernesto	2012	1 Ago – 10 Ago	2	155	973
Bárbara	2013	28 May – 30 May	1	125	995
Earl	2016	2 Ago – 6 Ago	1	140	979
Lisa	2022	31 Oct – 5 Nov	1	150	985

Fuente: Knapp et al., 2010; Knapp et al., 2018.

3.1.3 Deslizamientos de tierras, movimientos de rocas y tsunamis

Los tsunamis en el Golfo de México pueden ser asociados a dos causas potenciales: 1) sismicidad; y 2) deslizamientos, o fallas de masa submarinas (SMF, por sus siglas en inglés), las cuales pueden ser o no, sísmicamente inducidas (Brink et al., 2009; 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 (Pampell-Manis et al., 2016; Brink et al., 2009). Con relación a peligros geológicos, se identificaron 2 fallas normales a 18 km al sur, y a 26 km al suroeste del Área Contractual, respectivamente (**Figura 3-11**).

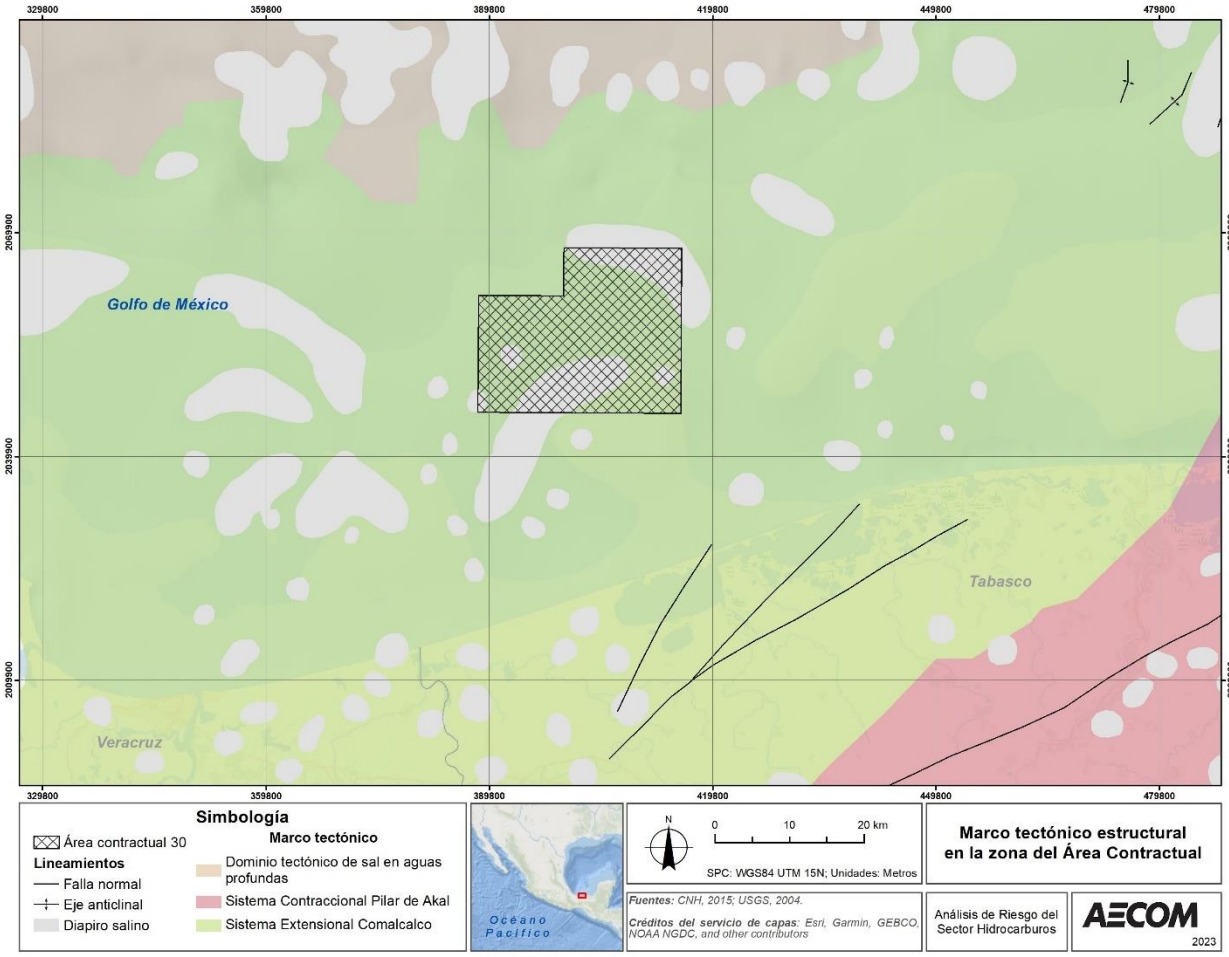

Figura 3-11 Características estructurales del sur del Golfo de México cerca del Área Contractual

Fuente: Brink et al., 2009; Pampell-Manis et al., 2016

3.1.3.1 Sismicidad

De acuerdo con Franco y colaboradores (2013), el Golfo de México es considerado como una zona de baja o nula sismicidad debido a la distancia que mantiene con los límites de las placas tectónicas activas (Pampell-Manis et al., 2016). La mayoría de los sismos detectados en el Golfo de México son de baja magnitud, normalmente de magnitud 5 o inferior; no obstante, de presentarse, estos podrían tener impactos particularmente para la infraestructura relacionada con el sector hidrocarburos y las ciudades costeras (Franco et al., 2013; Suárez y López, 2015).

Los grandes eventos sísmicos típicamente asociados con la interacción de los límites de placas son poco usuales, especialmente debido a la distancia que guarda el Área Contractual con los límites de placas activas (Placa de Cocos a 402 km y Palca del Caribe a 595 km; **Figura 3-12**). Existen registros de 13 sismos desarrollados cerca del Área Contractual en el periodo de 1992 a 2023, todos con magnitudes de entre 3.3 y 4.5 y profundidades de entre 10 y 63 km. Los sismos más cercanos al Área Contractual fueron a 18 km al noreste, en el estado de Veracruz, el primero, en 1992 de magnitud 4.2, y el segundo en 2023 con magnitud de 3.9 en la escala Richter (**Figura 3-12**).

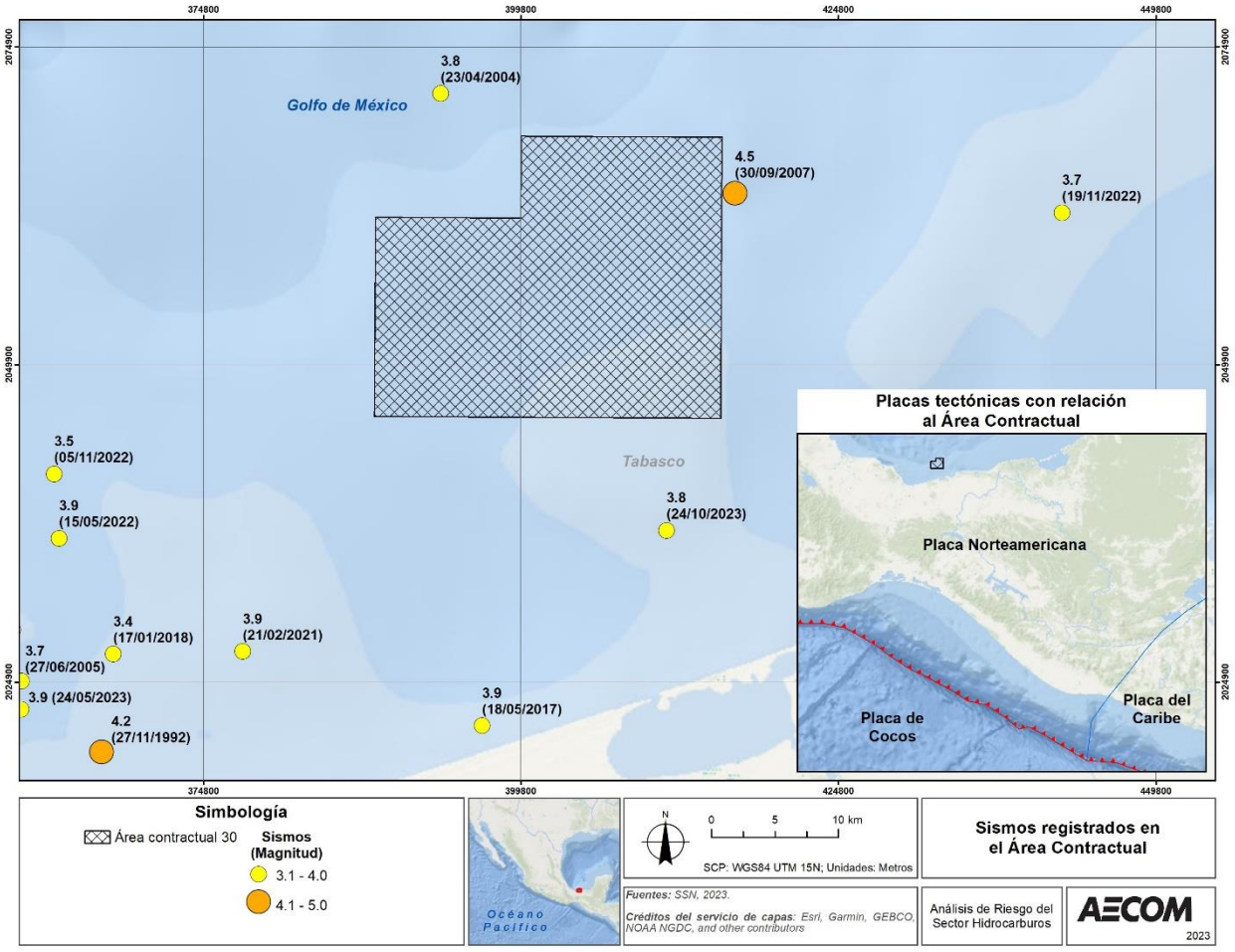

Figura 3-12 Sismicidad histórica en el sur del Golfo de México

Fuente: SSN, 2023.

3.1.4 Susceptibilidad a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos

Como se describió en la **sección 1.2**, el Proyecto se sitúa completamente dentro de un entorno oceánico de aguas someras en el Golfo de México, a 18.8 km de la costa más cercana (Municipio de Cárdenas, en el Estado de Tabasco), y en una zona donde la profundidad del tirante del agua oscila entre los 35 y 150 m, por lo que el grado de susceptibilidad fue considerado con base en el registro histórico de los parámetros oceanográficos y meteorológicos que circundan al Área Contractual, así como con base en los reportes de daños en la industria del petróleo debido a la ocurrencia de dichos fenómenos, asignándose las categorías de muy bajo, bajo, medio, alto y muy alto, de acuerdo con lo anteriormente descrito (**Tabla 3-7**).

Tabla 3-7 Clasificación de susceptibilidad del Área Contractual a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos.

Fenómeno	Susceptibilidad de riesgo	Justificación
Mareas	Muy bajo	Las amplitudes de marea típicas en aguas someras son de 7 cm a 9 cm en el margen oeste del Golfo y de 17 cm a 33 cm a lo largo de la plataforma continental. No se identificaron daños en la industria del petróleo debido a dicho fenómeno en el Golfo de México.

Fenómeno	Susceptibilidad de riesgo	Justificación
Viento, corrientes y oleaje asociados a eventos extremos (huracanes)	Medio	Los huracanes y Nortes que suceden en el Golfo de México ocasionan fuertes vientos, oleaje de gran altura y/o corrientes superficiales intensas. Dichos fenómenos han ocasionado daños severos más de una vez en la industria petrolera en el Golfo de México.
Tsunami	Muy bajo	La probabilidad de ocurrencia de dicho fenómeno es extremadamente baja y no se han registrado causas potenciales que desencadenen tsunamis en el sur del Golfo de México. No se han identificado daños en la industria debido a dicho fenómeno en el Golfo de México.
Sismicidad	Muy bajo	El Golfo de México es considerado como una zona de baja o nula sismicidad debido a la distancia que mantiene con los límites de las placas tectónicas activas. La mayoría de los sismos detectados son de baja magnitud, normalmente de magnitud (≤ 5), de presentarse, estos podrían tener impactos particularmente para la infraestructura relacionada con el sector hidrocarburos y las ciudades costeras.

Fuente: AECOM, 2023.

3.1.5 Contaminación asociada a actividades antropogénicas

Durante agosto de 2018, se llevó a cabo la Línea Base Ambiental del Área Contractual donde se evaluó la calidad del agua y del sedimento marino a lo largo de 20 estaciones.

En lo que respecta a la calidad del agua marina Las concentraciones de metales e hidrocarburos se ubicaron dentro de los valores esperados para entornos marinos sin considerarse dañinos para los organismos marinos.

En el caso del sedimento marino, todos los metales, excepto el As se encontró en concentraciones superiores a los valores de referencia, no obstante, estas concentraciones podrían asociarse a las condiciones naturales del sedimento de la zona. Por otra parte, las concentraciones de hidrocarburos indicaron la presencia de hidrocarburos aromáticos policíclicos de origen pirogénico en estaciones cercanas al acosta y petrogénico en estaciones lejanas a la costa.

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

A partir de los resultados no se identificaron daños ambientales en el Área Contractual.

3.2 Aspectos bióticos

A continuación, se resumen los resultados de los aspectos bióticos que fueron presentados en la LBA de 2018 realizada por Maxon Consulting y retomados en el Capítulo 4 de la MIA-R.

3.2.1 Plancton

Fitoplancton

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

Zooplancton

Se identificaron veinticuatro taxones de zooplancton, el grupo con el mayor número de especies fue el de los crustáceos, seguido por los tunicados y otros cordados, los moluscos y los cnidarios y finalmente, el resto de los grupos.

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

Ictioplancton

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

3.2.2 Bentos

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

3.2.3 Fauna marina

Aves

Se realizaron avistamientos de ocho especies de aves durante el trabajo de campo. La especie más abundante fue *Fregata magnificens* con 44 registros y un total aproximado de 72 individuos, mientras que la especie con menos observaciones fue *Childonias niger*, detectada en una sola ocasión. Ninguna de las

especies registradas se encuentra enlistada en la NOM-059-SEMARNAT-2010, sin embargo, la mayoría están catalogadas bajo la categoría de LC (Preocupación menor) en la Lista Roja de Especies de la UICN.

Mamíferos marinos

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

Reptiles

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

Peces

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

3.3 Áreas sensibles

Se define como zonas sensibles a las áreas que juegan un papel importante para la conservación de la diversidad biológica y los recursos culturales (Ndubisi et al.,1995), razón por la que suelen gozar de algún tipo de protección jurídica. En las siguientes secciones se presenta una descripción general las áreas sensibles cercanas al Proyecto, la descripción detallada puede consultarse en el Capítulo 3 y Capítulo 4 de la MIA-R.

3.3.1 Arrecifes de coral, pastos marinos y comunidades quimiosintéticas

Los arrecifes de coral y los pastos marinos son ecosistemas que brindan refugio, y hábitat para varias especies, generando una gran variedad de microhábitats.

Los pastos marinos más cercanos al Área Contractual se ubican a 22 y 24 km al sur y sureste, respectivamente; se han documentado cinco especies de pastos marinos cercanas al SAR (*Thalassia testudinum, Syringodium filiforme* y *Halodule wrightii*) como se presenta en la **Figura 3-13**.

Con respecto a los arrecifes de coral, el Sistema Arrecifal de Tuxpan (SAT) y el Sistema Arrecifal Veracruzano (SAV) se distribuyen a más de 50 km del Área Contractual, mientras que los más cercanos son la formación Arrecife Tripie, a 49 km al suroeste (**Figura 3-13**).

Las comunidades quimiosintéticas son comunidades bentónicas asociadas a sitios de emanación natural de hidrocarburos fósiles, sulfuro de hidrógeno y de gas metano, en los que las bacterias quimiotróficas realizan la fijación del CO_2 al obtener la energía química contenida en compuestos como el metano o el ácido sulfhídrico, siendo esto la base de la alimentación de organismos epibénticos heterótrofos que coexisten en dichas comunidades, tales como gusanos poliquetos, camarones y bivalvos. Estas comunidades además de poseer una alta relevancia ecológica son consideradas como frágiles debido a la susceptibilidad de ser perturbadas por acción de efectos mecánicos originados por las actividades de exploración o extracción de la industria petrolera (NOAA, 2017; Sahling et al., 2016; Soto, Sánchez-García, y López-Veneroni, 2004). Si bien, la mayoría de las comunidades quimiosintéticas se localizan en aguas

profundas (los registros más cercanos al Área Contractual se sitúan a 24 y 25 km al noroeste y noreste, respectivamente), MacDonald y colaboradores (2003) asocian las emanaciones de asfalto activas con la presencia de comunidades quimiosintéticas, aunque dichos registros no han sido confirmados (**Figura 3-13**).

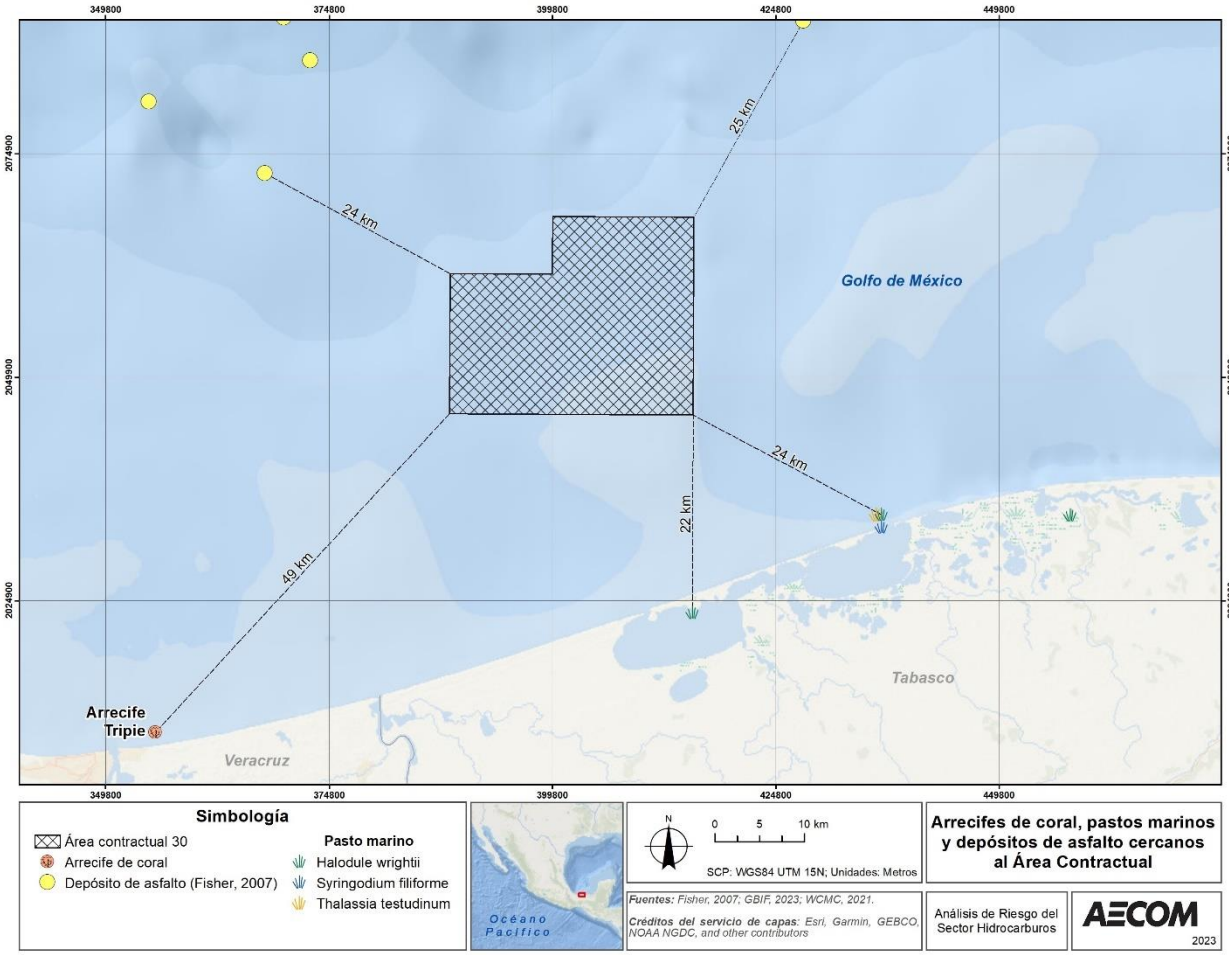

Figura 3-13 Distribución de pastos marinos, corales y comunidades quimiosintéticas cerca del Área Contractual.

Fuente: NOAA, 2017; Sahling et al., 2016; Soto, Sánchez-García, y López-Veneroni, 2004

3.3.2 Áreas Naturales Protegidas y Sitios RAMSAR

Como se mencionó anteriormente, existen áreas de importancia que cuentan con protección jurídica especial, como es el caso de las Áreas Naturales Protegidas (ANP; amparadas por la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección al Ambiente, LGEEPA y su Reglamento en materia de Áreas Naturales Protegidas), decretadas con la finalidad de conservar sus ecosistemas y diversidad biológicas, ya que son áreas en las que sus ambientes originales no han sido significativamente alterados por la actividad humana, o que sus ecosistemas y funciones integrales requieren ser preservados (CONANP, 2023).

El Área Contractual no se encuentra dentro de ninguna ANP, pero se encuentra cerca de la ANP Los Tuxtlas, ANP Pantanos de Centla y ANP Laguna de Términos, siendo la más cercana la Reserva de la Biosfera Los Tuxtlas la cual se ubica a 66 km al oeste del Área Contractual (**Figura 3-14**). Esta ANP,

además de presentar un alto valor biológico (alberga 565 especies de aves, de las cuales, el 40% son aves migratorias de Norteamérica; 139 especies de mamíferos; 166 especies de anfibios y reptiles; 109 de peces, 1,117 especies de insectos, así como cerca de 3,000 especies de flora, muchas de ellas endémicas), se caracteriza por albergar una amplia diversidad sociocultural provista por diversos grupos étnicos de la región (SEMARNAT, 2016).

Otra de las áreas que gozan de protección jurídica son los Sitios RAMSAR, que son humedales de importancia internacional debido al grado de diversidad y productividad primaria que poseen. Estos humedales son protegidos por la Convención sobre los Humedales (RAMSAR), que corresponden a un tratado intergubernamental en la que los países contratantes adhieren a los humedales de sus territorios que poseen importancia internacional en términos ecológicos, botánicos, zoológicos, limnológicos o hidrológicos (RAMSAR, 2023). El Área Contractual no se sitúa dentro de ningún sitio RAMSAR, sin embargo, existen tres sitios, siendo el más cercano el denominado Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan, el Área De Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos y Pantanos de Centla (**Figura 3-14**).

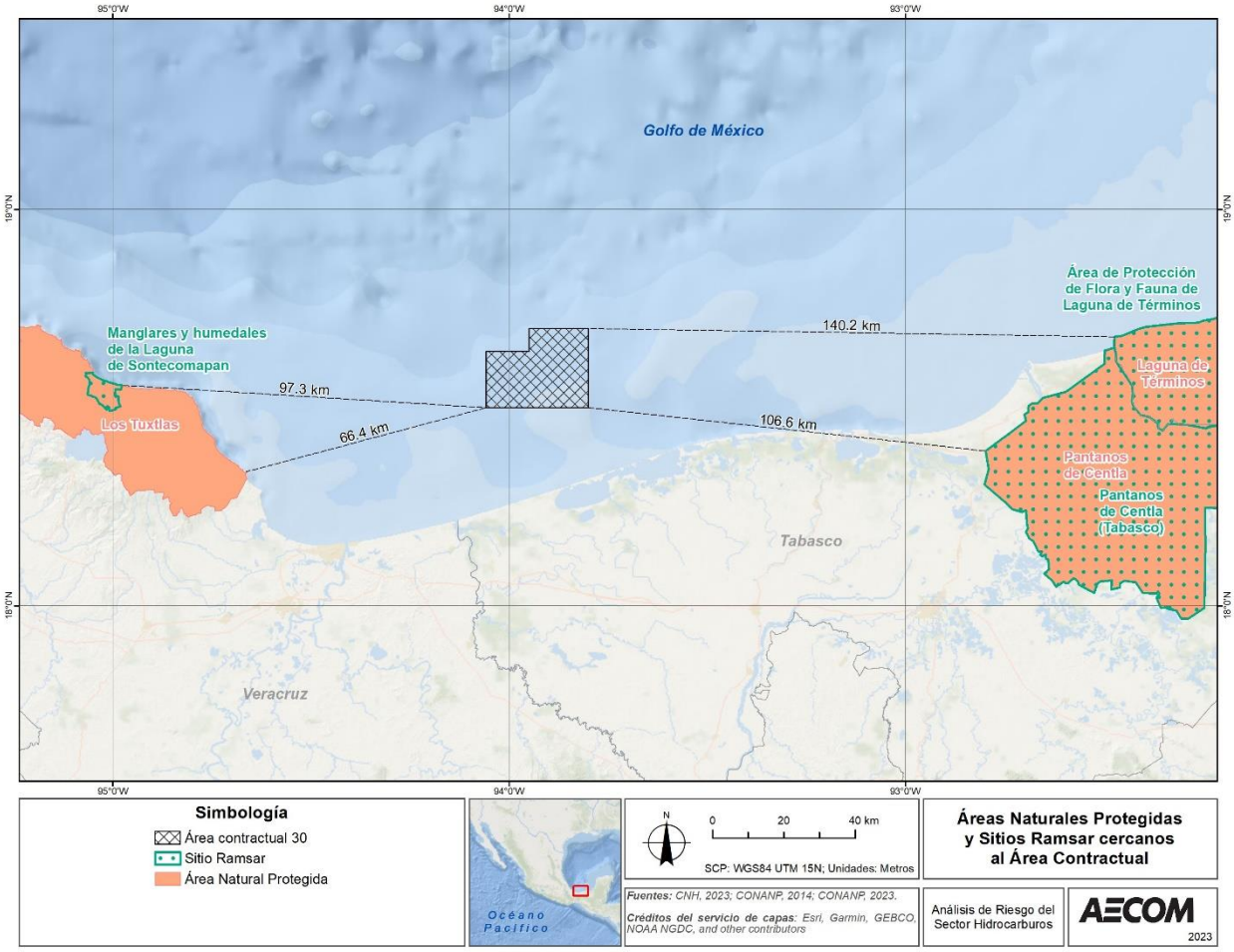

Figura 3-14. Distribución de las Áreas Naturales Protegidas y Sitios RAMSAR cercanos al Área Contractual

Fuente: CONANP, 2015.

3.3.3 Otras Áreas de importancia

Otras áreas de gran importancia para la conservación son las implementadas por la Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), debido a la gran variedad de especies tanto endémicas como de distribución amplia que albergan, además de ser sitios importantes de reproducción, anidación, descanso y alimentación de fauna y aves marinas, tales como las Regiones Marinas Prioritarias (RMP), que tienen la finalidad de identificar y caracterizar las áreas costeras con gran biodiversidad en el país (CONABIO, 2017b); los Sitios Prioritarios Marinos (SPM), que son una herramienta de planificación para la conservación de ambientes costeros, oceánicos e insulares; las Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP), y cuya finalidad es obtener un diagnóstico de las principales subcuencas y sistemas acuáticos del país, considerando los patrones de biodiversidad y socioeconómicos (CONABIO, 2017a); y las Regiones Terrestres Prioritarias (RTP), cuyo objetivo es identificar unidades terrestres estables, distinguidas por la presencia de riqueza ecosistémica e integridad ecológica significativa en comparación con el resto del país (CONABIO, 2017c).

Todas las áreas de importancia determinadas por la CONABIO antes descritas, y que interactuarán con el Proyecto se presentan en la **Figura 3-15** y la **Tabla 3-8**, en donde es posible observar que el Área Contractual se encuentra únicamente dentro de los límites de la RMP Pantanos de Centla-Laguna de Términos, así como del SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco.

Adicional a lo anterior, en nuestro país existen 243 áreas designadas para la protección de las aves en las que es posible observar al 94.53 % de las aves de México, así como al 97.29 % de las especies incluidas en alguna categoría de amenaza en la NOM-059-SEMARNAT-2010. Estas áreas se denominan Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICA), y cuentan con polígonos bien definidos y fichas técnicas de las características bióticas y abióticas que poseen, así como un listado avifaunístico que incluye las especies registradas y probables para la zona, las categorías de riesgo, los endemismos, así como la estacionalidad en la que se pueden avistar dichas aves (CONABIO, 2015). El Área Contractual no se encuentra dentro de ningún AICA, siendo la más cercana la denominada Pantanos de Centla, ubicada a 66.3 km al oeste del Área Contractual (**Figura 3-15** y **Tabla 3-8**).

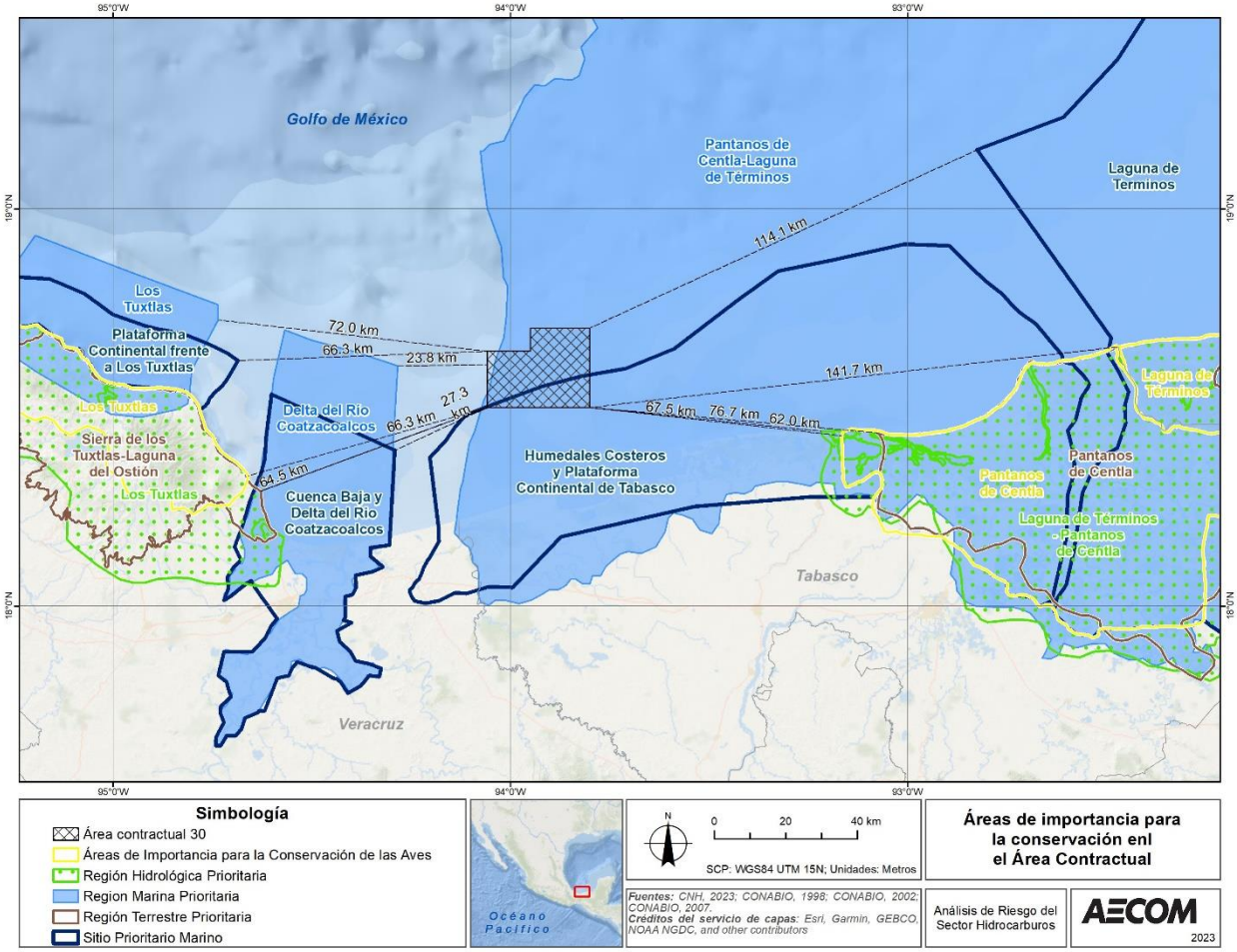

Figura 3-15. Distribución de las Áreas de importancia para la conservación cercanas al Área Contractual.

Fuente: CONABIO, 1998; CONABIO, 2002; CONABIO, 2007.

Tabla 3-8 Áreas de importancia para la conservación cercanas al Área Contractual.

Tipo de Área	Nombre del Área	Distancia y dirección desde el Área Contractual (km)
RMP	Champotón-El Palmar	316.2 al noreste
RMP	Sonda de Campeche	242.6 al noreste
RMP	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	Dentro de la Región Marina Prioritaria
RMP	Los Tuxtlas	72.0 al oeste
RMP	Delta del Río Coatzacoalcos	23.8 al oeste
SPM	Los Petenes - Ría Celestún - El Palmar	358.6 al noreste
SPM	Laguna de Términos	114.1 al este
SPM	Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	Dentro del Sitio Prioritario Marino
SPM	Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	66.3 al oeste

Tipo de Área	Nombre del Área	Distancia y dirección desde el Área Contractual (km)
SPM	Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	27.3 al suroeste
RHP	Anillo de cenotes	374.1 al noreste
RHP	Boca del Río Champotón	332.9 al noreste
RHP	Laguna de Términos - Pantanos de Centla	62.0 al este
RHP	Los Tuxtlas	64.5 al oeste
RTP	Petenes-Ría Celestum	381.8 al noreste
RTP	Pantanos de Centla	76.7 al este
RTP	Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	64.5 al oeste
AICA	Ría Celestún	415.3 al noreste
AICA	Los Petenes	383.9 al noreste
AICA	Laguna de Términos	141.7 al este
AICA	Los Tuxtlas	67.5 al este
AICA	Pantanos de Centla	66.3 al oeste

Fuente: CONABIO, 1998; CONABIO, 2002; CONABIO, 2007.

3.4 Infraestructura preexistente

Como parte del desarrollo de la etapa de exploración, durante 2023, Wintershall Dea llevó a cabo la perforación de dos pozos exploratorios dentro del Área Contractual, el Pozo Kan-1EXP ubicado a 400 m al sur de la ubicación del Pozo Kan-2DEL y el Ix-1EXP, ubicado a 21 km al noreste del Pozo Jan-2DEL. De estos pozos, únicamente el Pozo Kan1-EXP se clasificó como pozo descubridor de aceite (**Figura 3-16**).

Por otra parte, de acuerdo con la CNH (2022) no se tiene registro de ningún pozo o infraestructura preexistente de otros operadores relacionada con actividades del sector hidrocarburos localizada dentro del Área Contractual. Si bien, se identificó infraestructura de este sector adyacente al Proyecto, ninguna de ellas recae dentro del radio de los 500 m, siendo los más cercanos al Área Contractual los Pozos productores Teca-22DES (a 10.3 km al suroeste), Tetl-21DES (a 15 km al sureste) y Mizton-4DES (a 11.1 km al sur), el FPSO Miamte (a 10.8 km al sur), así como la Plataforma Mizton WHP y el oleogasducto OLG PP Mizton WHP-LTE 10"X22.68 KM (ambos a 11.1 km al sur) como se muestra en la **Figura 3-16**.

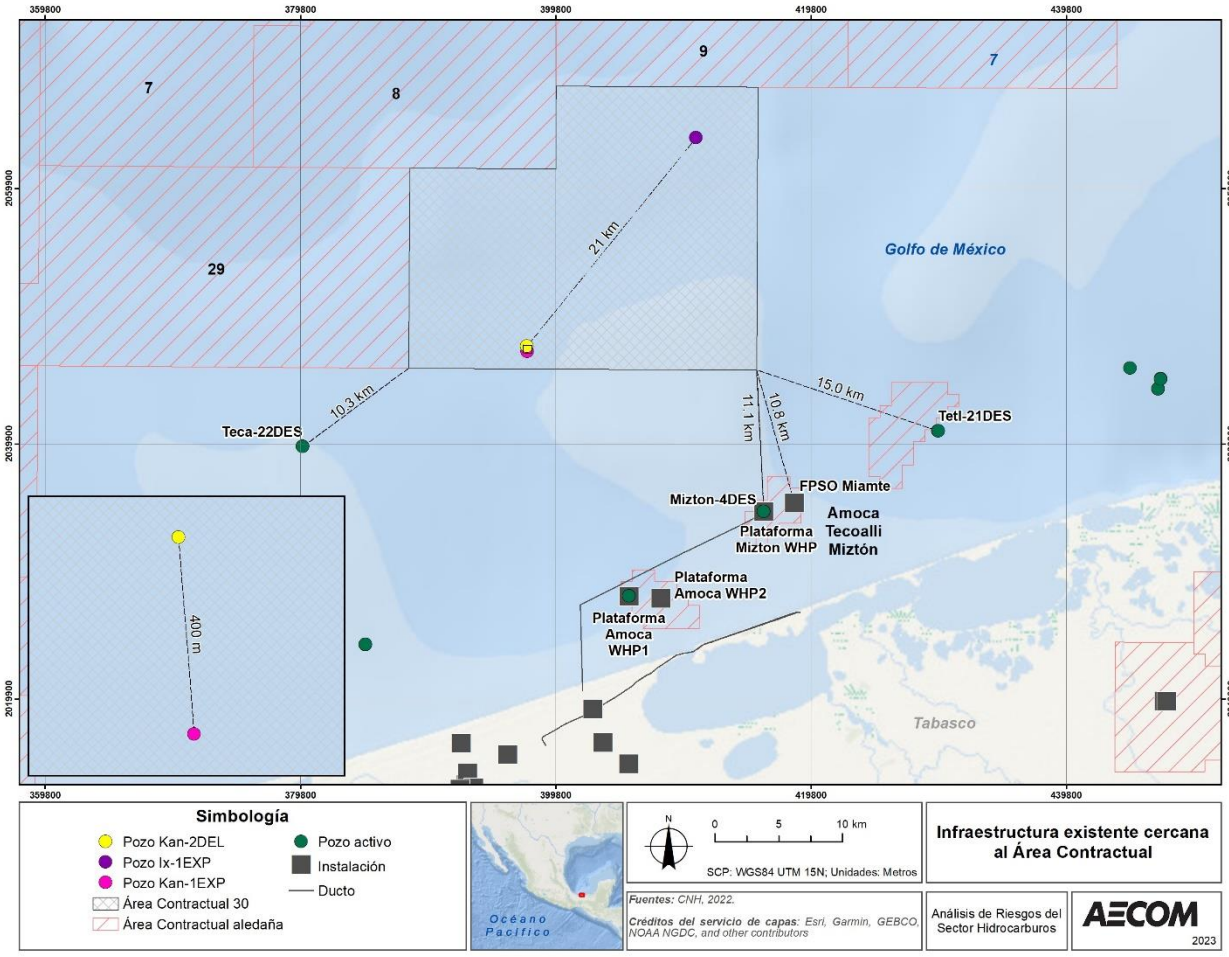

Figura 3-16. Infraestructura preexistente del sector hidrocarburos dentro y cerca del Área Contractual.

Fuente: CNH, 2022, 2023.

4 Análisis y evaluación de riesgos

El presente análisis de riesgo del sector hidrocarburo busca integrar la identificación de peligros, evaluación y el análisis de riesgos, con el fin de determinar metodológica, sistemática y consistentemente los escenarios de riesgo generados por un proyecto y/o instalación, la existencia de dispositivos, sistemas de seguridad, salvaguardas y barreras apropiadas y suficientes para reducir la probabilidad y/o consecuencias de los escenarios de riesgo identificados; incluidos las interacciones de riesgo y vulnerabilidades hacia el personal, población, medio ambiente, instalaciones y producción, así como las recomendaciones o medidas de prevención, control, mitigación y/o para la reducción de riesgos a un nivel tolerable (ASEA, 2020).

No obstante, a fin de dar cumplimiento a los Artículos 30 y 147 de la LGEEPA y a los Artículos 17, primer y último párrafo, y 18 del Reglamento de la Ley General de Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en Materia de Evaluación del Impacto Ambiental, este estudio se entrega junto con la MIA-R enfatizando la identificación y evaluación de los posibles riesgos y sus afectaciones al medio ambiente (eventos de pérdida de contención) donde se involucren sustancias peligrosas, en volúmenes mayores a las cantidades de reporte indicadas en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas (DOF, 1990, 1992), cuyas causas pudieran derivase de un fenómeno natural o actividad humana relacionada con el Proyecto de perforación del Pozo Kan-2DEL, como actividad primordial del Proyecto de Evaluación del descubrimiento de hidrocarburos en el campo Kan y demás actividades relacionadas.

4.1 Identificación de peligros y jerarquización de escenarios de riesgo

La siguiente sección se desarrolló de acuerdo con el Procedimiento Interno de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A) desarrollado por Wintershall Dea con la finalidad de identificar los posibles peligros y riesgos asociados a las actividades de negocio de la organización en materia de seguridad industrial, operativa, protección ambiental y calidad.

El procedimiento citado, se elaboró con base en los siguientes lineamientos:

- ISO 31000:2009 Gestión de riesgos
- NMX-SAST-45001-IMNC-2018 “Sistema de Gestión de la Seguridad y Salud en el trabajo – Requisitos con orientación para su uso”.
- NMX-CC-9001-IMNC-2015 “Sistema de Gestión de la Calidad-Requisitos”.
- NMX-SAA-14001-IMNC-2015 “Sistema de Gestión Ambiental – Requisitos con orientación para su uso”.
- NOM-018-STPS-2000. Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.
- NOM-028-STPS-2012 – Sistema para la administración del trabajo – Seguridad en los procesos y equipos críticos que manejan sustancias químicas peligrosas
- Guía para la elaboración del Análisis De Riesgo Para El Sector Hidrocarburos
- Guía para la elaboración del Estudio de Riesgo Ambiental para empresas que realizan actividades altamente riesgosas del Sector Hidrocarburos

Así mismo, contiene un conjunto integrado de herramientas utilizadas para identificar, evaluar y actuar sobre la seguridad y salud de los trabajadores; la seguridad pública y la salud de la comunidad; el medio ambiente y los activos relacionados con los equipos y la infraestructura y los riesgos para el desarrollo del negocio y la reputación de la compañía; y está diseñado específicamente para abordar riesgos de HES

(Seguridad, Salud y Ambiente) durante el desarrollo de actividades rutinarias y no rutinarias, incluyendo riesgos relacionados con:

- El proceso de exploración, perforación, incluyendo el desmantelamiento y abandono.
- El diseño de las áreas de trabajo, procesos, instalaciones, maquinaria/equipo, operaciones, personal, contratistas, subcontratistas, prestadores de servicios y proveedores, incluyendo la adaptación para personal con necesidades especiales cuando se requiera.
- La infraestructura, equipo, materiales, sustancias y condiciones físicas del lugar de trabajo.
- Cambios actuales o propuestos para la organización.
- Accidentes e incidentes ocurridos en operaciones similares.
- Protocolo de respuesta a emergencias.
- Situaciones que no son controladas por la organización y que ocurren fuera de su lugar de trabajo, pero que pueden causar lesiones o daños a la salud de las personas que se encuentran en el lugar de trabajo y daños al medio ambiente.
- Capacidades físicas y otros factores humanos.

Se establece la importancia de que en la Organización se utilicen e implementen las mejores prácticas nacionales e internacionales para la administración y gestión de Riesgos, y que apliquen el principio ALARP (*As Low As Reasonable Practicable*, por sus siglas en inglés), que permita demostrar que se han implementado o implementarán todas las medidas de control de riesgos para eliminar, prevenir, minimizar o mitigar los posibles escenarios de riesgo derivados de la identificación de peligros, evaluación y análisis de riesgos para llevarlos hasta un nivel de riesgo tan bajo como sea razonablemente práctico.

4.1.1 Análisis preliminar de peligros

Para el análisis preliminar de peligros, se tomó como base la identificación de peligros del Pozo Kan-1EXP realizada en 2022, se actualizó con los riesgos adicionales que se identificaron para esta etapa de evaluación y se incluyeron también las lecciones aprendidas captadas durante la perforación de los pozos Kan-1EXP e Ix-1EXP, perforados en la campaña pasada. Se realizó la revisión de los peligros identificados y se definieron las secciones/nodos del Proyecto:

1. Aspectos generales, exposición laboral
2. Movilización-movimiento de la Plataforma – desmovilización
3. Agujero de 36” y conductor de 30”
4. Agujero de 26” y conductor de 20”
5. Agujero de 17 ½” y tubería de revestimiento de 14 x 13 5/8”
6. Agujero de 12 ¼” x 14 ½“ y liner de 11 ¾”
7. Agujero de 10 5/8” x 12 ¼” y liner de 9 5/8
8. Agujero de 8 ½”
9. *Sidetrack* opcional
10. Corte de núcleo convencional
11. Registro por cable en agujero descubierto
12. Liner de contingencia 7”
13. Taponamiento y abandono

Así mismo, se definieron los posibles receptores de las consecuencias derivadas de la materialización de un evento no deseado:

- Seguridad industrial
- Seguridad física
- Población
- Medio ambiente
- Reputación
- Legal
- Material / financiero / producción / instalación

De acuerdo con el Procedimiento Interno de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A), la identificación de riesgos se llevó a cabo con apoyo de un HAZID (*Hazard Identification*). Este mecanismo, involucra la identificación de riesgos internos, externos, sociales, económicos, políticos, etc.) durante el análisis en un nivel macro de los riesgos potenciales asociados a un proyecto, planta, instalación, etc. Esta metodología permite una visión comprehensiva de los riesgos propios y asociados a la ejecución de cualquier proyecto, actividad(es), plantas e instalaciones y es de gran utilidad y se recomienda para obtener un punto inicial para análisis de riesgos subsecuentes y de mayor especificidad.

Debido a que durante la perforación del Pozo Kan-2DEL se llevarán a cabo actividades consideradas como AAR, específicamente por que se perforan formaciones con presión de poro y que contienen hidrocarburos, se realizó el calculó de las cantidades liberadas de sustancias presentes en la mezcla de hidrocarburo que, debido a su concentración tendrían el potencial de rebasar las cantidades de reporte mencionados en el Primer Listado de AAR durante un evento no deseado (i.e. metano, etano, propano, butano, pentano) por una pérdida de control del pozo durante la perforación del pozo (**Tabla 4-1**). Para ello, se contempló una liberación estimada de 31.7 MMSCFD de gas y 102,269 STBD de crudo partiendo de la composición de la mezcla indicada en la **Tabla 2-3**.

Con base en los cálculos, todas las sustancias identificadas se liberarían simultáneamente dentro de la mezcla del crudo y superarían los límites establecidos en el Primero Listado de AAR en un día de liberación continua en caso de un reventón de pozo.

Tabla 4-1. Cantidades de liberación de sustancias mencionadas en los Listados de AAR.

Parámetros	Metano	Etano	Propano	Butano	Pentano
Cantidad de reporte indicada en Listados de AAR (kg)	500	500	500	500	3,000
Densidad (kg/m^3)	0.66	1.28	1.83	2.52	630
% molar	46.836	18.637	17.244	9.77	6.67
Cantidad liberada (kg/d)*	**276,216.24**	**214,136.17**	**283,265.15**	**221,003.50**	**37,719,891.30**

Nota: *En negritas los volúmenes que rebasan las cantidades de reporte establecidas en los Listados de AAR en un día para una liberación calculadas con un flujo promedio estimado 31.7 MMSCFD y 102,269 STBD. Las densidades respectivas de cada compuesto y los factores de conversión son: 1 MMscfd = 28,316.84 m^3/d y 1 bbl/d = 0.158 m^3/d.

Fuente: DOF, 1992; AECOM, 2023; Wintershall Dea, 2023.

4.1.2 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares

Se realizó una revisión de accidentes o incidentes ocurridos en el mundo y en el Golfo de México, en proyectos costa afuera similares al de la perforación del Pozo Kan-2DEL, en los que se presentó una liberación de hidrocarburos (crudo, diésel), a fin de conocer las principales causas que dieron origen a los eventos no deseados y sus principales consecuencias.

4.1.2.1 Plataformas / Pozos

En la **Tabla 4-2** se presenta el resumen de derrames mayores a 50 bbl en la Plataforma Continental Exterior (OCS, por sus siglas en inglés) ocurridos de 1970 a 2010, que realizó la Oficina de Gestión de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos en 2020. De acuerdo con los resultados de la investigación, las principales causas de los derrames en plataformas fueron:

- Falla de equipo
- Clima (huracán)
- Fuego
- Error humano

Tabla 4-2. Resumen de derrames de crudo mayores a 50 bbl ocurridos de 1970 a 2010 en la OCS.

No.	Fecha	Compañía	Ubicación	Bloque	Tirante de agua (m)	Distancia a la costa (km)	Instalación	Clasificación de derrame (USCG)	Total derramado (bbl)	Causa del incidente y consecuencias	Actividad / Etapa
1	1964-01-20	Gulf Oil Corporation	Nueva Orleans, Luisiana	WD 117	61.0	54.7	Plataforma A	Menor	100	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
2	1964-04-08	Continental Oil Company	Lafayette, Luisiana	EI 208	28.6	77.2	Plataforma A, carguero	Mayor	2,559	Colisión, Fuerzas externas, Falla de equipo, Fuego	Desarrollo / Producción
3	1964-10-03	Signal Oil & Gas Company	Houma, Luisisana	SS 149	16.8	53.1	Plataforma B	Mayor	5,100	Clima, Fuerzas externas, Huracán Hilda	Desarrollo / Producción
4	1964-10-03	Tenneco Oil Company	Houma, Luisisana	SS 199	31.1	70.8	Plataforma A	Moderado	1,589	Clima, Fuerzas externas, Huracán Hilda	Desarrollo / Producción
5	1965-06-21	Continental Oil Company	Lafayette, Luisiana	EI 208	28.6	77.2	Plataforma A	Moderado	500	Clima, Fuerzas externas, Huracán Hilda, Liberación durante abandono de pozo	Desarrollo / Producción
6	1968-02-22	Chevron Oil Company	Nueva Orleans, Luisiana	MP 042	9.4	17.7	Plataforma G	Menor	85	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
7	1969-01-28	Union Oil Company of California	Camarillo, California	6B 5165	57.3	9.7	Plataforma A Pozol #A-21 (SBC, Dos Cuadras)	Mayor	80,000	Falla de equipo, Error humano	Desarrollo / Producción
8	1969-02-22	Shell Offshore, Inc.	Lafayette, Luisiana	SM 027	30.5	77.2	Plataforma A	Moderado	250	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
9	1969-04-11	Shell Offshore, Inc.	Lafayette, Luisiana	EI 189	19.8	56.3	Plataforma B	Menor	100	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
10	1969-09-29	Continental Oil Company	Lake Jackson, Texas	EC 083	17.4	49.9	Plataforma H	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
11	1970-01-07	Humble Oil Co.	Nueva Orleans, Luisiana	WD 073	51.2	35.4	Instalaciones centrales	Menor	228	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
12	1970-02-10	Chevron Oil Company	Nueva Orleans, Luisiana	MP 041	11.9	22.5	Plataforma C	Mayor	65,000	Fuerzas externas, Falla de equipo, Error humano, Fuego, Reventón	Desarrollo / Producción
13	1970-02-28	Mobil Oil Exploration & Producing Southeast I	Lake Jackson, Texas	EC 064	15.2	37.0	Plataforma A	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
14	1970-05-28	Chambers & Kennedy Petroleum, Inc.	Lake Charles, Luisiana	GA 189	17.7	17.7	Plataforma A	Menor	100	Error humano, Explosion/Fuego, 9 Muertes	Desarrollo / Producción

No.	Fecha	Compañía	Ubicación	Bloque	Tirante de agua (m)	Distancia a la costa (km)	Instalación	Clasificación de derrame (USCG)	Total derramado (bbl)	Causa del incidente y consecuencias	Actividad / Etapa
15	1970-10-27	Chevron Oil Company	Nueva Orleans, Luisiana	WD 026	9.1	6.4	Plataforma A	Moderado	395	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
16	1970-12-01	Shell Offshore, Inc.	Houma, Luisisana	ST 026	18.3	12.9	Plataforma B Pozo #B-21, dos plataformas de perforación	Mayor	53,000	Falla de equipo, Explosion/Fuego, Reventón, 36 Heridos, 4 Muertes	Desarrollo / Producción
17	1971-05-15	Union Oil Company of California	Houma, Luisisana	SS 208	31.4	54.7	Plataforma E	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
18	1971-05-27	Continental Oil Company	Houma, Luisisana	GI 047	26.8	29.0	Plataforma C	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
19	1971-05-29	Exxon Corporation/Humble	Nueva Orleans, Luisiana	WD 093	48.8	43.4	Plataforma E	Menor	135	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
20	1971-08-13	Placid Oil Company	Houma, Luisisana	ST 179	48.8	61.1	Plataforma A (4-pile Pozo protector)	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
21	1971-10-16	Amoco Production Company	Lafayette, Luisiana	EI 215	31.1	59.5	Plataforma B Pozos B1 a B5	Moderado	450	Falla de equipo, Explosion/Fuego, Reventón	Desarrollo / Producción
22	1971-12-09	Chambers & Kennedy (C&K) Petroleum, Inc.	Lake Charles, Luisiana	GA 189	17.7	17.7	Plataforma A (Pozo protector)	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
23	1973-01-09	Signal Oil & Gas Company	Nueva Orleans, Luisiana	WD 079	33.5	27.4	Plataforma A	Mayor	9,935	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
24	1973-01-26	Chevron Oil Company	Houma, Luisisana	PL 023	18.6	24.1	Plataforma CA	Mayor	7,000	Clima, Fuerzas externas, Falla de equipo	Desarrollo / Producción
25	1974-07-10	Chambers & Kennedy (C & K) Petroleum, Inc.	Lake Charles, Luisiana	GA 189	18.3	17.7	Plataforma A (Pozo protector)	Menor	130	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
26	1974-09-07	ODECO One Thirteen, Inc.	Houma, Luisisana	PL 020	8.8	16.1	Caisson #13	Menor	75	Clima, Fuerzas externas, Huracán Carmen, Pérdida de control de pozo	Desarrollo / Producción
27	1974-10-04	Continental Oil Company	Houma, Luisisana	SS 094	8.2	16.1	Plataforma A	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
28	1974-11-27	Continental Oil Company	Houma, Luisisana	GI 043	42.7	33.8	Plataforma Q Pozo #Q-5D	Menor	120	Error humano	Desarrollo / Producción
29	1978-05-11	Continental Oil Company	Houma, Luisisana	ST 148	32.0	46.7	Plataforma A	Menor	104	Falla de equipo, Error humano	Desarrollo / Producción
30	1980-11-14	Texaco, Inc.	Lake Charles, Luisiana	HI 206	18.3	43.4	Plataforma A	Moderado	1,456	Clima, Fuerzas externas, Falla de equipo, Huracán Jeanne	Desarrollo / Producción
31	1981-11-28	Gulf Oil Corporation	Nueva Orleans, Luisiana	VK 900	103.6	33.8	Plataforma A Pozo #A-8, Plataforma Marlin 10	Menor	64	Falla de equipo, Error humano, Pérdida de control de pozo	Desarrollo / Producción
32	1984-06-20	Conoco, Inc.	Lafayette, Luisiana	EI 208	28.6	77.2	Plataforma F (Pozo protector)	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
33	1985-02-23	Amoco Production Company	Nueva Orleans, Luisiana	WD 090	59.7	19.3	Plataforma B Pozo B13, Plat Rig Pool #2	Menor	50	Falla de equipo, Pérdida de control de pozo	Desarrollo / Producción
34	1987-03-20	McMoRan Oil & Gas Co.	Lake Jackson, Texas	VR 226	38.4	107.8	Pozo C-3 Jack-up	Menor	60	Falla de equipo, Pérdida de control de pozo	Desarrollo / Producción
35	1988-02-19	Texaco, Inc./Rutherform	Lafayette, Luisiana	EI 275	52.4	103.0	Plataforma A	Menor	50	Falla de equipo, Error humano	Desarrollo / Producción
36	1988-11-16	Chevron U.S.A. Inc.	Nueva Orleans, Luisiana	ST 151	42.7	51.5	Plataforma J	Menor	55	Falla de equipo	Desarrollo / Producción

No.	Fecha	Compañía	Ubicación	Bloque	Tirante de agua (m)	Distancia a la costa (km)	Instalación	Clasificación de derrame (USCG)	Total derramado (bbl)	Causa del incidente y consecuencias	Actividad / Etapa
37	1989-02-15	Sandefer Offshore Operating Co.	Houma, Luisisana	SS 202	34.1	86.9	Plataforma A	Moderado	400	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
38	2001-03-30	Ocean Energy, Inc.	Lake Charles, Luisiana	HI A560	74.1	122.3	Plataforma A	Menor	127	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
39	2002-10-03	Murphy Exploration & Production Company	Houma, Luisisana	SS 119	15.2	24.1	Plataforma #14	Moderado	350	Clima, Fuerzas externas, Falla de equipo, Huracán Lili, Pérdida de control de pozo	Desarrollo / Producción
40	2005-08-29	BP America Production Company	Nueva Orleans, Luisiana	GI 040	26.2	22.5	Plataforma F	Menor	141	Clima, Fuerzas externas, Huracán Katrina	Desarrollo / Producción
41	2005-08-29	BP America Production Company	Nueva Orleans, Luisiana	GI 040	25.3	22.5	Plataforma B	Moderado	242	Clima, Fuerzas externas, Huracán Katrina	Desarrollo / Producción
42	2005-08-29	BP America Production Company	Nueva Orleans, Luisiana	GI 041	27.7	27.4	Plataforma A	Menor	204	Clima, Fuerzas externas, Huracán Katrina	Desarrollo / Producción
43	2005-08-29	BP America Production Company	Nueva Orleans, Luisiana	GI 047	26.8	29.0	Plataforma C	Menor	195	Clima, Fuerzas externas, Huracán Katrina	Desarrollo / Producción
44	2005-08-29	Shell Offshore, Inc.	Nueva Orleans, Luisiana	MC 194	311.8	24.1	Plataforma A-Cognac	Moderado	325	Clima, Fuerzas externas, Huracán Katrina	Desarrollo / Producción
45	2005-12-Q4	Pioneer Natural Resources USA, Inc.	Lake Jackson, Texas	EC 322	70.1	152.9	Plataforma A	Menor	53	Clima, Fuerzas externas, Huracán Rita	Desarrollo / Producción
46	2006-09-Q3	BP Exploration & Production Company	Nueva Orleans, Luisiana	GI 047	26.8	29.0	Plataforma C	Menor	59	Clima, Fuerzas externas, Huracán Katrina, Liberación durante abandono	Desarrollo / Producción
47	2006-12-Q4	Pioneer Natural Resources USA, Inc.	Lake Jackson, Texas	EC 322	70.1	152.9	Plataforma A	Menor	51	Clima, Fuerzas externas, Huracán Rita, Liberación durante abandono	Desarrollo / Producción
48	2008-03-Q1	Wild Pozo Control	Nueva Orleans, Luisiana	GI 047	26.8	29.0	Downed Plataforma C-AUX	Menor	54	Clima, Fuerzas externas, Huracán Katrina, Liberación durante abandono	Desarrollo / Producción
49	2008-09-13	SPN Resources, LLC	Houma, Luisisana	SS 253	57.0	75.6	Plataforma A	Moderado	685	Clima, Fuerzas externas, Huracán Ike	Desarrollo / Producción
50	2008-09-13	El Paso E&P Company, LP	Lafayette, Luisiana	EI 372	126.2	152.9	Plataforma A	Menor	52	Clima, Fuerzas externas, Huracán Ike	Desarrollo / Producción
51	2008-09-13	Flextrend Development Company	Lafayette, Luisiana	GB 072	164.9	263.9	Plataforma A	Menor	200	Clima, Fuerzas externas, Huracán Ike	Desarrollo / Producción
52	2008-09-Q3	Taylor Energy Company	Nueva Orleans, Luisiana	MC 020	146.0	30.6	Desconocida	Menor	72	Clima, Fuerzas externas, Huracán Ivan, Liberación durante abandono	Desarrollo / Producción
53	2008-12-Q4	W & T Offshore	Lafayette, Luisiana	EI 397	143.9	180.2	Plataforma A	Menor	58	Clima, Fuerzas externas, Huracán Ike	Desarrollo / Producción
54	2009-03-Q1	W & T Offshore, Inc.	Lafayette, Luisiana	EI 371	126.5	149.6	Plataforma B	Menor	54	Clima, Fuerzas externas, Huracán Ike, Liberación durante abandono	Desarrollo / Producción
55	2009-12-19	BP Exploration & Production Inc.	Houma, Luisisana	GC 782	1347.2	215.6	Plataforma A-Mad Dog Spar	Menor	50	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
56	2010-12-Q4	Taylor Energy	Nueva Orleans, Luisiana	MC 20	-	-	Plataforma A	Menor	62	Clima, Fuerzas externas, Huracán Ike, Liberación durante abandono	Desarrollo / Producción

Fuente: BOEM, 2020; Adaptado por AECOM, 2023.

En la **Tabla 4-3** se muestra el resumen de derrames ocurridos en el Golfo de México bajo actividades de Petróleos Mexicanos (PEMEX).

Tabla 4-3. Resumen de derrames de hidrocarburo en ambientes marinos de 1979 a 2015 durante las actividades de PEMEX.

No.	Fecha	Instalación	Ubicación	Descripción de lo ocurrido	Cantidad derramada
1	1979	Ixtoc I, pozo exploratorio	Localizado en el Golfo de México, a 965 kilómetros al sur de Texas y 94 kilómetros de Ciudad del Carmen	La compañía nacional petrolera estaba perforando a una profundidad 3.63 kilómetros un pozo de Hidrocarburo, cuando se perdió la barrena y la circulación de lodo de perforación. Debido a esto, se perdió la estabilidad y hubo una explosión de alta presión la cual provocó la pérdida de contención. El Hidrocarburo entró en ignición debido a una chispa y la Plataforma de Perforación colapsó.	3.3 millones de bbl de hidrocarburo que alcanzó zonas costeras.
2	1999	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 1999 de Exploración y Producción se presentaron en el mar.	No disponible
3	2000	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX reporta que el 7% de los derrames registrado durante las actividades de 2000 de Exploración y Producción se presentaron en el mar.	No disponible
4	2001	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 2001 de Exploración y Producción se presentaron en el mar.	No disponible
5	2002	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX reporta que el 1% (200 toneladas) de los derrames registrado durante las actividades de 2002 de Exploración y Producción se presentaron en el mar.	No disponible
6	2003	No disponible	No disponible	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX para el año 2003 se registraron 72 derrames de hidrocarburos en el mar, dos resultantes de las actividades de Refinación (PR) y 70 de Exploración y Producción.	1,022 bbl de hidrocarburo
7	2006	No disponible	No disponible	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX para el año 2006 se registraron 51 derrames de hidrocarburos en el mar.	No disponible
8	2007	Pozo KAB-121	Ubicado a 32 kilómetros (20 millas) de la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), en el Municipio de Paraíso	El mal tiempo provocó que la Plataforma de Perforación auto elevable Usumacinta chocara contra la Kab-121 que perforaba el pozo Kab 103, ocasionando que se rompiera el árbol de válvulas provocando un derrame de Hidrocarburo y gas natural.	No disponible
9	2011	No disponible	No disponible	De acuerdo con al Informe de Responsabilidad Social de PEMEX para el año 2011 se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar.	40 bbl de hidrocarburo
10	2015	Akal-H	Bahía de Campeche, Mexico	Fuga de gas y aceite sin fatalidades o heridos. El accidente afectó la producción diferida de hidrocarburos, en un total de 15,000 barriles. La compañía petrolera reprimió el incendio utilizando cuatro buques de respuesta a emergencias.	No disponible
11	2015	Abkatún A	Bahía de Campeche, México	El incendio en el área de deshidratación y bombeo de Abkatún Permanente, parte del complejo Abkatún-Pol-Chuc en el estrecho de Campeche, dejó siete muertos, 45 heridos y afectó la producción.	No disponible
12	2023	Nohoch-A	Sonda de Campeche, Golfo de México	No se cuenta con información sobre la causa del derrame, sin embargo, ocurrió durante un incendio de en la plataforma por error humano El accidente resulto en dos muertos, varios heridos y personas desaparecidas.	365 bbl de hidrocarburo

Fuente: PEMEX, 2011.

4.1.2.2 Embarcaciones

En la **Tabla 4-4** se presenta el resumen de derrames de diésel mayores a 50 bbl ocurridos en la OCS) de 1640 a 2010, que realizó la BOEM en 2020.

Partiendo de los resultados de la investigación, las principales causas de los derrames en plataformas fueron:

- Falla de equipo
- Clima (huracán, fuerzas externas)
- Colisión
- Error humano

Tabla 4-4. Resumen de derrames de diésel de embarcaciones mayores a 50 bbl ocurridos de 1964 a 2010 en la OCS.

Fecha	Compañía	Ubicación	Bloque	Tirante de agua (m)	Distancia a la costa (km)	Instalación	Clasificación de derrame (USCG)	Total, derramado (bbl)	Causa del incidente	Actividad / Etapa
1975-03-18	Mobil-GC Corporation	Houma, Luisiana	GI 095	64.0	69.2	Plataforma A (8-pile fixed) & workboat "Midnight Worker"	Menor	166	Colisión, Fuerzas externas, Falla de equipo	Desarrollo / Producción
1979-01-31	Shell Offshore, Inc.	Nueva Orleans, Luisiana	WD 105	69.5	56.3	Plataforma D OSV "Oceanus"	Menor	165	Clima, Fuerzas externas, Falla de equipo	Desarrollo / Producción
1980-03-08	Shell Offshore, Inc.	Lafayete, Luisiana	EI 189	19.8	56.3	Plataforma B (fixed) OSV "Mr. Offshore"	Moderado	258	Clima, Human Errror, Colisión, Fuerzas externas, Falla de equipo	Desarrollo / Producción
1980-05-16	Exxon Corporation	Nueva Orleans, Luisiana	WD 073	51.2	40.2	Plataforma A (fixed) & OSV "Red Fox"	Menor	150	Falla de equipo	Desarrollo / Producción
1983-05-16	Atlantic Richfield Company	Lake Kackson, Luisiana	WC 250	23.8	77.2	Rig J-Storm XV, workboat	Menor	95	Clima, Colisión, Fuerzas externas, Falla de equipo	Exploración
1994-11-23	not identified	Lake Kackson, Luisiana	VR 285	54.9	128.7	Embarcación sísmica y otra embarcación	Menor	148	Clima, Fuerzas externas, Falla de equipo, Error humano	Exploración
1995-10-03	Meridian Oil, Inc.	Lake Charles, Lusiana	HI A371	131.1	160.9	Jack-up Rig Rowan Gorilla IV & embarcación de trabajo	Menor	89	Clima, Alisión, Fuerzas externas, Error humano, Huracán Opal	Exploración
1996-09-29	Enserch Exploración, Inc.	Lafayete, Luisiana	GB 388	638.8	275.1	Plataforma A-Cooper FPF, SemisubRig EnsearchCooper & OSV Seacoor Champion	Menor	105	Clima, Colisión, Fuerzas externas, Falla de equipo	Desarrollo / Producción
1999-01-23	Snyder Oil Corporation	Nueva Orleans, Luisiana	MP 259	119.5	144.8	Plataforma A (8-pile fixed) OSV "Bolling Tide"	Menor	105	Clima, Fuerzas externas, Colisión, Falla de equipo	Desarrollo / Producción
2003-05-10	Stone Energy LLC	Lafayete, Luisiana	EI 243	44.5	77.2	Plataforma D (3-pile caisson), M/V "Mr. C"	Moderado	430	Error humano, Colisión, Fuerzas externas	Desarrollo / Producción
2003-06-19	Abdon Calais	Lake Kackson, Luisiana	WC 100	13.4	22.5	OSV "Leah"	Menor	60	Error humano	Desarrollo / Producción

Fuente: BOEM, 2020.

Además de los antecedentes detallados previamente, durante la campaña de perforación del Pozo Kan-1EXP, se presentaron tres incidentes que se describen en la **Tabla 4-5**.

Tabla 4-5. Incidentes ocurridos durante la campaña de perforación del Pozo Kan-1EXP.

Fecha	Compañía	Ubicación	Bloque	Instalación	Descrpción del incidente	Causa del incidente
2022-11-18	Wintershall Dea	Golfo de México	B30 – AS-CS-14	Plataforma Borr Ran	Dos placas guía redondas de acero con peso de 2.5 kg, cayeron del *Casing Running Tool* al recoger una junta de carcasa de la conveyor machine de una altura aproximada de 11 m. No había personal en la zona roja del suelo de perforación en el momento de la operación. Al momento en que las placas cayeron las operaciones se detuvieron.	- Movimiento excesivo de TRB - Check list previo a las actividades fue insuficiente para brindar guías adecuadas. - El turno de día no instalo la retención secundaria en las palcas del TRB después de los ajustes hechos a este.
2023-03-03	Wintershall Dea	Golfo de México	B30 – AS-CS-14	Plataforma Borr Ran	Dos sets de pernos cayeron de una altura de aproximada de 17 m con un peso de 220 g mientras se llevaban a cabo actividades de POOH y rackin 5 7/8 DP. No había personal dentro de la zona roja durante el incidente.	- Personal incapacitado para la inspección
2023-04-07	Wintershall Dea	Golfo de México	B30 – AS-CS-14	Plataforma Borr Ran	Caída de y un perno y tuerca de aproximadamente 25 m de altura debido a la vibración provocada cuando se cortaba el conductor de 30". Las operaciones se detuvieron al momento del incidente. No había personal dentro de la zona roja durante el incidente.	Vibración excesiva debido a las actividades de corte

Fuente: Wintershall Dea, 2022, 2023.

4.1.3 Identificación de peligros y escenarios de riesgo

4.1.3.1 Taller de identificación de riesgos

La evaluación de riesgos parte de la identificación de peligros en el lugar de trabajo, los cuales deberán estar relacionados a las actividades del Proyecto. Como se mencionó previamente, de acuerdo con el Procedimiento Interno de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A) desarrollado por Wintershall Dea, la identificación de riesgos se llevó a cabo a través de un HAZID (*Hazard Identification*).

Este ejercicio se realizó el 22 de noviembre de 2023 por un grupo multidisciplinario de especialistas de Wintershall Dea y AECOM, con experiencia y competencia para analizar e identificar medidas de control o mitigación para los riesgos relacionados con el proyecto y tomó con base el análisis preliminar de peligros.

En la **Tabla 4-6** se muestra la lista de participantes del grupo multidisciplinario involucrado en la elaboración del HAZID para el Proyecto (la minuta y lista de asistencia del taller puede encontrarse en el **Anexo 5**).

Tabla 4-6. Lista de participantes del taller de identificación de peligros - 22 de noviembre de 2023.

Nombre	Cargo
Wintershall Dea	
Jorge Eduardo Sánchez	Gerente HSE
Carmen Trejo	Técnico regulatorio
Irwing Esqueda	Especialista técnico
Kut Karahasan	Superintendente de perforación
Victor Manuel Bárcenas	HSEQ costa afuera
Paulino Alcántara Vázquez	Especialista ambiental
Juan Marcelino Delgadillo	Ingeniero de perforación
Ludovic Mohr	Gerente de perforación
AECOM	
Susana Hernández	Especialista en riesgo
Edith Morales	Gerente de Proyecto
Johana Martínez	Supervisor Ambiental
Santiago Gajá	Gerente Ambiental
Ana Nolasco	Bióloga
Miguel Arriaga	Director Ambiental

Nota: HSE: Health, Safety, Environment. HSEQ: Health, Safety, Environment, Quality.

Fuente: AECOM, 2023.

Durante la sesión se llevó a cabo lo siguiente:

1. Revisión y actualización de los peligros, causas y consecuencias definidas en partir de las hojas de trabajo del Pozo Kan-1EXP elaboradas por el equipo de perforación de Wintershall Dea, de acuerdo con las actividades y características del Pozo Kan-2DEL.
2. Revisión de las medidas preventivas y de mitigación o control de los riesgos definidas para el Pozo Kan-1EXP y actualización para los aplicables al Pozo Kan-2DEL.

3. Evaluación del riesgo (probabilidad e impacto) de la ocurrencia de los peligros a partir de las matrices de jerarquización indicadas en la **Tabla 4-9** y **Tabla 4-10** y de acuerdo con el procedimiento interno de Wintershall Dea.
4. Identificación de las recomendaciones técnico-operativas y responsables, para la disminución del riesgo.

4.1.3.2 Criterios de ponderación de riesgos

Considerando el Procedimiento Interno de Evaluación de Riesgos HSEQ (Matriz de riesgos) (WD-CON-0030), para llevar a cabo el análisis de riesgo durante el taller de identificación de riesgos, se utilizará la matriz de ponderación 5x5 presentada en la **Tabla 4-7** y los criterios de clasificación de riesgos presentados en la **Tabla 4-8.**

Tabla 4-7. Matriz de ponderación 5 x 5.

Impacto (Consecuencia)			Probabilidad (Frecuencia) 1 Extremadamente improbable (0-2%)	2 Muy improbable (>2-10%)	3 Improbable (>10-25%)	4 Posible (>25-50%)	5 Probable (>50%)
	5	Muy alto	5	10	15	20	25
	4	Alto	4	8	12	16	20
	3	Mediano	3	6	9	12	15
	2	Bajo	2	4	6	8	10
	1	Muy bajo	1	2	3	4	5

Fuente: Wintershall Dea, 2022.

Tabla 4-8. Criterios de clasificación de riesgo.

Nivel de riesgo	Puntaje	Definición del riesgo
Alto	15 – 25	**Riesgo inaceptable:** El riesgo es básicamente inaceptable y deberá reducirse eficazmente a través de medidas adecuadas de control del riesgo. Si el nivel de riesgo no puede reducirse lo suficiente, se revisará críticamente si el proceso o actividad que plantea el riesgo debe modificarse significativamente mediante un procedimiento de gestión del cambio o detenerse por completo. El riesgo sólo puede aceptarse en casos extraordinarios previa aprobación del Consejo de Administración.
Medio	5 – 12	**Riesgo tolerable (Nivel ALARP):** El riesgo es básicamente tolerable, pero debe reducirse aún más, siempre que sea posible y adecuado, de acuerdo con el principio ALARP. El riesgo objetivo resultante de medidas adicionales de control de riesgos debe ser "tan bajo como sea razonablemente posible" (ALARP), es decir, el riesgo es tolerable sólo si se lleva a cabo una reducción adicional del riesgo (medidas adicionales de control del riesgo) resultaría impráctico o muy desproporcionado en relación con los costos relacionados.

Nivel de riesgo	Puntaje	Definición del riesgo
		El riesgo puede aceptarse con la aprobación del Consejero responsable (puntuación 10-12) o el Propietario del Riesgo responsable (puntuación < 10).
Bajo	1 – 4	**Riesgo aceptable:** El riesgo es básicamente aceptable y normalmente no se requieren medidas adicionales. No obstante, deberá garantizarse que el riesgo se mantenga en este nivel. Además, cualquier precaución exigida por la legislación o las normas aplicables, incluidas las instrucciones del fabricante o las fichas de datos de seguridad para herramientas o productos peligrosos independientemente del riesgo evaluado. Incluso los riesgos aceptables deberán reducirse el principio ALARP o si así lo exige la legislación.

Fuente: Wintershall Dea, 2022.

Para la clasificación probabilidad y consecuencia, se utilizarán las matrices de clasificación de frecuencia e impactos presentadas en la **Tabla 4-9** y **Tabla 4-10**, respectivamente.

Tabla 4-9. Matriz de ponderación de frecuencia (probabliidad).

1	2	3	4	5
0% - 2%	**>2% - 10%**	**>10% - 25%**	**>25% - 50%**	**>50%**
Poco frecuente o sin conocimiento en la industria	Ocurre no más de una vez cada 10 años en la industria	Ocurre una vez entre 4 y 10 años en la compañía o en la industria	Ocurre una vez entre 2 y 4 años en la compañía	Ocurre con mayor frecuencia que cada 2 años en la empresa
Poco frecuente o sin conocimiento en la industria de E&P	Poco frecuente o sin conocimiento en la industria E&P	Poco frecuente a sin conocimiento en la industria de E&P	Este tipo de incidentes ha ocurrido varias veces en operaciones similares en las operaciones de E&P	Pasa varias veces al año en operaciones similares en la industria de E&P

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

Tabla 4-10. Matriz de ponderación de impacto (consecuencia).

			Área						
			Seguridad industrial	**Seguridad física**	**Población**	**Medio ambiente**	**Reputación**	**Legal**	**Material / Financiero / Producción / Instalación**
Impacto	5	Muy alto	Fatalidades múltiples	Fatalidades múltiples por un ataque mayor	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 100 fatalidades	Contaminación persistente o impacto a largo termino, daño permanente (Tiempo de restitución >5 años) sobre la población del ecosistema o áreas naturales protegidas	Extensiva atención internacional en los medios de comunicación y con otras partes interesadas eje: operaciones, aspectos financieros y reclutamiento de talento	Pérdida de licencia para operar o intervenciones por parte del gobierno	>10 M USD
	4	Alto	Fatalidad	Fatalidad por agresión / Agresión con dispositivo explosivo	Heridas o daños físicos que pueden resultar en más de 15 a 100 fatalidades	Contaminación o impacto a largo termino (Tiempo de restitución 2 – 5 años) sobre la población del ecosistema o áreas naturales protegidas	Extensiva atención nacional en los medios de comunicación y con otras partes interesadas eje: operaciones, aspectos financieros y reclutamiento de talento	Investigaciones mayores / Casos en corte / Multas significativas	6 – 10 M USD
	3	Medio	Días perdidos por incapacidad (LWDC)	Secuestro, agresión con arma de fuego, amenaza de muerte	Heridas o daños físicos que pueden resultar de 4 a 5 fatalidades	Contaminación o impacto a mediano termino (Tiempo de restitución de 6 meses - 2 años) sobre la población del ecosistema o áreas naturales protegidas	Inquietud pública y cobertura de medios regionales con posibles consecuencias locales: eje, operaciones, aspectos financieros y reclutamiento de talento	Aviso de ejecución / Multa	4 – 6 M USD
	2	Bajo	Casos de trabajo restringido (RWDC) / Casos de tratamiento médico (MTC)	Agresión física / Amenaza personal	Heridas o daños físicos que pueden resultar en 3 fatalidades. Evento que requiere de hospitalización en gran escala	Pequeña contaminación con un daño a corto plazo (Tiempo de restitución < 6 meses) sobre la población del ecosistema o áreas naturales protegidas	Algunas inquietudes públicas y coberturas en medios locales con impactos mínimos en las operaciones locales (bajo impacto a la imagen)	Advertencia por escrito	2 – 4 USD
	1	Muy bajo	Primeros auxilios (FAC)	Amenaza no personal	Heridas o daños físicos reportables y/o que se atienden con primeros auxilios. Evento que requiere de evacuación. Ruidos, olores e impacto visual que se puede detectar.	Contaminación muy pequeña o impacto muy limitado (Tiempo de restitución < 1 mes) sobre la población del ecosistema o áreas naturales protegidas	Alertas locales, pero ninguna inquietud pública, daño bajo de manera temporal	Discusiones y/o recomendaciones informales	< 2 M USD

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

Una vez llevada a cabo la ponderación de los escenarios, se determinará el Riesgo (R) a partir del producto del factor de la probabilidad (frecuencia) por el factor del impacto (consecuencia) de acuerdo con la **Ecuación 4-1**.

$$R = P\ x\ I$$

Ecuación 4-1. Determinación del valor de riesgo.

Donde:

R: Riesgo

P: Probabilidad (frecuencia)

I: Impacto (consecuencia)

4.1.3.3 Resultados del HAZID y evaluación del riesgo

A partir del taller de identificación de peligros se identificaron 143 peligros a lo largo de las 13 secciones/nodos identificados en el Proyecto de acuerdo con la **Tabla 4-11**. En el **Anexo 6** se encuentran las hojas de trabajo del HAZID.

Tabla 4-11.Resumen de nodos y peligros.

Sección / Nodo	Peligros
1. Aspectos generales, exposición laboral	25
2. Movilización-Desmovilización de la plataforma	9
3. Perforación de agujero de 36" y conductor de 30"	10
4. Perforación de agujero de 26" y conductor de 20"	12
5. Perforación de agujero de 17 ½" y tubería de revestimiento de 14 x 13 ⅝"	13
6. Perforación de agujero de 12 ¼" x 14 ½" y tubería de revestimiento de 11 ¾"	13
7. Perforación de agujero de 10 ⅝" x 12 ¼" y tubería de revestimiento de 9 ⅝"	17
8. Perforación de agujero de 8 ½"	8
9. *Sidetrack* opcional	6
10. Corte de núcleo convencional	5
11. Registro por cable en pozo abierto	9
12. Revestimiento de contingencia de 7"	8
13. Taponamiento y abandono	8

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

A partir de los resultados, los peligros evaluados se clasificaron para cada receptor de acuerdo con lo presentado de la **Tabla 4-12** a la **Tabla 4-18**.

Tabla 4-12. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Seguridad Industrial/Personal en el Pozo Kan-2DEL.

Impacto (Consecuencia)		Extremadamente improbable (0-2%)	Muy improbable (>2-10%)	Improbable (>10-25%)	Posible (>25-50%)	Probable (>50%)
5	Muy alto	1.13, 1.17				
4	Alto	1.18, 2.02, 2.03	3.03, 4.01			
3	Mediano	1.12, 1.14, 1.19, 1.20, 2.04, 10.02, 10.03, 10.04, 11.09	1.09	1.11		
2	Bajo					
1	Muy bajo	1.01, 1.10, 1.15, 1.23, 2.05, 2.06, 2.07, 2.08, 3.02, 3.04, 3.08, 3.09, 3.10, 4.04, 4.06, 5.05, 5.06, 5.09, 5.12, 5.13, 6.04, 7.04, 7.05, 7.06, 7.09, 8.03, 8.06, 8.07, 9.01, 9.02, 9.03, 9.04, 9.06, 10.1,11.01, 11.02, 11.05, 11.06, 11.08, 13.01, 13.02, 13.03, 13.04, 13.07, 13.08	1.02, 1.03, 1.06, 1.08, 1.16, 1.22, 2.01, 3.01, 3.05, 3.06, 3.07, 4.02, 4.03, 4.05, 4.08, 4.09, 4.10, 5.01, 5.02, 5.04, 5.08, 5.10, 6.01, 6.02, 6.03, 6.06, 6.07, 6.08, 6.09, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 7.01, 7.02, 7.03, 7.08, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 8.01, 8.02, 8.05, 9.05, 11.03, 11.04, 11.07, 12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 13.05, 13.06	1.04, 1.05, 1.07, 1.21, 4.07, 4.11, 4.12, 5.03, 5.07, 5.11, 6.05, 7.07, 8.04		

Fuente: Wintershall Dea, 2023; AECOM, 2023.

Tabla 4-13. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Seguridad Física en el Pozo Kan-2DEL.

Impacto (Consecuencia)		Extremadamente improbable (0-2%)	Muy improbable (>2-10%)	Improbable (>10-25%)	Posible (>25-50%)	Probable (>50%)
5	Muy alto					
4	Alto	1.18				
3	Mediano					
2	Bajo					
1	Muy bajo	1.01, 1.10, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, 1.17, 1.19, 1.20, 1.23, 2.02, 2.03, 2.04, 2.05, 2.06, 2.07, 2.08, 3.02, 3.04, 3.08, 3.09, 3.10, 4.04, 4.06, 5.05, 5.06, 5.09, 5.12, 5.13, 6.04, 7.04, 7.05, 7.06, 7.09, 8.03, 8.06, 8.07, 9.01, 9.02, 9.03, 9.04, 9.06, 10.1, 10.02, 10.03, 10.04 11.01, 11.02, 11.05, 11.06, 11.08, 11.09, 13.01, 13.02, 13.03, 13.04, 13.07, 13.08	1.02, 1.03, 1.06, 1.08, 1.09, 1.16, 1.22, 2.01, 3.01, 3.03, 3.05, 3.06, 3.07, 4.01, 4.02, 4.03, 4.05, 4.08, 4.09, 4.10, 5.01, 5.02, 5.04, 5.08, 5.10, 6.01, 6.02, 6.03, 6.06, 6.07, 6.08, 6.09, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 7.01, 7.02, 7.03, 7.08, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 8.01, 8.02, 8.05, 9.05, 11.03, 11.04, 11.07, 12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 13.05, 13.06	1.04, 1.05, 1.07, 1.11, 1.21, 4.07, 4.11, 4.12, 5.03, 5.07, 5.11, 6.05, 7.07, 8.04		

Fuente: Wintershall Dea, 2023; AECOM, 2023.

Tabla 4-14. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Población en el Pozo Kan-2DEL.

Impacto (Consecuencia)		Extremadamente improbable (0-2%)	Muy improbable (>2-10%)	Improbable (>10-25%)	Posible (>25-50%)	Probable (>50%)
5	Muy alto					
4	Alto	2.02, 2.03				
3	Mediano	1.19	1.09			
2	Bajo					
1	Muy bajo	1.01, 1.10, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, 1.17, 1.18, 1.20, 1.23, 2.04, 2.05, 2.06, 2.07, 2.08, 3.02, 3.04, 3.08, 3.09, 3.10, 4.04, 4.06, 5.05, 5.06, 5.09, 5.12, 5.13, 6.04, 7.04, 7.05, 7.06, 7.09, 8.03, 8.06, 8.07, 9.01, 9.02, 9.03, 9.04, 9.06, 10.1, 10.02, 10.03, 10.04, 11.01, 11.02, 11.05, 11.06, 11.08, 11.09, 13.01, 13.02, 13.03, 13.04, 13.07, 13.08	1.02, 1.03, 1.06, 1.08, 1.16, 1.22, 2.01, 3.01, 3.03, 3.05, 3.06, 3.07, 4.01, 4.02, 4.03, 4.05, 4.08, 4.09, 4.10, 5.01, 5.02, 5.04, 5.08, 5.10, 6.01, 6.02, 6.03, 6.06, 6.07, 6.08, 6.09, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 7.01, 7.02, 7.03, 7.08, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 8.01, 8.02, 8.05, 9.05, 11.03, 11.04, 11.07, 12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 13.05, 13.06	1.04, 1.05, 1.07, 1.11, 1.21, 4.07, 4.11, 4.12, 5.03, 5.07, 5.11, 6.05, 7.07, 8.04		

Fuente: Wintershall Dea, 2023; AECOM, 2023.

Tabla 4-15. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Medio Ambiente en el Pozo Kan-2DEL.

Impacto (Consecuencia)		Extremadamente improbable (0-2%)	Muy improbable (>2-10%)	Improbable (>10-25%)	Posible (>25-50%)	Probable (>50%)
5	Muy alto	1.17				
4	Alto	2.02, 2.03				
3	Mediano	1.19	1.09			
2	Bajo					
1	Muy bajo	1.01, 1.10, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, 1.18, 1.20, 1.23, 2.04, 2.05, 2.06, 2.07, 2.08, 3.02, 3.04, 3.08, 3.09, 3.10, 4.04, 4.06, 5.05, 5.06, 5.09, 5.12, 5.13, 6.04, 7.04, 7.05, 7.06, 7.09, 8.03, 8.06, 8.07, 9.01, 9.02, 9.03, 9.04, 9.06, 10.1, 10.02, 10.03, 10.04, 11.01, 11.02, 11.05, 11.06, 11.08, 11.09, 13.01, 13.02, 13.03, 13.04, 13.07, 13.08	1.02, 1.03, 1.06, 1.08, 1.16, 1.22, 2.01, 3.01, 3.03, 3.05, 3.06, 3.07, 4.01, 4.02, 4.03, 4.05, 4.08, 4.09, 4.10, 5.01, 5.02, 5.04, 5.08, 5.10, 6.01, 6.02, 6.03, 6.06, 6.07, 6.08, 6.09, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 7.01, 7.02, 7.03, 7.08, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 8.01, 8.02, 8.05, 9.05, 11.03, 11.04, 11.07, 12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 13.05, 13.06	1.04, 1.05, 1.07, 1.11, 1.21, 4.07, 4.11, 4.12, 5.03, 5.07, 5.11, 6.05, 7.07, 8.04		

Fuente: Wintershall Dea, 2023; AECOM, 2023.

Tabla 4-16. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Reputación en el Pozo Kan-2DEL.

Impacto (Consecuencia)		Extremadamente improbable (0-2%)	Muy improbable (>2-10%)	Improbable (>10-25%)	Posible (>25-50%)	Probable (>50%)
5	Muy alto					
4	Alto	2.02, 2.03				
3	Mediano	1.19	1.09			
2	Bajo					
1	Muy bajo	1.01, 1.10, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, 1.17, 1.18, 1.20, 1.23, 2.04, 2.05, 2.06, 2.07, 2.08, 3.02, 3.04, 3.08, 3.09, 3.10, 4.04, 4.06, 5.05, 5.06, 5.09, 5.12, 5.13, 6.04, 7.04, 7.05, 7.06, 7.09, 8.03, 8.06, 8.07, 9.01, 9.02, 9.03, 9.04, 9.06, 10.1, 10.02, 10.03, 10.04, 11.01, 11.02, 11.05, 11.06, 11.08, 11.09, 13.01, 13.02, 13.03, 13.04, 13.07, 13.08	1.02, 1.03, 1.06, 1.08, 1.16, 1.22, 2.01, 3.01, 3.03, 3.05, 3.06, 3.07, 4.01, 4.02, 4.03, 4.05, 4.08, 4.09, 4.10, 5.01, 5.02, 5.04, 5.08, 5.10, 6.01, 6.02, 6.03, 6.06, 6.07, 6.08, 6.09, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 7.01, 7.02, 7.03, 7.08, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 8.01, 8.02, 8.05, 9.05, 11.03, 11.04, 11.07, 12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 13.05, 13.06	1.04, 1.05, 1.07, 1.11, 1.21, 4.07, 4.11, 4.12, 5.03, 5.07, 5.11, 6.05, 7.07, 8.04		

Fuente: Wintershall Dea, 2023; AECOM, 2023.

Tabla 4-17. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Legal en el Pozo Kan-2DEL.

Impacto (Consecuencia)		Extremadamente improbable (0-2%)	Muy improbable (>2-10%)	Improbable (>10-25%)	Posible (>25-50%)	Probable (>50%)
5	Muy alto					
4	Alto	2.02, 2.03				
3	Mediano	1.19, 2.07	1.09			
2	Bajo					
1	Muy bajo	1.01, 1.10, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, 1.17, 1.18, 1.20, 1.23, 2.04, 2.05, 2.06, 2.08, 3.02, 3.04, 3.08, 3.09, 3.10, 4.04, 4.06, 5.05, 5.06, 5.09, 5.12, 5.13, 6.04, 7.04, 7.05, 7.06, 7.09, 8.03, 8.06, 8.07, 9.01, 9.02, 9.03, 9.04, 9.06, 10.1, 10.02, 10.03, 10.04, 11.01, 11.02, 11.05, 11.06, 11.08, 11.09, 13.01, 13.02, 13.03, 13.04, 13.07, 13.08	1.02, 1.03, 1.06, 1.08, 1.16, 1.22, 2.01, 3.01, 3.03, 3.05, 3.06, 3.07, 4.01, 4.02, 4.03, 4.05, 4.08, 4.09, 4.10, 5.01, 5.02, 5.04, 5.08, 5.10, 6.01, 6.02, 6.03, 6.06, 6.07, 6.08, 6.09, 6.10, 6.11, 6.12, 6.13, 7.01, 7.02, 7.03, 7.08, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14, 7.15, 7.16, 7.17, 8.01, 8.02, 8.05, 9.05, 11.03, 11.04, 11.07, 12.01, 12.02, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 13.05, 13.06	1.04, 1.05, 1.07, 1.11, 1.21, 4.07, 4.11, 4.12, 5.03, 5.07, 5.11, 6.05, 7.07, 8.04		

Fuente: Wintershall Dea, 2023; AECOM, 2023.

Tabla 4-18. Clasificación de riesgos identificados para el receptor Materiales / Financieros / Producción / Instalación en el Pozo Kan-2DEL.

Impacto (Consecuencia)			Extremadamente improbable (0-2%)	Muy improbable (>2-10%)	Improbable (>10-25%)	Posible (>25-50%)	Probable (>50%)
5	Muy alto		1.13, 1.17				
4	Alto		2.02, 2.03, 3.02, 6.04	3.01, 3.03, 4.01, 13.06			
3	Mediano		1.12, 1.19, 1.20, 1.23, 2.06, 2.07, 2.08, 3.04, 4.04, 4.06, 5.06, 5.09, 7.04, 7.06, 8.03, 9.01, 9.02, 9.03, 9.04, 9.06, 10.1, 11.01, 11.02, 11.05, 11.06, 11.08, 11.09, 13.01, 13.02, 13.03, 13.04, 13.07, 13.08	1.06, 1.09, 1.16, 3.05, 3.06, 4.05, 5.02, 5.10, 6.01, 6.07, 6.08, 6.09, 6.10, 6.11, 6.13, 7.01, 7.03, 7.10, 7.11, 7.12, 7.13, 7.14, 7.17, 8.02, 11.03, 11.04, 11.07, 12.01, 12.03, 12.04, 12.05, 12.06, 12.07, 12.08, 13.05	1.05, 1.07, 1.11, 1.21, 4.07, 4.11, 4.12, 5.03, 5.07, 5.11, 6.05, 7.07, 8.04		
2	Bajo		2.05, 3.08, 3.09, 3.10, 5.05, 5.12, 5.13, 7.05, 7.09, 8.06, 8.07	2.01, 3.07, 4.02, 4.03, 4.08, 4.09, 4.10, 5.01, 5.04, 5.08, 6.02, 6.03, 6.06, 6.12, 7.02, 7.08, 7.15, 7.16, 8.01, 8.05, 9.05, 12.02	1.04		
1	Muy bajo		1.01, 1.10, 1.14, 1.15, 1.18, 2.04, 10.02, 10.03, 10.04	1.02, 1.03, 1.08, 1.22			

Fuente: Wintershall Dea, 2023; AECOM, 2023.

En el **Anexo 6** se encuentra el listado de todos los riesgos identificados ordenados de mayor a menor nivel de riesgo.

4.1.3.3.1 Peligros asociados a la liberación de sustancias peligrosas

Una vez realizada la clasificación de riesgos, se seleccionaron aquellos eventos que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas o la liberación no deseada de sustancias que al ser emitidas puedan causar daños al ambiente, a las personas y/o a las instalaciones debido a sus propiedades tóxicas, inflamables o explosivas mencionadas en la **sección 2.1.3** de este documento.

La liberación hacia el medio ambiente de hidrocarburos durante el Proyecto se puede asociar directamente a un reventón de pozo (*blow out*) que ocurre en el improbable caso que la barrera primaria (normalmente lodo en el pozo) y la secundaria (BOP) fallen, resultando en la liberación de hidrocarburo al mar. Así como la colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma, que puede resultar en la liberación de diésel al mar. En la **Tabla 4-19** se muestran los peligros asociados a la liberación de estas sustancias.

Tabla 4-19. Peligros asociados a la liberación de sustancias peligrosas.

							Impacto (receptores)							
Nodo	ID	Peligro	Causa	Consecuencia	Salvaguardas	F	Seg. In / Per	Seg. Fis	Población	M.A.	Reputación	Legal	Mat / Fin. /	MR
1. Aspectos generales, exposición laboral	1.09	Aspectos generales (aplicable a todas las secciones): Evento de control de pozo (brote, *blowout* interno, *blowout*)	• Peso de lodo insuficiente • Presión de poro superior a los valores planeados • Inadecuado control de volumen / monitoreo de parámetros del pozo • Suabeo durante los viajes	Medio ambiente Población Reputación Legal Reventón Derrame Seguridad industrial / personal Seguridad física Lesiones, fatalidades Materiales / Financieros / Producción / Instalación Pérdida potencial de la MODU Pérdida potencial de la integridad del pozo Pérdida de control del pozo con reventón / extinción de incendio	1. Predicción adecuada de la presión de poro. 2. Incertidumbre sísmica incorporada a los criterios de TD. 3. MPD 4. Velocidad de viajes controlada para evitar suabeo. 5. Control del peso y las propiedades del lodo. 6. Sistema de detección temprana de patadas 7. Alarmas de detección temprana de brotes, control del tanque de viajes, hoja de viajes. 8. Procedimiento de cierre y control de pozos 9. Certificación de control de pozos para toda la tripulación relevante 10. Simulacros de brote según el documento puente 11. Control de las fuentes de ignición. 12. BHA equipado con válvula flapper 13. Válvula de seguridad totalmente abierta en superficie. 14. Existencia de lodo de matar disponible. 15. Plan de respuesta a emergencias 16. Plan de respuesta ante derrames. 17. Plan de contingencia de reventón (BOCP). 18. Medios de reunión y evacuación de la tripulación 19. Formación BOSIET	2	3	3	3	3	3	3	3	6
1. Aspectos generales, exposición laboral	1.19	Inhabilidad para operar el BOP (aplicable a todas las secciones después de la sección de 26")	• Fallo en el BOP • Fallo en el sistema de control del BOP • Brote durante periodo el cual no se puede cerrar/cortar la tubería	Medio ambiente Población Reputación Legal Reventón Hidrocarburo en superficie Fuego Explosión Seguridad industrial / personal Seguridad física Lesiones, fatalidades Materiales / Financieros / Producción / Instalación Pérdida de control del pozo	1. Redundancias del sistema de control BOP según diseño 2. Inspección del BOP antes del inicio del proyecto 3. Procedimiento de control de pozos y documento de puente a seguir 4. Pruebas de funcionamiento y presión según los requisitos de la norma API53. 5. Evaluación del riesgo de período donde no se puede cortar/cerrar la tubería 6. Certificación del equipo de control de pozos. 7. Personal formado (certificación / IWCF) 8. Plan de respuesta a emergencias 9. Plan de respuesta ante derrames (modelado de dispersión de derrames de petróleo) 10. Plan de contingencia ante reventones. 11. Sistema de lucha contra incendios y equipo 12. Entrenado para la lucha contra incendios 12. Equipo ATEX	1	3	3	3	3	3	3	3	3

Nodo	ID	Peligro	Causa	Consecuencia	Salvaguardas	F	Impacto (receptores)						
							Seg. In / Per	Seg. Fis	Población	M.A.	Reputación	Legal	Mat / Fin. / ...	MR
2. Movilización – desmovilización de la plataforma	2.02	Pérdida de integridad de la MODU flotante incluida volcadura	• Colisión con AHTS • Colisión con OSV • Error de lastrado	**Medio ambiente** **Población** **Reputación** Contaminación (diésel, carga) **Seguridad industrial / personal** **Seguridad física** **Legal** Heridos fatalidades **Materiales / Financieros / Producción / Instalación** Hundimiento de la MODU Pérdidas materiales	1. Procedimiento de traslado de la plataforma del contratista de perforación 2. Certificación de la tripulación 3. Contacto por radio durante la llegada / salida 4. Comunicación del reporte meteorológico diario 5. Comunicación permanente con los buques circundantes	1	4	4	4	4	4	4	4	4
2. Movilización – desmovilización de la plataforma	2.03	Colisión con buque mercante/buque errante no relacionado con las operaciones de WD o colisión entre OSV	• Navegación del buque mercante / OSV fuera del corredor de navegación	**Medio ambiente** **Población** **Reputación** Contaminación (diésel, carga) **Seguridad industrial / personal** **Seguridad física** **Legal** Heridos fatalidades **Materiales / Financieros / Producción / Instalación** Hundimiento de la MODU Pérdidas materiales	1. Asegurar el desplazamiento de la plataforma a través de las rutas marítimas / corredores de navegación. 2. Notificación de la posición de la plataforma a las autoridades locales (zona de exclusión de 500 m) 3. Comunicaciones por radio 24/7. 4. AIS (sistema de identificación automática) activado. 5. Supervisión de la cobertura de radar según las directrices de la IMO. 6. Aviso de seguimiento a los navegantes (sistema NAVAID / NAVAREA). 7. Uso de buques de reserva. 8. Alerta de buque en rumbo de colisión / interceptación por buque de reserva. 9. Alarmas (sonoras y visuales)	1	4	4	4	4	4	4	4	4

Nota: F: Frecuencia del evento. Seg Ind/Per: Receptor Seguridad Industrial /Personal. Seg Fis: Receptor Seguridad Física. Ma: Receptor Medio Ambiente. Mat/Fin/Prod/Inst: Receptor Materiales/ Financieros/ Producción/Instalación. MR: Magnitud del Riesgo, se incluye la magnitud de riesgo global, es decir, el valor de reisgo más alto de todos los receptores.

Fuente: Wintershall Dea, 2023, AECOM, 2023.

4.2 Análisis cuantitativo de riesgo

4.2.1 Análisis de frecuencias

Debido a que no se identificaron escenarios de riesgo en la zona No tolerable o “Alto”, no se llevó a cabo el análisis de frecuencias.

4.2.2 Análisis de consecuencias

En esta sección, se describen los resultados de la modelación numérica de las consecuencias de los escenarios de riesgo relacionados a la liberación de sustancias peligrosas definidos a través de los peligros identificados y evaluados en la **sección 4.1.3.3.1** y que obtuvieron un nivel de riesgo “Medio o ALARP”. Dicha modelación consiste en la simulación de las consecuencias identificadas para la determinación de zonas potenciales de afectación adyacentes Proyecto.

En la **Tabla 4-20** se enlistan los escenarios de riesgo definidos y los peligros asociados identificados a través del HAZID.

Tabla 4-20. Escenarios de modelación.

ID	Escenario	Descripción	Peligro del HAZID asociado	Metodología de identificación	Modelo de simulación	Accidente hipotético	Etapa	Equipo involucrado	Componente ambiental afectado
E1	Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL	El reventón considera un caso en el que se ha retirado la sarta de perforación y el BOP no pudo ser cerrado. Se considera un flujo desde el Mioceno superior en la sección de agujero descubierto de 8½", y que circula a través de la tubería de revestimiento de 9⅝" x 11¾", siguiendo por la tubería de revestimiento de 14" con un diámetro interno de 12.4" hasta un punto de liberación en plataforma sin restricciones.	1.19	HAZID	PHAST	Fuga	Perforación	Pozo Kan-2DEL	Aire
E2	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL		1.19	HAZID	PHAST	Fuga			Aire
E3	Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del Pozo Kan-2DEL	Se considera un flujo desde el Mioceno superior en la sección de agujero descubierto de 8½", y que circula a través de la tubería de revestimiento de 9⅝" x 11¾", siguiendo por la tubería de revestimiento de 14" con un diámetro interno de 12.4" hasta un punto de liberación en superficie marina sin restricciones.	1.09	HAZID	OSCAR	Derrame			Agua
E4	Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma	El escenario considera el derrame masivo de 1,360 m^3 de diésel por la colisión entre OSV, buques, o colisión de un OSV/AHTS con la plataforma de perforación.	2.02	HAZID	OSCAR	Derrame	Movilización / desmovilización de la plataforma	OSV, buque, AHTS	Agua

Fuente: AECOM, 2023.

La descripción de los resultados de las simulaciones se dividió en dos partes, la primera, corresponde a la **sección 4.2.2.1**, donde se muestran los radios de afectación de dardo de fuego y explosión de los escenarios de simulación E1 y E2; de acuerdo con los criterios determinados en la Guía de ASEA. Los resultados de esta sección muestran las tablas con los radios de afectación para cada criterio establecido, seguido de los diagramas de pétalos que muestran las zonas del buque de perforación afectadas durante los escenarios.

La segunda parte, corresponde a la **sección 4.2.2.3**, donde se muestran las zonas de afectación por la liberación y derrame de hidrocarburos al mar de los escenarios E3 y E4. En donde se evaluó la probabilidad de presencia y tiempos mínimos de arribo de los hidrocarburos en la superficie marina y las costas del Golfo de México, con especial atención en las áreas sensibles.

4.2.2.1 Escenarios de dardo de fuego y explosión

4.2.2.1.1 Software PHAST™

Para simular y estimar los radios de afectación por un incendio o explosión (E1 y E2, respectivamente), se utilizó la herramienta de modelación de consecuencias PHAST (*Process Hazard Analysis Software*) desarrollado por la compañía DNV GL. El modelo incluye las siguientes suposiciones generales, las cuales se ven reflejadas en los resultados:

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

El reporte de los resultados se muestra en el **Anexo 7**.

4.2.2.1.2 Criterios para la definición de zonas de protección

Partiendo de las especificaciones de la Guía de la ASEA y de los criterios internos de Wintershall Dea y *Wold Well Control*, se consideraron tres zonas de protección: alto riesgo a equipos, alto riesgo y zona de amortiguamiento (**Tabla 4-21**).

Tabla 4-21. Umbrales de dardo de fuego y explosión seleccionados para la modelación.

Consecuencia	Zona		
	Alto riesgo a equipos	Alto riesgo	Amortiguamiento
Dardo de fuego (kW/m^2)	9.46	4.73	1.58
Explosión (lb/in^2)	10 – 3	1	0.5

Fuente: ASEA, 2020; Wintershall Dea, 2023.

Los umbrales de radiación térmica y sobrepresión, así como la descripción de sus respectivas consecuencias, se muestran en la **Tabla 4-22** y **Tabla 4-23**, respectivamente.

Tabla 4-22. Descripción de los umbrales de radiación térmica (dardo de fuego).

Dardo de fuego (kW/m^2)	Descripción
9.46	Puede causar dolor dentro de los 10 s y se pueden presentar quemaduras de segundo grado. Fusión de tuberías de plástico.
4.73	Intensidad máxima de radiación calorífica en áreas donde las acciones de emergencia deberán ser aplicadas en menos de 30 s para personal con ropa de trabajo adecuada, pero sin protección adicional. El umbral de dolor se alcanza después de 30 s de exposición; después de 40 s de exposición son probables las quemaduras de segundo grado.
1.58	El personal puede encontrarse normalmente trabajando bajo este umbral. No se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición. El personal con ropa de trabajo adecuada puede ser expuesto continuamente. El flujo térmico es equivalente al sol de verano y al mediodía.

Fuente: PEMEX, 2012, adaptado por AECOM, 2023.

Tabla 4-23. Descripción de los umbrales de sobrepresión (UVCE).

Explosión (lb/in^2)	Descripción
3-10	10: En este límite se espera que máquinas pesadas (3,500 kg) sean desplazadas y queden muy dañadas. La maquinaria con peso de 5,500 kg o superior tiene probabilidad de no verse afectada 3: 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.
1	Bajo este nivel de sobrepresión las láminas de asbesto corrugado se hacen añicos, los paneles de aluminio o acero corrugado, así como accesorios de sujeción presentan pandeo y se presentan daños en paneles de madera. En personas, se espera ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles.
0.5	En esta zona, se espera la ruptura de ventanas y daños en los marcos de estas. Los daños a estructuras bajo este valor de presión son menores.

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

4.2.2.1.3 Condiciones de simulación

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

4.2.2.1.3.1 Condiciones atmosféricas

Los valores de humedad y temperatura del aire se seleccionaron considerando que produjeran las peores consecuencias. El valor de humedad relativa se seleccionó considerando las peores consecuencias, es decir, debido a que cuanto más baja la humedad relativa aumenta la intensidad, la velocidad de propagación y la probabilidad de comportamiento impredecible del fuego, seleccionado un valor 50%. El valor de temperatura del aire fue de 20°C, considerando el mínimo de la estación meteorológica más

cercana al Área Contractual (La Cangrejera [30456]) y los estadísticos climatológicos seleccionados por expertos de *Wild Well Control*. La presión atmosférica seleccionada fue estándar a 14.7 psi.

Las estabilidades atmosféricas seleccionadas fueron bajo condiciones de radiación solar y cobertura de nubes "D" y "F" y velocidades de viento seleccionadas fueron de 1 m/s (F), 6.8 m/s (D) y 12 m/s (D) (**Tabla 4-24**) que pudieran proporcionar un panorama sobre el comportamiento de las zonas de afectación ante diferentes condiciones atmosféricas presentes en el sitio.

Tabla 4-24. Categorías de estabilidad atmosférica.

Viento superficial	Radiación solar recibida			Cobertura nocturna de nubes		
Velocidad (m/s)	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

A = condiciones extremadamente inestables, B = condiciones moderadamente inestables, C = condiciones ligeramente inestables, D = condiciones neutras, E = condiciones ligeramente estables, F = condiciones moderadamente estables, A/B = inestable – como en A solamente o menos soleado, más ventoso, B/C = moderadamente inestable – sol moderado y viento moderado, C/D = moderadamente inestable – sol moderado y viento fuerte.

Fuente: Wild Well Control, 2023.

4.2.2.1.3.2 Condiciones de liberación

De acuerdo con los resultados del *Blowout Rate Modeling and Dynamic Kill Analysis,* realizado por *Wild Well Control*, se utilizó un flujo de gas de **31.7 MMSCFD**. La simulación se realizó considerando una liberación de hidrocarburo con dirección vertical a 41.7 msnm que surge desde el Mioceno Superior y circula a través del agujero descubierto de 8 ½" siguiendo la trayectoria del liner de 9 ⅝ x 11 ¾" para finalmente salir a través de la tubería de revestimiento de 14" hacia un punto de liberación en plataforma sin restricciones, esta tubería de revestimiento de 14" posee un **diámetro interno de 12.4"**, el cual fue seleccionado como diámetro de liberación para la modelación. Se asume que la fase gaseosa de la mezcla se encuentra a una presión y temperatura inicial en el yacimiento de 6,920 psi y 90 °C. En el **Anexo 7** se muestra el reporte del cálculo de la tasa de liberación del Pozo Kan-2DEL.

4.2.2.1.3.3 Tiempos de liberación

Uno de los parámetros más importantes involucrados en la simulación de los escenarios de riesgo es el tiempo de liberación. En el caso del escenario de dardo de fuego, se consideró un tiempo de liberación de una hora (3,600 s), tiempo límite considerado en la simulación para una cantidad infinita de inventario.

4.2.2.1.3.4 Composición de la mezcla de hidrocarburos

A partir de la composición del hidrocarburo obtenida del análisis PVT de las muestras obtenidas en el Pozo Kan-1EXP (2,900.48 mTVD) presentado en la **Tabla 2-3**, se seleccionó la composición porcentual que se introdujo al modelo PHAST (**Tabla 4-25** y **Anexo 4**).

Tabla 4-25. Componentes utilizados en la simulación de los escenarios.

Componente de la mezcla	Componente en PHAST	Yacimiento (% molar)
Metano	CH_4	46.83
Etano	C_2H_6	18.64
Propano	C_3H_8	17.24
Butano	C_4H_{10}	9.77
Pentano+	C_5H_{12+}	6.67
Nitrógeno	N_2	0.65
Dióxido de carbono	CO_2	0.21
Sulfuro de hidrógeno	H_2S	0

Fuente: Wintershall Dea, 2023; Stratum Reservoir, 2023.

4.2.2.1.4 Resumen de criterios para la estimación de consecuencias

Tabla 4-26. Criterios de estimación de consecuencias E1 y E2.

ID	Escenario	Descripción	Humedad relativa	Viento – estabilidad	Temperatura ambiente	Flujo	Diámetro de fuga	Presión inicial / final*	Temperatura inicial / final	Tasa de descarga*	Duración de fuga	Inventario	Sustancia
E1	Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL	El reventón considera un caso en el que se ha retirado la sarta de perforación y el BOP está abiertos. Se considera un flujo desde el Mioceno superior en la sección de agujero descubierto de 8½", a través de la tubería de revestimiento de 9⅝" x 11¾", siguiendo por la tubería de revestimiento de 14" con un diámetro interno de 12.4" hasta un punto de liberación en superficie sin restricciones.	50	1 m/s – F 6.8 m/s – D 12 m/s – D	20 °C	31.7 MMSCFD	12.4"	6,920 psi / 3.1 psi	90 °C / 60 °C	163.4 kg/s	3,600 s	588,240 kg	Hidrocarburo (gas)
E2	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL		50	1 m/s – F 6.8 m/s – D 12 m/s – D	20 °C	31.7 MMSCFD	12.4"	6,920 psi / 3.1 psi	90 °C / 60 °C	163. 4 kg/s	20 s	3,270 kg	Hidrocarburo (gas)

*Calculada por PHAST

Fuente: Wintershall Dea, 2023; Wild Well Control, 2023.

4.2.2.2 Escenarios de liberación y derrame de hidrocarburo al mar

En esta sección se presenta el análisis de los resultados de la modelación de derrame correspondiente a la liberación y derrame de hidrocarburos al mar (E3 y E4, respectivamente). La modelación, fue elaborada por la compañía *Oil Spill Response Limited* (OSRL) a través del software de modelación OSCAR (*Oil Spill Contingency And Response*).

4.2.2.2.1 Software OSCAR

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

El modelo OSCAR utiliza como datos de entrada, las propiedades del crudo esperadas para el yacimiento y la información ambiental o metoceánica (p. ej. corrientes marinas y viento), las cuales son consideradas para evaluar el destino y transporte del hidrocarburo tomando en cuenta su intemperización.

A partir del modelo, se evaluó un escenario estocástico que considera múltiples trayectorias potenciales del hidrocarburo liberado, para determinar la probabilidad acumulativa de la presencia potencial de hidrocarburos y los tiempos mínimos de arribo en la superficie marina y en la zona costera del Golfo de México. En específico, se evaluaron estos resultados en áreas Sensibles, tales como Área Naturales Protegidas, sitios Ramsar y Áreas Marinas Prioritarias, entre otras.

4.2.2.2.2 Criterios para la definición de zonas de afectación

En la **Tabla 4-27** se presentan los umbrale seleccionados para la determinación de probabilidades y tiempo de arribo a la superficie y a la costa.

Tabla 4-27. Umbral de presencia de hidrocarburos.

Umbral	Valor	Justificación
Espesor de hidrocarburo en la superficie marina	10 µm	Efectos letales observados en aves acuáticas. Efectos subletales en tortugas marinas, mamíferos y esteras flotantes de sargazo
Hidrocarburo en la costa	100 g/m^2	Umbrales de efectos letales para las aves en la costa. Impactos letales a invertebrados epifaunales intermareales en sustratos duros y en sedimentos.

Fuente: OSRL, 2023.

4.2.2.2.3 Condiciones de simulación

La información de las corrientes del Golfo de México fue obtenida a través de datos tridimensionales de la base de Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano (HYCOM, por sus siglas en inglés) para el periodo de enero de 2009 a diciembre de 2013 con resolución espacial de ~1/12° y resolución temporal de 1 hora. La información de vientos fue obtenida a través de datos dimensionales del *Climate Data Guide: Climate Forecast System Reanalysis* (CFSR) *Winds* para el periodo de enero de 2009 a diciembre de 2013 con resolución espacial de ~1/3° y resolución temporal de 1 hora.

Escenario E3: La simulación de este escenario, se realizó considerando una liberación de hidrocarburo en la superficie marina que surge desde el Mioceno Superior y circula a través del agujero descubierto de 8 ½" siguiendo la trayectoria del liner de 9 ⅝ x 11 ¾" para finalmente salir a través de la tubería de revestimiento 14" hacia un punto de liberación en superficie marina sin restricciones, esta tubería de revestimiento de 14" posee un **diámetro interno de 12.4"**, el cual fue seleccionado como diámetro de liberación para la modelación. El flujo de descarga utilizado fue de **102,269 bbl/d**, obtenido del reporte del *Blowout Rate Modeling and Dynamic Kill Analysis,* realizado por *Wild Well Control*. La mezcla se encuentra contenida a una presión de 6,920 psi, y una temperatura en el yacimiento de 90°C. En el **Anexo 7** se muestra el reporte del cálculo de la tasa de liberación del Pozo Kan-2DEL y en el **Anexo 8** el reporte de resultados del modelo de derrame.

La modelación estocástica se realizó at través de 400 trayectorias individuales considerando un tiempo de liberación de 60 días para tres temporadas:

- Anticiclónica: noviembre a febrero
- Secas: marzo a mayo
- Lluvias: junio a octubre

La composición del hidrocarburo introducida al modelo se seleccionó a partir de un análogo del crudo encontrado en el yacimiento, que fuese similar y que se encontrase en la base de datos de OSCAR. La composición y propiedades de crudo seleccionado del modelo OSCAR para la modelación se presentan en la **Tabla 4-29** y **Tabla 4-29**, respectivamente.

Tabla 4-28. Composición de la mezcla de hidrocarburo utilizada para la modelación con OSCAR.

Componente	% en hidrocarburo	Componente	% en hidrocarburo
C_1 - C_4	0.1123	Fenoles	1.9922
C_5 saturados	0.1792	Naftaleno (C0 – C1 alquilados)	3.7598
C_6 saturados	2.4254	C13 – C14 (totales saturados + aromáticos)	1.8308
Benceno	1.3892	Naftalenos 2 (C2-C3 alquilados)	0.3384
C_7 saturados	1.2779	C15 – C16 (totales saturados + aromáticos)	4.7117
C_1 benceno	0.4229	PAH 1 (hidrocarburos poliaromáticos de baja solubilidad)	2.6401
C_8 saturados	1.6668	C_{17}-C_{18} (aromáticos saturados totales)	2.0435
C_2 benceno	0.8838	C_{19}-C_{20} (aromáticos + saturados totales)	3.6706
C_9 saturados	3.6016	Material cromatográfico no resuelto	0.0403
C_3 benceno	3.2412	$C2_1$ – C_{25} (totales saturados + aromáticos)	3.3597
C_{10} saturados	3.2824	PAH 1 (hidrocarburos poliaromáticos de baja solubilidad)	0.1456
C_4 benceno	0.1132	C25+ (total)	53.4184

Componente	% en hidrocarburo	Componente	% en hidrocarburo
C_{11} – C_{12} (totales saturados + aromáticos)	3.4529		

Fuente: OSRL, 2023.

Tabla 4-29. Propiedades del crudo modelado.

Nombre	API	Gravedad específica	Viscosidad (cP)	Punto de escurrimiento (°C)	Contenido de ceras (%)	Asfaltenos (%)	GOR (Sm^3/m^3)	Densidad del gas (kg/Sm^3)
Crudo modelado	30.3	0.875	23.0	-	3.93	2.34	60	1.43

Fuente: Wintershall Dea, 2023; OSRL, 2023.

Escenario E4: Se considera un derrame masivo de diésel de 1,360 m^3 en la superficie marina con un flujo de salida de 1,360 m^3/h derivado de una colisión entre OSV, buques, o de un OSV/AHTS con la plataforma las mismas coordenadas del Pozo Kan-2DEL. Para la modelación, se consideró que el volumen máximo que podría ser derramo por estos eventos es de 1,360 m_3 de diésel.

La modelación estocástica se realizó at través de 400 trayectorias individuales considerando un tiempo de liberación de 1 hora para tres temporadas:

- Anticiclónica: noviembre a febrero
- Secas: marzo a mayo
- Lluvias: junio a octubre

La composición y propiedades del diésel introducida al modelo presenta en la **Tabla 4-30.** y **Tabla 4-31**, respectivamente.

Tabla 4-30. Composición del diésel utilizada para la modelación con OSCAR.

Componente	% en hidrocarburo	Componente	% en hidrocarburo
C_1 - C_4	0.0291	Fenoles	0.0274
C_5 saturados	0.0464	Naftaleno (C0 – C1 alquilados)	0.0409
C_6 saturados	0.0943	C13 – C14 (totales saturados + aromáticos)	8.1986
Benceno	0.0157	Naftalenos 2 (C2-C3 alquilados)	24.7897
C_7 saturados	0.1520	C15 – C16 (totales saturados + aromáticos)	13.8317
C_1 benceno	0.0509	PAH 1 (hidrocarburos poliaromáticos de baja solubilidad)	0.5992
C_8 saturados	0.2005	C_{17}-C_{18} (aromáticos saturados totales)	14.4217
C_2 benceno	0.0548	C_{19}-C_{20} (aromáticos + saturados totales)	9.4983

Componente	% en hidrocarburo	Componente	% en hidrocarburo
C_9 saturados	0.2232	Material cromátográfico no resuelto	0.0568
C_3 benceno	2.0333	$C2_1$ – C_{25} (totales saturados + aromáticos)	4.7322
C_{10} saturados	3.2233	PAH 1 (hidrocarburos poliaromáticos de baja solubilidad)	0.0000
C_4 benceno	0.1111	C25+ (total)	0.0110
C_{11} – C_{12} (totales saturados + aromáticos)	17.1893		

Fuente: OSRL, 2023.

Tabla 4-31. Propiedades del diésel modelado.

Nombre	API	Gravedad específica	Viscosidad (cP)	Punto de escurrimiento (°C)	Contenido de ceras (%)	Asfaltenos (%)
Diésel modelado	36.4	0.843	3.9	-36.0	0.05	0.05

Fuente: Wintershall Dea, 2023; OSRL, 2023.

4.2.2.2.4 Resumen de criterios para la estimación de consecuencias

Tabla 4-32. Criterios de estimación de consecuencias E3 y E4.

ID	Escenario	Descripción	Temporadas	Flujo	Diámetro de fuga	Presión (yacimiento)	Temperatura (yacimiento)	Profundidad de la liberación	Duración de la liberación	Inventario	Sustancia
E3	Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del pozo Pozo Kan-2DEL	El reventón considera un caso en el que se ha retirado la sarta de perforación y el BOP está abiertos. Se considera un flujo desde el Mioceno superior en la sección de agujero descubierto de 8½", a través de la tubería de revestimiento de 9⅝" x 11¾", siguiendo por la tubería de revestimiento de 14" con un diámetro interno de 12.4" hasta un punto de liberación en superficie marina sin restricciones.	Secas, lluvias y anticiclónica	102,269.3 bbl/d	12.4"	6,920 psi	90°	Superficie marina	60 d	6,136,140 bbl (876,958.3 TM)	Hidrocarburo (líquido)
E4	Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques, o colisión de OSV/AHTS con la plataforma	El escenario considera el derrame masivo de 1,360 m^3 de diésel por la colisión entre OSV, buques, o de un OSV/AHTS con la plataforma de perforación.	Secas, lluvias y anticiclónica	NA	NA	NA	NA	Superficie marina	1 h	1,360 m^3 (1,181.4 MT)	Diésel (líquido)

Fuente: Wintershall Dea, 2023; OSRL, 2023.

4.2.2.3 Resultados de las simulaciones

4.2.2.3.1 PHAST: Escenario E1: Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL y E2: Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL

Los resultados obtenidos de acuerdo con el análisis de consecuencias de los escenarios de riesgo se describen en la Tabla 4-33, las hojas de resultados pueden consultarse en el **Anexo 7**.

Tabla 4-33. Resultados de eventos por radiación térmica y ondas de sobrepresión.

ID	Velocidad del viento y estabilidad atmosférica	Dardo de fuego			Explosión		
		1.58 kW/m^2	4.73 kW/m^2	9.46 kW/m^2	0.5 lb/in^2	1.0 lb/in^2	3-10 lb/in^2
E1	1F	407	151	76			
	6.8D	422	182	195			
	12D	76	127	139			
E2	1F				121	70	35-22
	6.8D				106	65	38-28
	12D				106	68	43-34

Fuente: Wintershall Dea, 2023; Wild Well Control, 2023.

Los resultados de las modelaciones estocásticas de liberación de hidrocarburos al mar se presentan para las tres temporadas consideradas en términos de probabilidad y tiempos de arribo de hidrocarburo a la superficie marina y a la costa.

4.2.2.3.2 OSCAR E3: Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del Pozo Kan-2DEL

Superficie marina: Durante la **temporada anticiclónica**, la orientación de los contornos en la superficie marina con altas probabilidades (mayores al 75%), se extendieron aproximadamente 100 km con dirección predominante al oeste y noreste del punto de liberación. Los contornos abarcaron la frontera con Estados Unidos, con probabilidades de hasta 88% y tiempos de arribo mayores a 30 días. Las aguas frente al estado de Tamaulipas obtuvieron probabilidades de arribo de entre 1 a 5 % y 5 a 25% con tiempos de arribo de 21 a 30 días y 30 a 60 días, respectivamente. Las aguas frente al norte del estado de Veracruz obtuvieron probabilidades de arribo del 1 al 95% con tiempos de arribo de 7 a 30 días, mientras que al sur de Veracruz las probabilidades fueron mayores al 50% con tiempos de arribo de 3 a 21 días. Las aguas frente a las costas de la frontera con Veracruz y Tabasco fueron mayores al 95% y disminuyeron al norte del punto de liberación con tiempos de arribo de 1 a 3 días. Las aguas frente a Tabasco alcanzaron probabilidades mayores al 95% con tiempos mínimos de arribo menores a un día.

Durante la **temporada de secas**, a diferencia de la temporada anticiclónica, los contornos con altas probabilidades (mayores al 75%), se extendieron aproximadamente a 150 m con dirección predominante al este del punto de liberación. Los contornos abarcaron la frontera con Estados Unidos, con probabilidades de hasta 88% y tiempos de arribo mayores a 30 días. Las aguas frente al estado de Tamaulipas obtuvieron probabilidades de arribo de entre 1 a 5 % y 5 a 25% con tiempos de arribo de 21 a 30 días y 30 a 60 días, respectivamente. Las aguas frente al norte del estado de Veracruz obtuvieron probabilidades de arribo del 1 al 50% con tiempos de arribo de 7 a 60 días, mientras que al sur de Veracruz las probabilidades alcanzaron el 95% con tiempos de arribo de 3 a 7 días. Las aguas frente a las costas de la frontera con Veracruz y Tabasco fueron mayores al 95% y disminuyeron al norte del punto de liberación con tiempos de arribo de 1 a 3 días. Las aguas frente a Tabasco alcanzaron probabilidades mayores al 95% con tiempos de arribo menores a un día.

Durante la **temporada de lluvias**, los contornos con altas probabilidades (mayores al 75%), se extendieron a más de 400 km con dirección predominante al noroeste del punto de liberación. Los contornos abarcaron la frontera con Estados Unidos, con probabilidades de hasta 40% y tiempos de arribo mayores a 30 días. Las aguas frente al estado de Tamaulipas obtuvieron probabilidades de arribo de entre 5 y 25% con tiempos de arribo de 21 a 30 días y 30 a 60 días, respectivamente. Las aguas frente al norte del estado de Veracruz obtuvieron probabilidades de arribo del 5 al 25% con tiempos de arribo de 7 a 21 días, mientras que al sur de Veracruz las probabilidades alcanzaron el 95% con tiempos de arribo de 3 a 7 días. Las aguas frente a las costas de la frontera con Veracruz y Tabasco fueron mayores al 95% y disminuyeron al norte del punto de liberación con tiempos de arribo de 1 a 3 días. Las aguas frente a Tabasco alcanzaron probabilidades mayores al 95% con tiempos de arribo menores a un día.

Costas: Las costas potencialmente impactadas durante un reventón de pozo, serían las costas de los estados de Tabasco, Veracruz, Tamaulipas y Estados Unidos en las tres temporadas. Las costas de Campeche, únicamente se alcanzaron durante la temporada de lluvias. Durante la **temporada anticiclónica**, las probabilidades de presencia de hidrocarburo en las costas de Estados Unidos fueron menores al 79% con tiempos de arribo mayores a 30 días. Las costas de Tamaulipas obtuvieron probabilidades de arribo menores al 1% y hasta el 50% de probabilidad de presenciade entre 30 y 60 días y hasta mayores a 60 días en la parte norte de Tamaulipas. Las costas del norte del estado de Veracruz obtuvieron probabilidades de arribo del 1 al 95% con tiempos de arribo de entre 21 y 60 días, mientras que al sur de Veracruz las probabilidades de arribo a la costa fueron mayores al 25% con tiempos de arribo de 1 a 21 días. Las probabilidades de presencia en las

costas Tabasco fueron mayores al 95% con tiempos de arribo menores a 3 días, las probabilidades disminuyeron al este del punto de liberación, alcanzando una pequeña porción de las costas de Campeche con probabilidades de presencia menores al 5% y tiempos de arribo mayores a 3 días sin llegar a la Laguna de Terminos,

Durante la **temporada de secas**, la probabilidad de presencia de hidrocarburo en las costas de Estados Unidos fue menor al 79% con tiempos de arribo mayores a 21 días. Las costas de Tamaulipas obtuvieron probabilidades de arribo de hasta 95% con tiempos de arribo mayores a 21 días en la parte norte de Tamaulipas y mayores a 7 días en la parte sur. Las costas del norte del estado de Veracruz también obtuvieron probabilidades de hasta el 95% con tiempos de arribo de entre 7 y 21 días, mientras que al sur de Veracruz las probabilidades de arribo a la costa fueron mayores al 95% con tiempos de arribo de 1 a 21 días. Las costas de Tabasco fueron mayores al 95% con tiempos de arribo menores a 3 días, las probabilidades disminuyeron al este del punto de liberación sin alcanzar las costas de Campeche.

Durante la **temporada de lluvias**, la probabilidad de presencia de hidrocarburo en las costas de Estados Unidos fue de hasta el 79% con tiempos de arribo mayores a 30 días. Las costas de Tamaulipas obtuvieron probabilidades de arribo de hasta 25% con tiempos de arribo mayores a 21 días. Las costas del norte del estado de Veracruz obtuvieron probabilidades de hasta el 50% con tiempos de arribo de entre 7 y 30 días, mientras que al sur de Veracruz las probabilidades de arribo a la costa fueron mayores al 95% con tiempos de arribo de 1 y 7 días. Las probabilidades de presencia en las costas de Tabasco fueron mayores al 95% con tiempos de arribo menores a 3 días, las probabilidades disminuyeron al este del punto de liberación hacia las costas de Campeche con probabilidades de presencia menores al 5% y tiempos de arribo mayores a 7 días.

De acuerdo con la **Figura 4-1**, a medida que incrementan los días de modelación, la cantidad de hidrocarburo en la línea de costa incrementa, así como la cantidad de hidrocarburo evaporado y biodegradado y la cantidad de hidrocarburo que se aloja en los sedimentos. Mientras que la cantidad de hidrocarburos en superficie marina y en la columna de agua, permanece por debajo de los 70,000 TM durante todo el periodo de simulación.

A partir de los resultados de la simulación, se seleccionaron los peores escenarios que corresponden a las trayectorias que dan como resultado la mayor cantidad y el menor tiempo de arribo de hidrocarburo a la costa. De acuerdo con la **Figura 4-1** y los resultados del reporte de OSRL (2023), durante la temporada de lluvias se obtuvo la mayor cantidad de hidrocarburo en la costa durante la corrida de la trayectoria 367 con 471,757 TM en un tiempo de 61 días y 9 horas, mientras que, durante la temporada de secas, se obtuvo el menor tiempo de arribo a la costa con 10 horas, durante la corrida de la trayectoria 175.

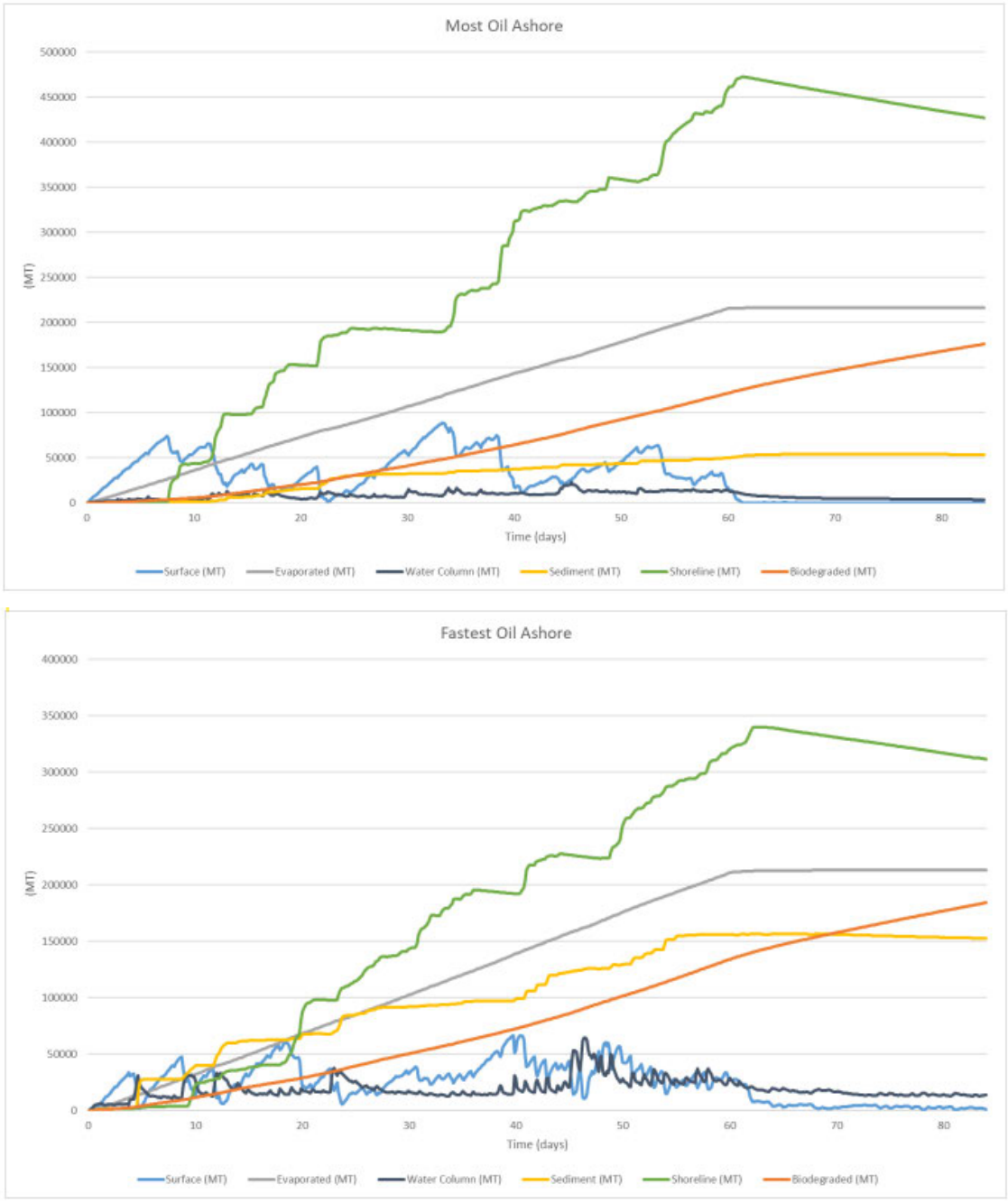

Figura 4-1. Balance de masa: mayor cantidad de hidrocarburo a la costa (arriba) y tiempo mínimo de arribo a la costa a la costa (abajo).

Fuente: OSRL, 2023.

4.2.2.3.3 OSCAR E4: Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma

Superficie marina: Los contornos de probabilidad de presencia de hidrocarburo y tiempos de arribo en la superficie marina se extendieron sobre las aguas frente a las costas de Tabasco y sur de

Veracruz en todas las temporadas. Durante la **temporada anticiclónica** las probabilidades se extendieron en diferentes direcciones con dirección predominante al oeste. Los valores de probabilidad se encontraron entre los 5 y 25% a aproximadamente 25 km al oeste del punto de liberación, mientras que probabilidades de 1 a 5 % y menores al 1% se extendieron a no más de 100 km de sitio de liberación, con tiempos de arribo menores a tres días.

Durante la **temporada de secas**, las probabilidades y tiempos de arribo presentaron el mismo comportamiento que durante la temporada anticiclónica, sin embargo, las probabilidades de entre menos al 1% se extendieron a no más de 60 km de punto de liberación con tiempos de arribo menores a tres días.

Durante la **temporada de lluvias**, los contornos se observó el mismo comportamiento que durante la temporada anticiclónica y secas, sin embargo, los contornos de 1 a 5% y menores al 1% se extendieron con predominancia al este del punto de liberación con una distancia máxima aproximada de 90 km y tiempos de arribo menores a 7 días.

Costas: Las costas potencialmente impactadas durante un derrame de diésel serían del estado de Tabasco en las tres temporadas. Durante la **temporada anticiclónica y secas**, las probabilidades de arribo a la costa son menores al 1% con tiempos de arribo menores 3 días, mientras que, durante la **temporada de lluvias**, las probabilidades incrementarían hasta un 5% con tiempos de arribo menores a 7 días

De acuerdo con la **Figura 4-2**, la mayor cantidad de hidrocarburo en la línea de costa ocurre dentro de los primeros dos días, mientras que la cantidad de hidrocarburo evaporado y biodegradado y la cantidad de hidrocarburo que se aloja en los sedimentos permanece constante después de los3 días y hasta el último día de simulación.

A partir de los resultados de la simulación, se seleccionaron los peores escenarios que corresponden a las trayectorias que dan como resultado la mayor cantidad y el menor tiempo de arribo de hidrocarburo a la costa. De acuerdo con la **Figura 4-2** y los resultados del reporte de OSRL (2023), durante la temporada de lluvias se obtuvo la mayor cantidad de hidrocarburo en la costa durante la corrida de la trayectoria 275 con 184 m^3 en un tiempo de 3 días y 3 horas, mientras que, durante la temporada anticiclónica, se obtuvo el menor tiempo de arribo a la costa con 12 horas, durante la corrida de la trayectoria 181.

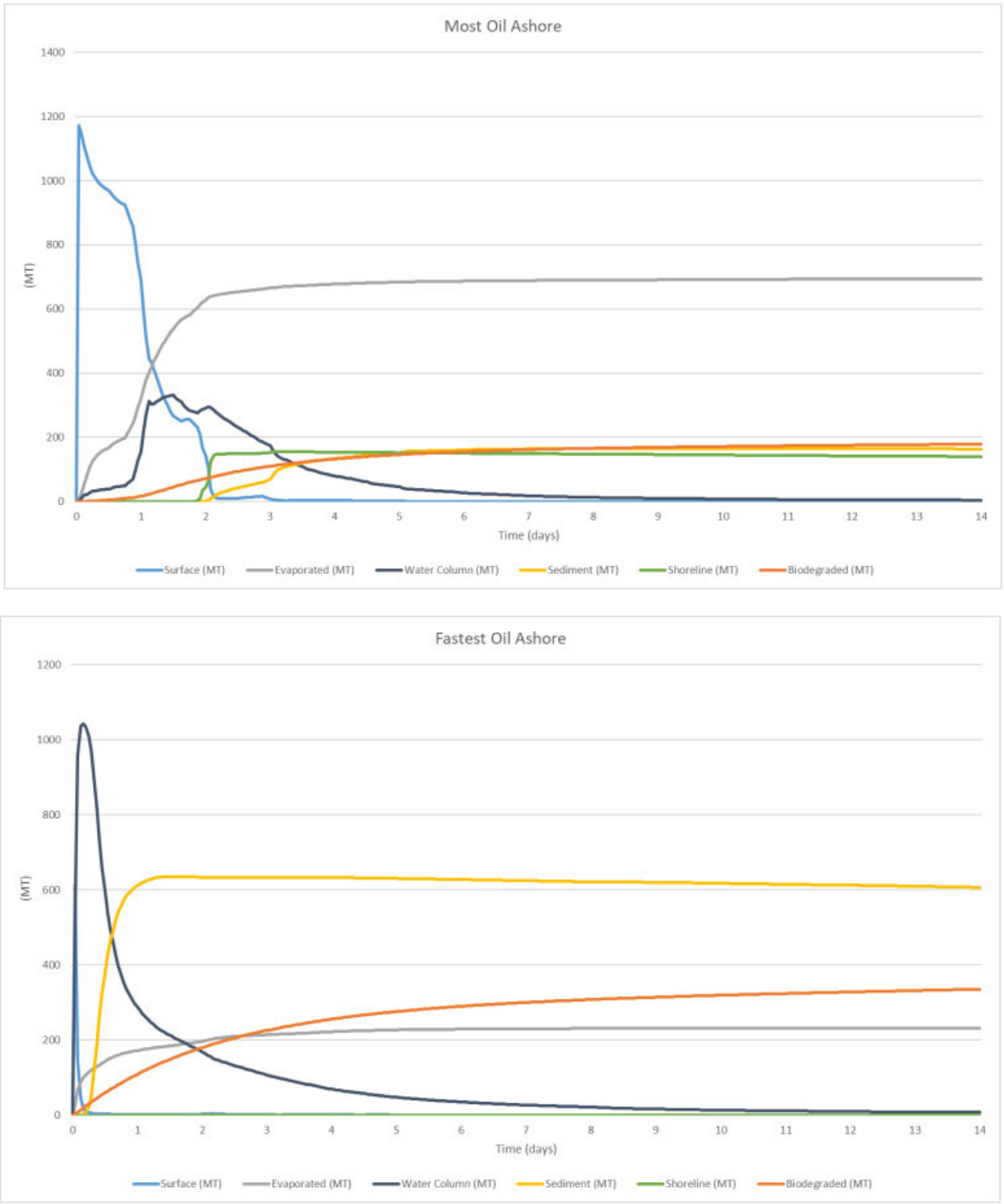

Figura 4-2. Balance de masa: mayor cantidad de hidrocarburo a la costa (arriba) y tiempo mínimo de arribo a la costa a la costa (abajo).

Fuente: OSRL, 2023.

5 Representación en planos de los radios potenciales de afectación

5.1 Escenarios de dardo de fuego y explosión

Con la finalidad de contemplar el peor escenario posible en la determinación de las zonas de afectación, se orientó el buque de perforación en contra del viento. Sin embargo, en la práctica, los operadores tomarán en cuenta la dirección del viento para posicionar la plataforma en la posición más adecuada con respecto a éste. Además, cabe señalar que, para la representación de dichos radios y la descripción de las zonas y equipos de afectación, se seleccionó la cubierta principal (**Figura 5-1**).

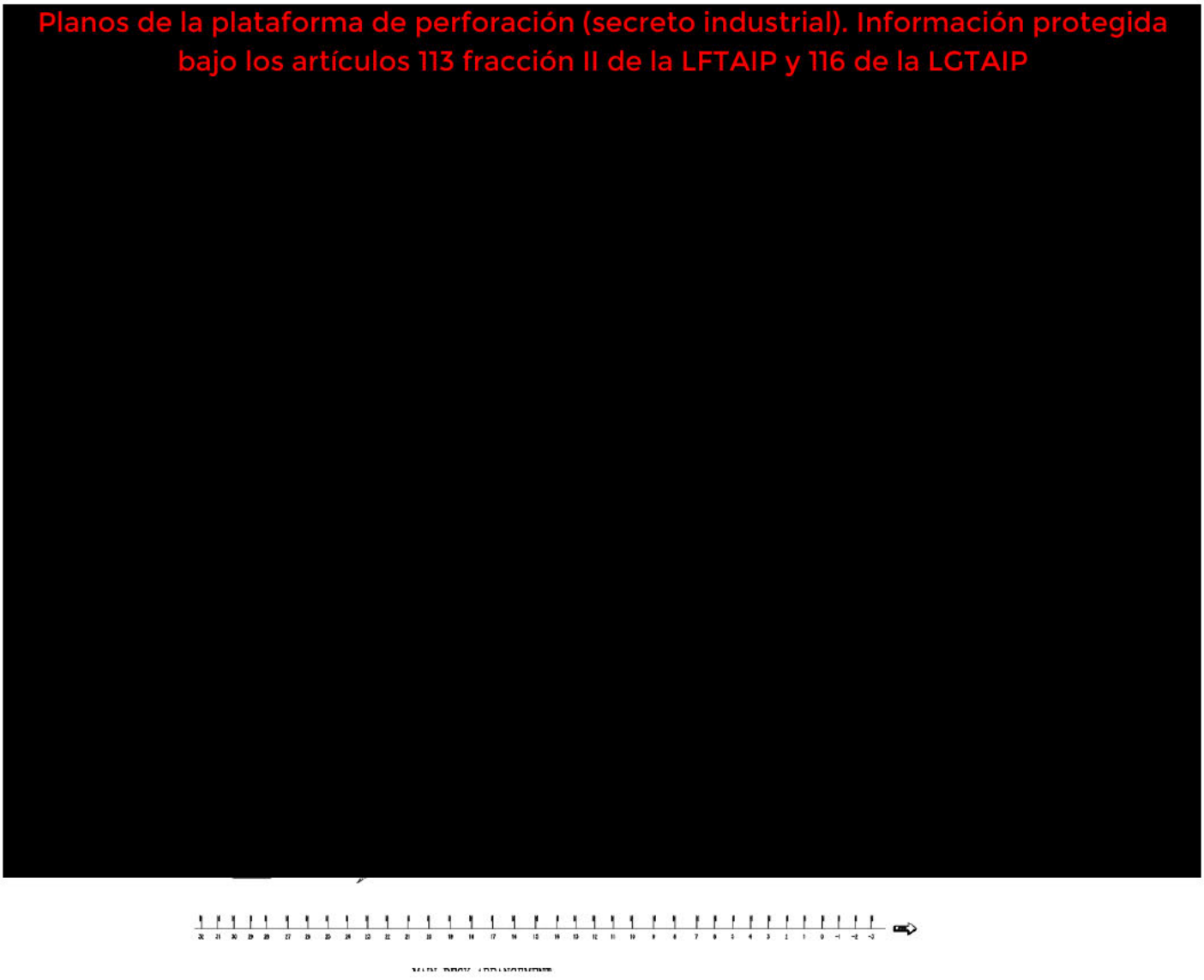

Figura 5-1. Cubierta principal seleccionada para la representación en planos de los radios potenciales de afectación.

Fuente: Borr Drilling, 2020.

5.1.1 E1: Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL

En la **Tabla 5-1** se muestran los radios de afectación presentados en la **Figura 5-2** obtenidos del modelo PHAST, bajo el umbral más elevado (9.46 kW/m^2) los principales equipos que podrían presentar daños leves en caso de la materialización de este escenario corresponden al cantiléver y las piernas de popa de la Unidad de Perforación; el personal expuesto podría presentar dolor dentro de los 10 s, quemaduras de segundo grado en incluso la muerte y las afectaciones al medio ambiente se limitan a la liberación de gas fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión sin interacción con otros receptores ambientales, para mayores detalles de la descripción de los receptores e interacciones de riesgo, consultar la **sección 6.1.1** y **sección 6.2**. Los mapas de los radios de afectación se pueden consultar en el **Anexo 8**.

Tabla 5-1. Resultados del escenario E1.

ID	Velocidad del viento y estabilidad atmosférica	Dardo de fuego		
		1.58 kW/m^2	4.73 kW/m^2	9.46 kW/m^2
E1	1F	407	151	76
	6.8D	422	182	195
	12D	76	127	139

Fuente: Wintershall Dea, 2023; Wild Well Control, 2023.

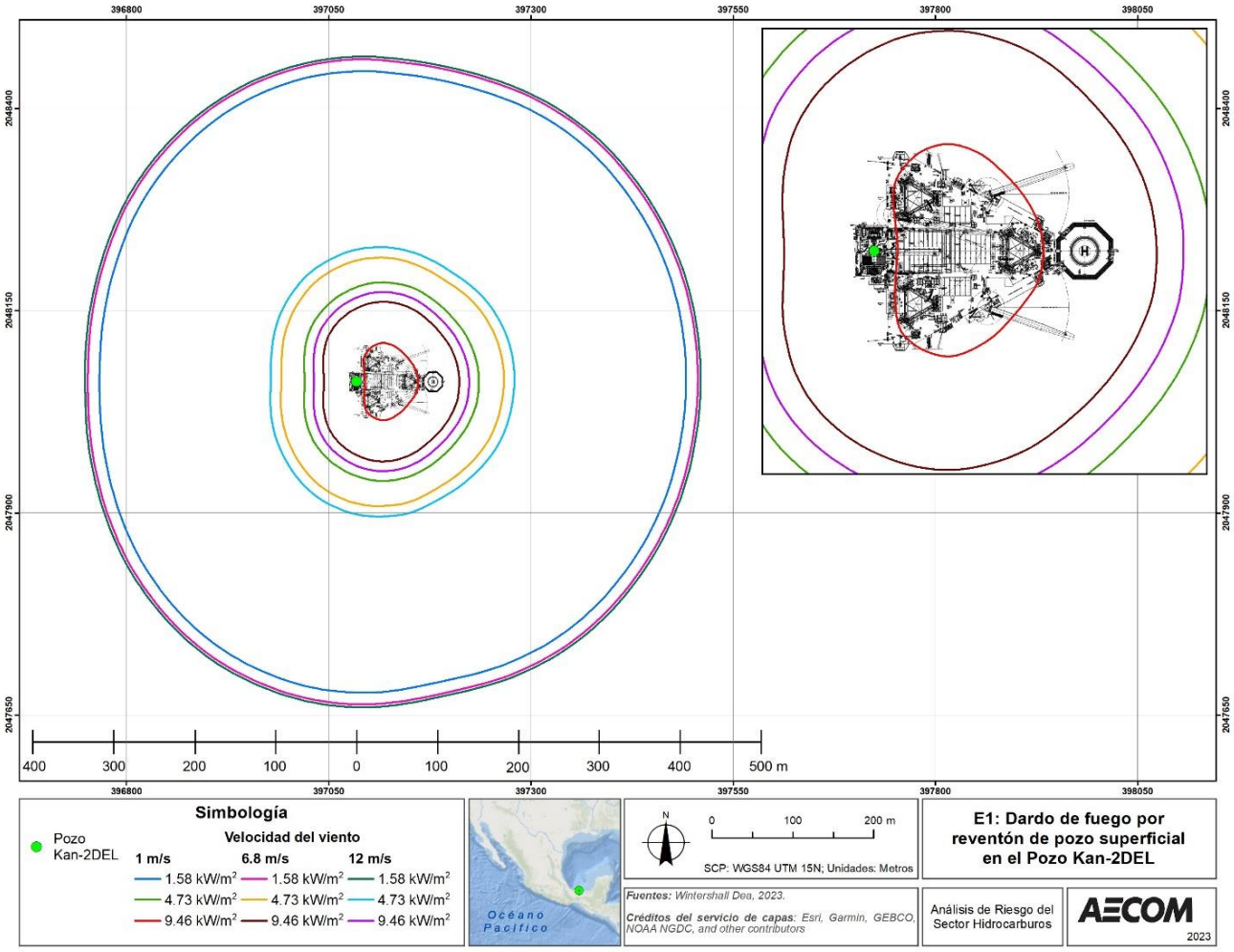

Figura 5-2. Escenario E1. Radios de dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL.

Fuente: Wild Well Control, 2023; AECOM, 2023.

5.1.2 E2: Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL

En la **Tabla 5-2** se muestran los radios de afectación presentados en la **Figura 5-3** obtenidos del modelo PHAST, bajo el umbral más elevado (3 – 10 lb/in^2) los principales equipos que podrían ser desplazadas y quedar muy dañadas en caso de la materialización de este escenario corresponden al cantiléver y las piernas de popa de la Unidad de Perforación, mientras que bajo un umbral de 1 lb/in^2, se esperan daños moderados en la zona del cantiléver, y todo el piso de peroración sin incluir al helipuerto; bajo estos umbrales, el personal expuesto podría presentar heridas por proyectiles, ruptura de tímpanos e incluso la muerte, las afectaciones al medio ambiente se limitan a la liberación de gas fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión sin interacción con otros receptores ambientales, para mayores detalles de la descripción de los receptores e interacciones de riesgo, consultar la **sección 6.1.1** y **sección 6.2**. Los mapas de los radios de afectación se pueden consultar en el **Anexo 8**.

Tabla 5-2. Resultados de eventos por ondas de sobrepresión.

ID	Velocidad del viento y estabilidad atmosférica	Explosión		
		0.5 lb/in^2	1.0 lb/in^2	3-10 lb/in^2
E2	1F	121	70	35-22
	6.8D	106	65	38-28
	12D	106	68	43-34

Fuente: Wintershall Dea, 2023; Wild Well Control, 2023.

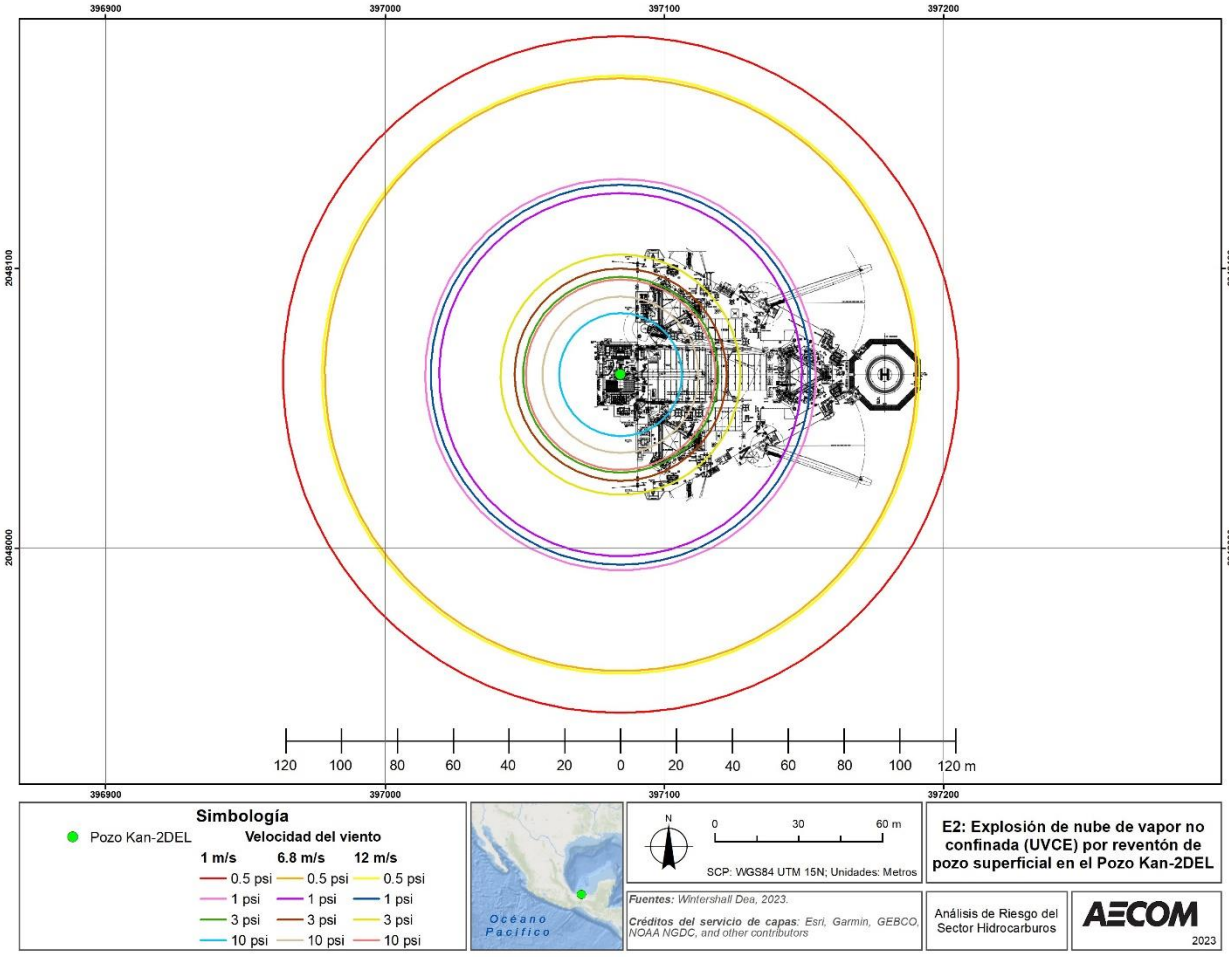

Figura 5-3. Escenario E2. Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL

Fuente: Wild Well Control, 2023; AECOM, 2023.

5.2 Escenarios de liberación y derrame de hidrocarburo al mar

5.2.1 E3: Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del Pozo Kan-2DEL

A continuación, se presentan los resultados estocásticos para los escenarios de reventón de pozo para 400 trayectorias. Los escenarios involucran la liberación de 6,136,140 bbl a lo largo de 60 días de liberación (102,269 bbl/d obtenidos de los resultados del análisis PVT de las muestras del Pozo Kan-1EXP) en el Pozo Kan-2DEL. En la **Tabla 5-3** se presenta la descripción de las imágenes **Figura 5-4** a **Figura 5-7**, los resultados se presentan en términos de probabilidad y tiempos de arribo de hidrocarburo a la costa y a la superficie marina en las temporadas anticiclónica, secas y lluvias. Los mapas presentados en esta sección también pueden consultarse en el **Anexo 8**.

Tabla 5-3. Resumen de resultados del escenario E3.

Zona de presencia de hidrocarburo	Anticiclónica	Secas	Lluvias
E3: **Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Flujo de liberación 102,269 bbl/d, Tiempo de liberación: 60 días; Volumen liberado: 6,136,140 bbl (876,958.3 TM).**			
Superficie marina	Las probabilidades mayores al 75%, se extendieron 100 km con dirección predominante al oeste y noreste del punto de liberación. Los contornos abarcaron: La frontera con Estados Unidos (88% - 30 días); aguas frente al estado de Tamaulipas (1 a 5 % y 5 a 25% - 21 a 30 días y 30 a 60 días); aguas frente al norte de Veracruz (1 al 95% - 7 a 30 días), aguas del sur de Veracruz (>50% - 3 a 21 días); aguas frente a la frontera con Veracruz y Tabasco (>95% - 1 a 3 días); aguas frente a Tabasco (>95% - <1 día).	Probabilidades mayores al 75%, se extendieron a 150 m con dirección predominante al este del punto de liberación. Los contornos abarcaron: la frontera con Estados Unidos (88% - 30 días); aguas frente a Tamaulipas (1 a 5 % y 5 a 25% - 21 a 30 días y 30 a 60 días); aguas frente al norte del estado de Veracruz (1 al 50% - 7 a 60 días), aguas del sur de Veracruz (95% - 3 a 7 días); aguas de la frontera con Veracruz y Tabasco (>95% - 1 a 3 días) aguas frente a Tabasco (>95% - < 1 día).	Probabilidades mayores al 75%, se extendieron a más de 400 km con dirección predominante al noroeste del punto de liberación. Los contornos abarcaron: la frontera con Estados Unidos (40% - 30 días), aguas frente al estado de Tamaulipas (5 y 25% - 21 a 30 días y 30 a 60 días), aguas frente al norte de Veracruz (5 al 25% - 7 a 21 días), aguas del sur de Veracruz (95% - 7 días); aguas de la frontera con Veracruz y Tabasco (>95% - 1 a 3 días); aguas frente a Tabasco (>95% - > 1 día).
Costas	Las costas con probabilidades de presencia de hidrocarburo incluyen las de Estados Unidos (<79% - 30 días); Tamaulipas (< 1% - 50% - 30 y 60 días y > 60 días); costas del norte de Veracruz (1 al 95% - 21 y 60 días), costas del sur de Veracruz (> 25% - 1 a 21 días); costas Tabasco (95% - 3 días), pequeña porción de las costas de Campeche (<5% - 3 días) sin llegar a la Laguna de Terminos.	Las costas con probabilidades de presencia de hidrocarburo incluyen las de Estados Unidos (<79% - 21 días); costas de Tamaulipas (95% - 21 días en la parte norte y > 7 días en la parte sur); norte de Veracruz (95% - 7 y 21 días), sur de Veracruz (95% - 1 a 21 días); costas de Tabasco (95% - 3 días), sin alcanzar las costas de Campeche.	Las costas con probabilidades de presencia de hidrocarburo incluyen las de Estados Unidos (79% - >30 días); costas de Tamaulipas (25% - 21 días); costas del norte del estado de Veracruz (50% - 7 y 30 días), costas del sur de Veracruz (> 95% - 1 y 7 días); costas de Tabasco (>95% - 3 días); costas de Campeche (<5% - 7 días).

Fuente: OSRL, 2023; AECOM, 2023.

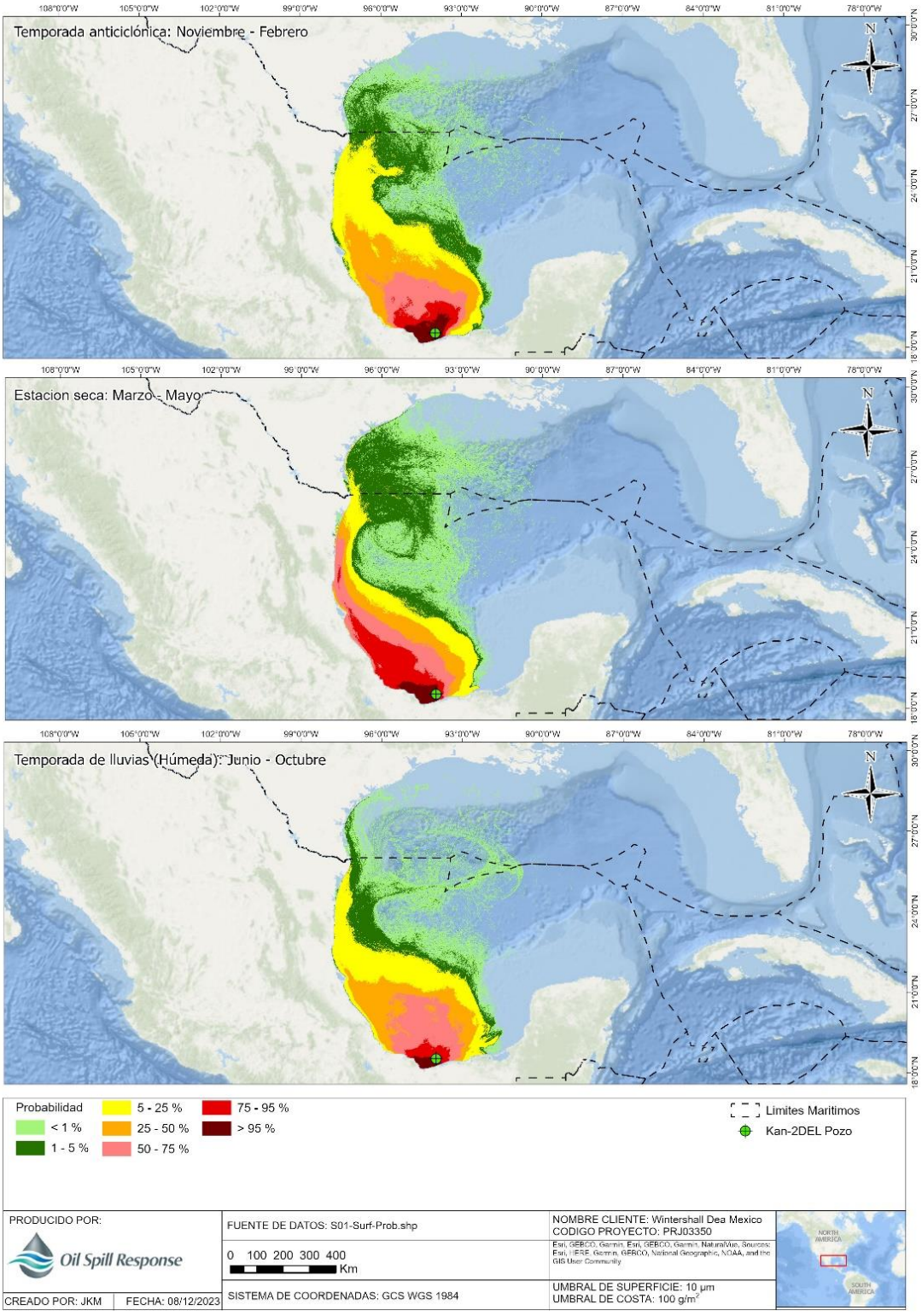

Figura 5-4. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Probabilidad de presencia de hidrocarburo en superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

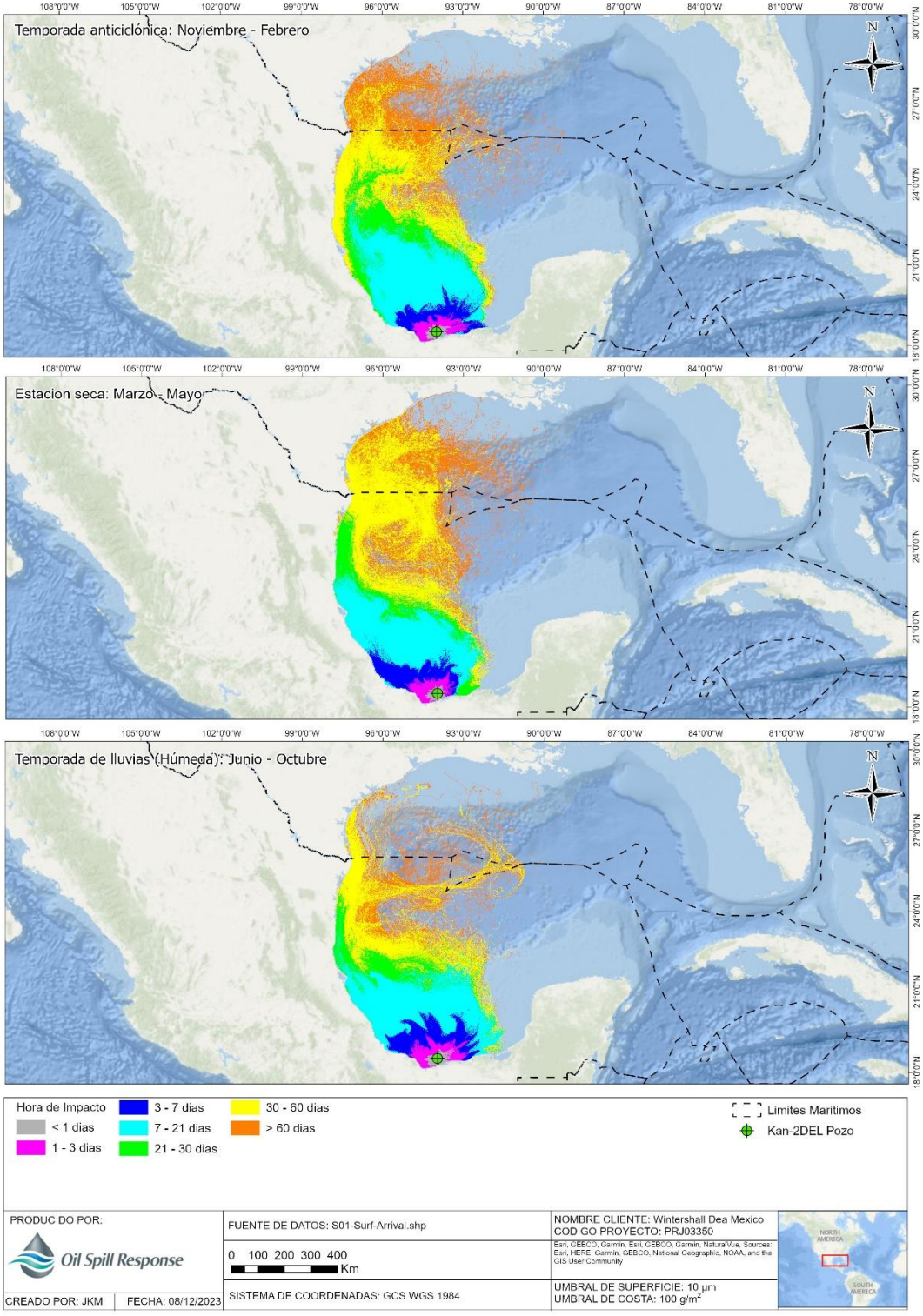

Figura 5-5. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

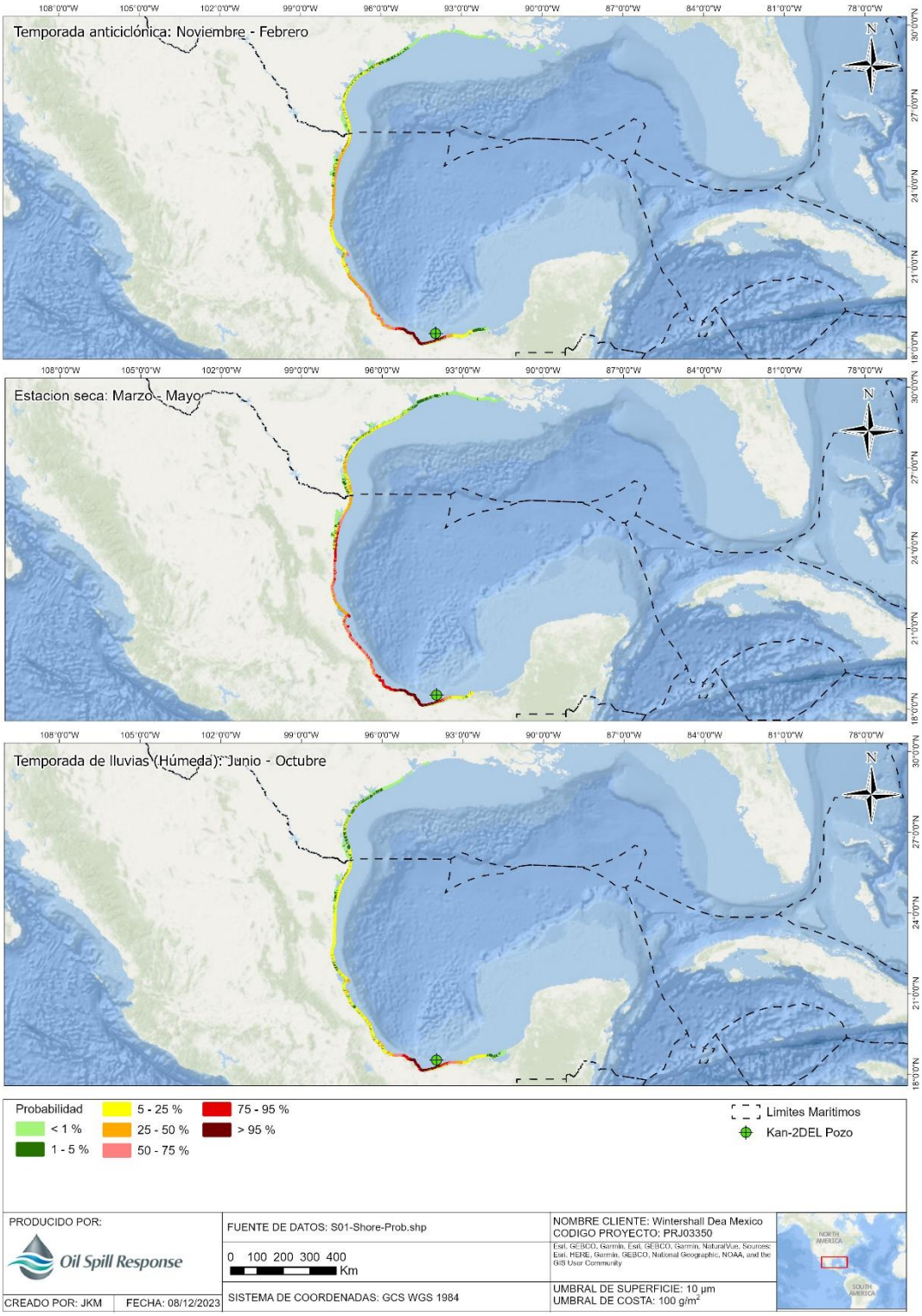

Figura 5-6. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Probabilidad de presencia de hidrocarburo en la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

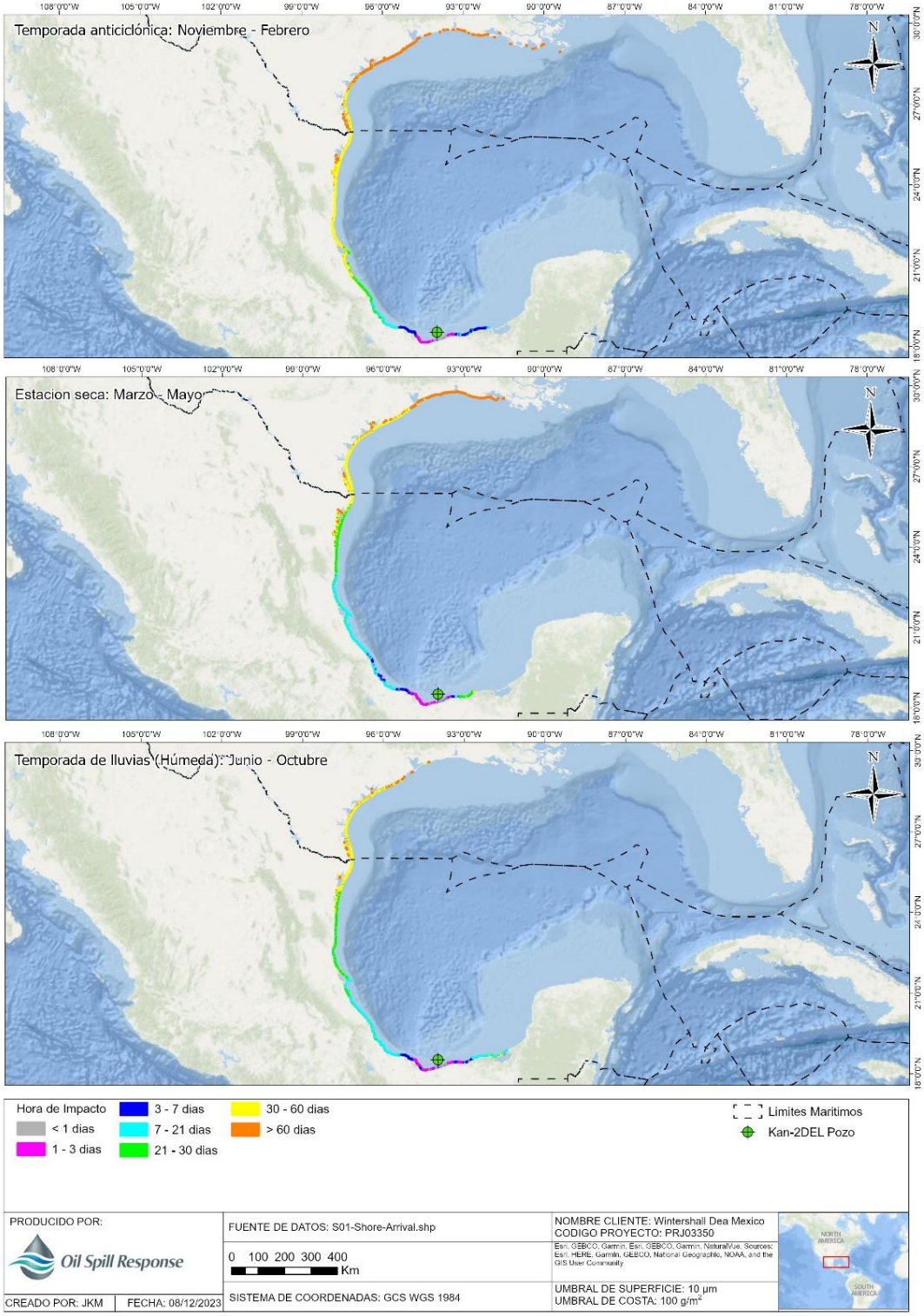

Figura 5-7. Liberación de hidrocarburos al mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Tiempo mínimo de arribo de hidrocarburo a la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

5.2.2 E4: Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques o de OSV/AHTS con la plataforma

A continuación, se presentan los resultados estocásticos del escenario de derrame de diésel para 400 trayectorias. El escenario involucra la liberación de 1,360 m^3 a lo largo de 14 días de liberación en la ubicación del Pozo Kan-2DEL. En la **Tabla 5-3** se presenta la descripción de la **Figura 5-8** a **Figura 5-11**, los resultados se presentan en términos de probabilidad y tiempos de arribo de hidrocarburo a la costa y a la superficie marina en las temporadas anticiclónica, secas y lluvias. Los mapas presentados en esta sección también pueden consultarse en el **Anexo 8**.

Tabla 5-4. Resumen de resultados del escenario E4.

Zona de presencia de hidrocarburo	Anticiclónica	Secas	Llluvias
E4: **Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/ AHTS con la plataforma: Tiempo de liberación: 1 h; Volumen liberado: 1,360 m^3 (1,181.4 MT).**			
Superficie marina	Los contornos se extendieron sobre las costas de Tabasco y sur de Veracruz con dirección predominante al oeste (25 km) con probabilidades de 5 y 25%, probabilidades de 1 a 5 % y menores al 1% se extendieron a no más de 100 km de sitio de liberación, con tiempos de arribo menores a tres días.	Los contornos se extendieron sobre las costas de Tabasco y sur de Veracruz y presentaron el mismo comportamiento que durante la temporada anticiclónica, sin embargo, las probabilidades <1% se extendieron a no más de 60 km de punto de liberación con tiempos de arribo menores a tres días.	Los contornos se extendieron sobre las costas de Tabasco y sur de Veracruz y presentaron el mismo comportamiento que durante la temporada anticiclónica, sin embargo, los contornos de 1 a 5% y <1% se extendieron con predominancia al este del punto de liberación con una distancia máxima aproximada de 90 km y tiempos de arribo <7 días.
Costas	Las probabilidades de arribo a las costas de Tabasco son menores al 1% con tiempos de arribo menores 3 días.	Las probabilidades de arribo a las costas de Tabasco son menores al 1% con tiempos de arribo menores 3 días.	Las probabilidades de arribo a las costas de Tabasco incrementarían hasta un 5% con tiempos de arribo menores a 7 días.

Fuente: OSRL, 2023; AECOM, 2023.

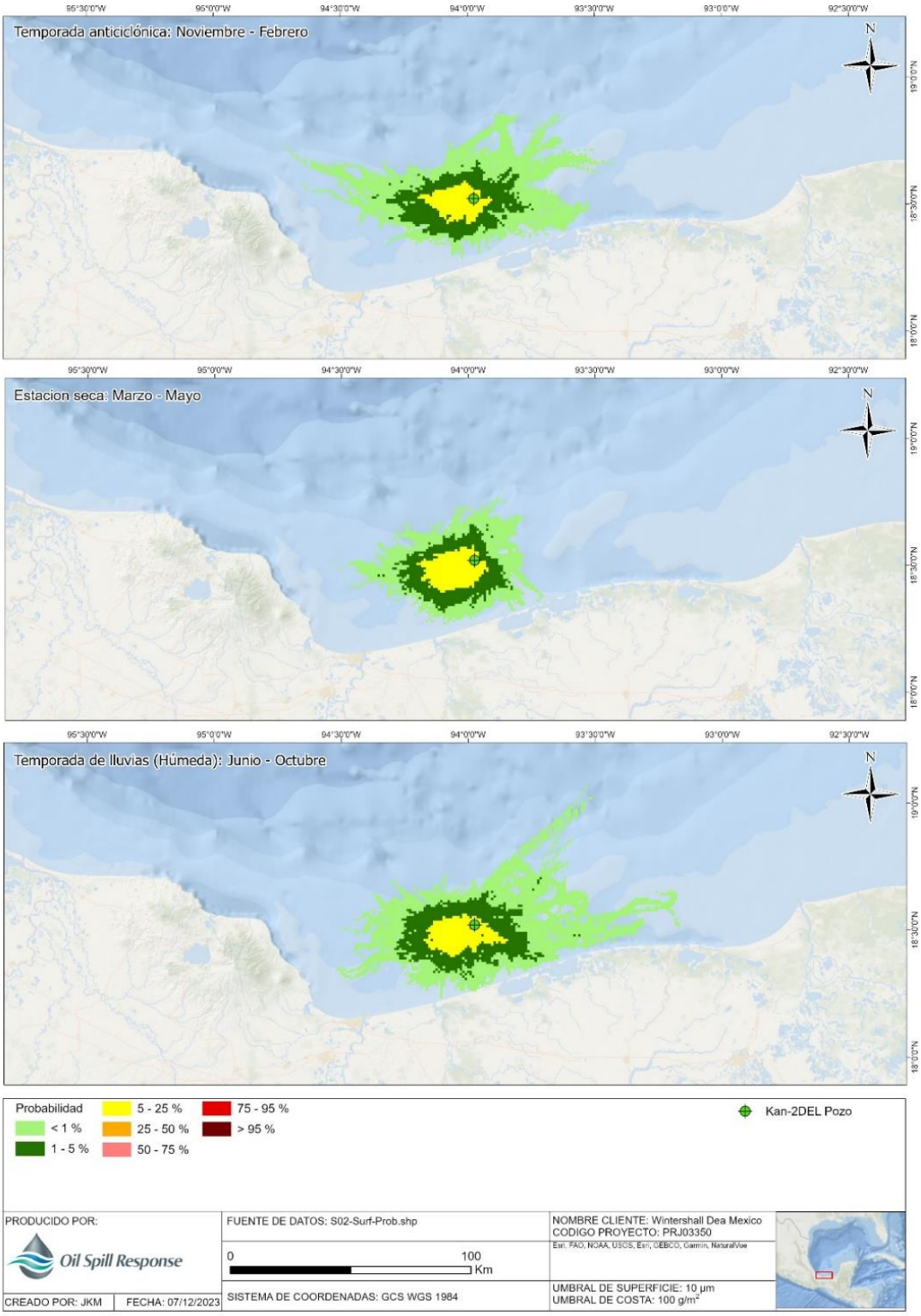

Figura 5-8. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Probabilidad de presencia de diésel en la superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

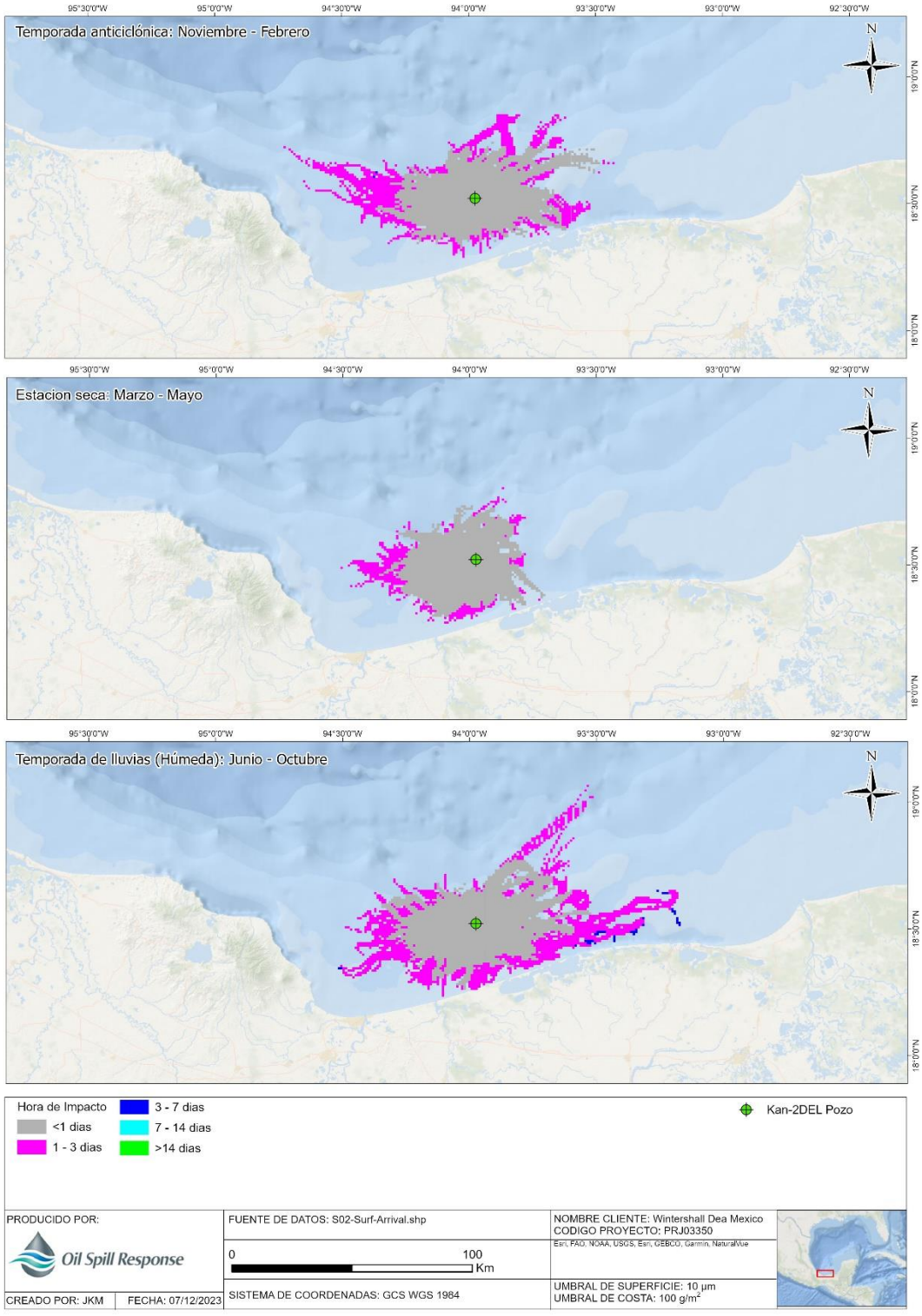

Figura 5-9. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Tiempo mínimo de arribo de diésel a la superficie marina para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

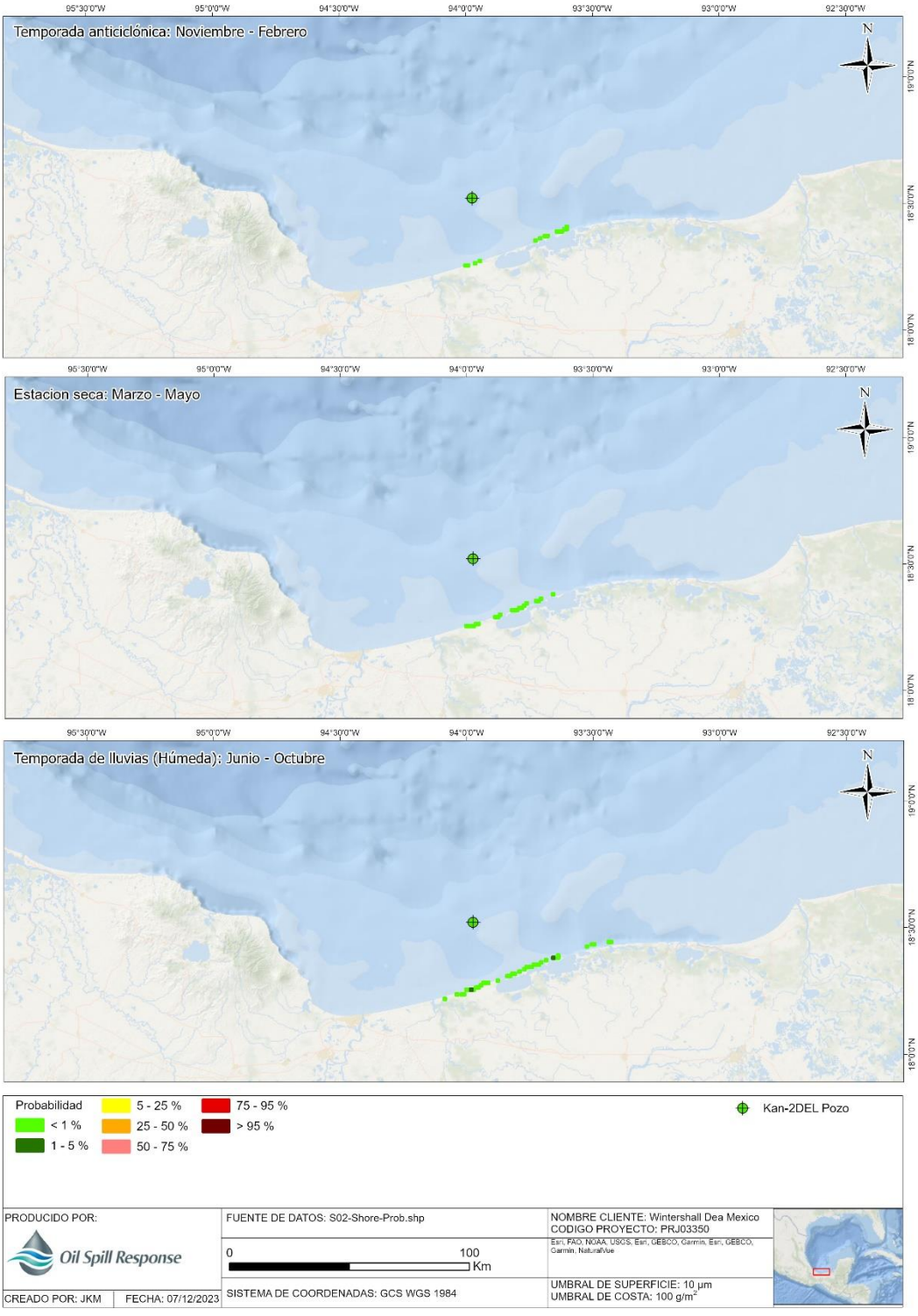

Figura 5-10. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Probabilidad de presencia de diésel en la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

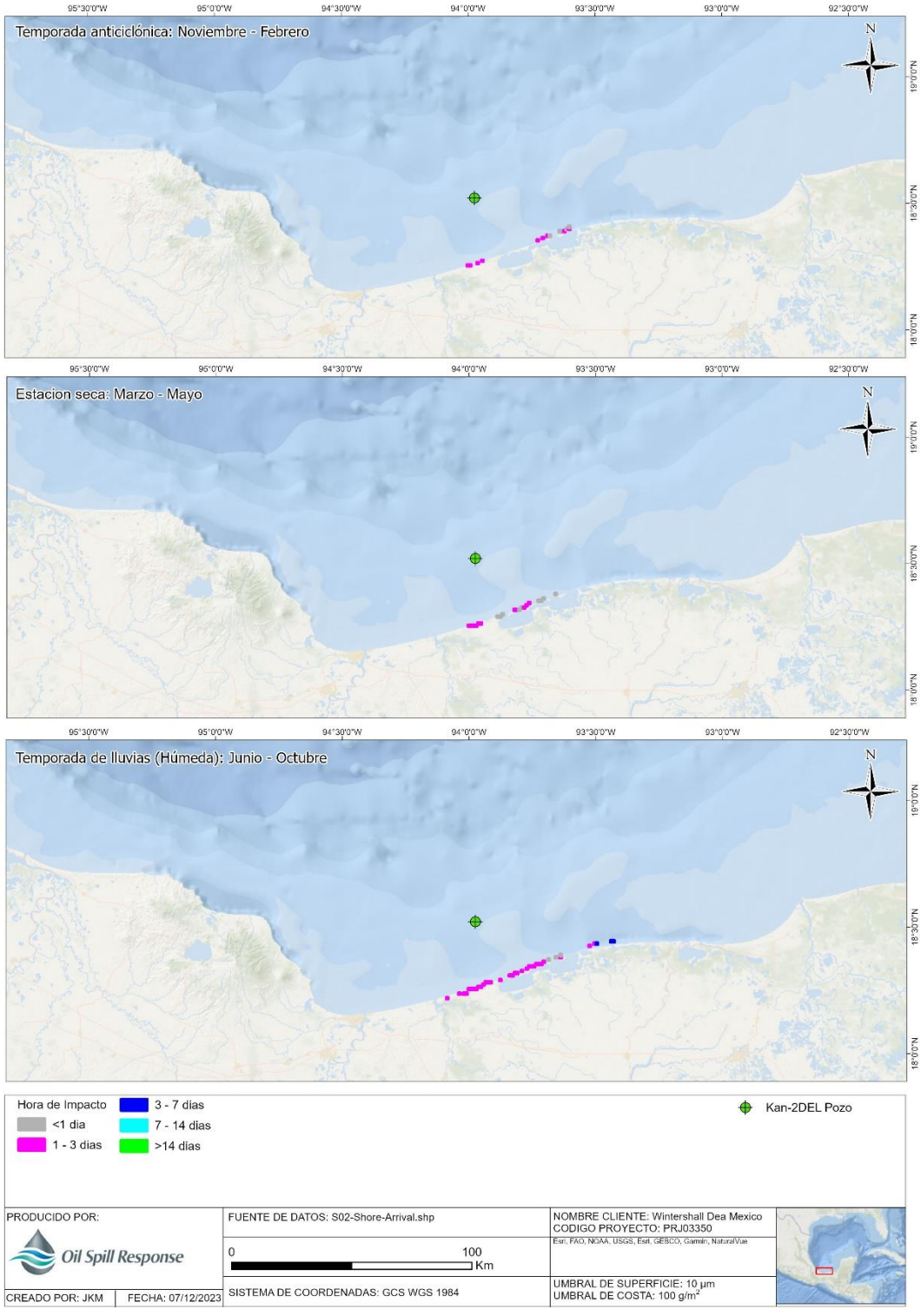

Figura 5-11. Liberación de diésel al mar por colisión entre OSV, buques, o de OSV/AHTS con la plataforma: Tiempo mínimo de arribo de diésel a la costa para las temporada anticiclónica, secas y lluvias.

Fuente: OSRL, 2023.

6 Análisis de vulnerabilidad

6.1 Análisis de vulnerabilidad

6.1.1 Escenarios PHAST: E1 Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DELy E2 Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL

A continuación, en la **Tabla 6-1**, se describen los escenarios de riesgo para conocer los posibles receptores de riesgo dentro de las instalaciones, así como de instalaciones aledañas y de los componentes ambientales (agua, suelo, flora, fauna, etc.) o asentamientos humanos que se encuentren inmersos dentro de las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento.

Tabla 6-1. Descripción de los posibles receptores de riesgo.

ID Escenario	Receptores	Tipo de evento	Zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones
E1	Personal	Dardo de fuego (radiación térmica)	9.46 kW/m^2	1, 6.8 y 12 m/s: El personal expuesto a este umbral de sobrepresión ubicado en la cubierta principal de la Unidad de Perforación o en embarcaciones aledañas a la Unidad de Perforación (OSV, ATHS) podría presentar dolor dentro de los 10 s, quemaduras de segundo grado en incluso la muerte.	1. Redundancias del sistema de control BOP según diseño 2. Inspección del BOP antes del inicio del proyecto 3. Procedimiento de control de pozos y documento de puente a seguir 4. Pruebas de funcionamiento y presión según los requisitos de la norma API53. 5. Evaluación del riesgo de período donde no se puede cortar/cerrar la tubería 6. Certificación del equipo de control de pozos. 7. Personal formado (certificación / IWCF) 8. Plan de respuesta a emergencias 9. Plan de respuesta ante derrames (modelado de dispersión de derrames de petróleo) 10. Plan de contingencia ante reventones. 11. Sistema de lucha contra incendios y equipo 12. entrenado para la lucha contra incendios 12. Equipo ATEX	Sin recomendaciones
			4.73 kW/m^2	1, 6.8 y 12 m/s: El personal expuesto a este umbral de sobrepresión ubicado en la cubierta principal o en embarcaciones aledañas a la Unidad de Perforación (OSV, ATHS) podría alcanzar el umbral de dolor después de 30 s de exposición y después de 40 s de exposición quemaduras de segundo grado.		
			1.58 kW/m^2	1, 6.8 y 12 m/s: El personal expuesto a este umbral ubicado en la cubierta principal o en embarcaciones aledañas a la Unidad de Perforación (OSV, ATHS) puede encontrarse normalmente trabajando bajo este umbral. No se presentan molestias, aún durante largos periodos de exposición. El personal con ropa de trabajo adecuada puede ser expuesto continuamente		
	Medio ambiente		9.46 kW/m^2	1, 6.8 y 12 m/s: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas fuera de los límites permitidos y en caso de ocurrir la ignición, por la generación de gases y humos de la combustión. Debido a la ubicación de la plataforma los radios de radiación térmica no tienen interacciones con otros receptores ambientales, por lo cual, no se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, agua, flora y fauna.		
			4.73 kW/m^2			
			1.58 kW/m^2			
	Instalación		9.46 kW/m^2	1, 6.8 y 12 m/s: Puede ocurrir daño leve a equipos o fundición de equipos de plástico ubicados en la cubierta principal o en embarcaciones aledañas a la Unidad de Perforación (OSV, ATHS) dentro de este radio.		
			4.73 kW/m^2	1, 6.8 y 12 m/s: Bajo este umbral de radiación, no se esperan daños significativos a los equipos a equipos dentro de la cubierta principal o en embarcaciones aledañas a la Unidad de Perforación (OSV, ATHS) dentro de este radio.		
			1.58 kW/m^2	1, 6.8 y 12 m/s: Bajo este umbral no se esperan daños a equipos de la cubierta principal o en embarcaciones aledañas a la Unidad de Perforación (OSV, ATHS) dentro de este radio.		
E2	Personal	Explosión de nube de vapor no confinada (Sobrepresión)	3 – 10 lb/in^2	1, 6.8 y 12 m/s: El personal que se encuentre dentro del cantiléver y cerca de las piernas de popa de la Unidad de Perforación podría presentar heridas graves por proyectiles e incluso la muerte.	1. Redundancias del sistema de control BOP según diseño 2. Inspección del BOP antes del inicio del proyecto 3. Procedimiento de control de pozos y documento de puente a seguir 4. Pruebas de funcionamiento y presión según los requisitos de la norma API53. 5. Evaluación del riesgo de período donde no se puede cortar/cerrar la tubería 6. Certificación del equipo de control de pozos. 7. Personal formado (certificación / IWCF) 8. Plan de respuesta a emergencias 9. Plan de respuesta ante derrames (modelado de dispersión de derrames de petróleo) 10. Plan de contingencia ante reventones.	Sin recomendaciones
			1 lb/in^2	1, 6.8 y 12 m/s: El personal que se encuentre en la zona del cantiléver, y todo el piso de peroración sin incluir al helipuerto, podría presentar ruptura de tímpanos y heridas serias por proyectiles.		
			0.5 lb/in^2	1, 6.8 y 12 m/s: No se esperan lesiones al personal que se encuentren dentro de este umbral no presión.		
	Medio ambiente		3 – 10 lb/in^2	1, 6.8 y 12 m/s: Las afectaciones hacia el aire son por la liberación de gas fuera de los límites permitidos Debido a la ubicación de la plataforma los radios de radiación térmica no tienen interacciones con otros receptores ambientales, por lo cual, no se esperan afectaciones a los receptores ambientales suelo, agua, flora y fauna.		
			1 lb/in^2			
			0.5 lb/in^2			
	Instalación		3 – 10 lb/in^2	1, 6.8 y 12 m/s: Dentro de la zona de 10 lb/in^2 se espera que máquinas pesadas (3,500 kg) sean desplazadas y queden muy dañadas. La maquinaria con peso de 5,500 kg o superior tiene probabilidad de no verse afectada. Dentro del umbral de presión de 3 lb/in^2, 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. En este sentido la maquinaria ubicada en la popa de la Unidad de Perforación podría verse afectada por la sobrepresión.		
			1 lb/in^2	1, 6.8 y 12 m/s: Bajo este nivel de sobrepresión las láminas de asbesto corrugado se hacen añicos, los paneles de aluminio o acero corrugado, así como accesorios de sujeción presentan pandeo.		

ID Escenario	Receptores	Tipo de evento	Zona	Descripción de la afectación	Descripción de salvaguardas existentes	Recomendaciones
			0.5 lb/in^2	1, 6.8 y 12 m/s: En esta zona, se espera la ruptura de ventanas y daños en los marcos de estas de la zona del piso de perforación. Los daños a estructuras bajo este valor de presión son menores.	11. Sistema de lucha contra incendios y equipo 12. entrenado para la lucha contra incendios 12. Equipo ATEX	

Fuente: AECOM, 2023.

6.1.2 Escenarios OSCAR: E3 Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del pozo Pozo Kan-2DEL y E4 Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buques, o colisión de OSV/AHTS con la plataforma

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

Durante la quema de hidrocarburos se libera principalmente dióxido de carbono (CO2), monóxido de carbono (CO) y vapor de agua a la atmósfera, así como partículas (hollín y ceniza) y otros gases, tales como óxidos de nitrógeno (NOx), dióxido de azufre (SO_2), metano (CH_4), hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP) y compuestos orgánicos volátiles (COV), entre otros compuestos en cantidades traza (INECC, 2HAP y compuestos orgánicos volátiles (COV), entre otros compuestos en cantidades traza (INECC, 2016; IPIECA y IOGP, 2013). Cabe señalar que Wintershall Dea no realizará actividades de quema de hidrocarburos durante las actividades del Proyecto.

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 es capaz de permanecer en la atmósfera por largos periodos de tiempo (EPA, 2019a), absorbiendo el calor producido por la radiación solar y liberándolo gradualmente. Los océanos son considerados sumideros importantes de este compuesto, al disolverse en agua, reacciona formando ácido carbónico y sus productos de disociación, tales como el bicarbonato y carbonato, aumentando las concentraciones de hidrógeno (H^+) y, por lo tanto, disminuyendo el pH del agua (Álvarez-Borrego, 2007). La acidificación del océano repercute en la disponibilidad del carbonato que utilizan algunas especies marinas para construir sus conchas y exoesqueletos, además con bajos niveles de pH las conchas y exoesqueletos pueden disolverse (EPA, 2019b).

Por otra parte, el incremento en los gases de efecto invernadero tales como CO, NOx, SO_2 y CH_4) ha provocado un desequilibrio energético, atrapando el calor y produciendo un incremento en la temperatura promedio de la Tierra (NOAA, 2019). En las zonas con altas concentraciones de NOx y SO_2, se llevan a cabo procesos químicos que dan como resultado la formación de esmog fotoquímico. Por otra parte, estos compuestos son capaces de reaccionar con el agua y el oxígeno presente en la atmósfera, lo cual favorece la formación de ácido nítrico (HNO_3) y ácido sulfúrico (H_2SO_4) y, con ello, la generación de lluvia ácida (EPA, 2019c). La lluvia ácida puede ser dañina para la vida en general al acidificar el suelo y las aguas superficiales.

Los COV, se relacionan con la formación de ozono troposférico, capaz de afectar ecosistemas sensibles y, especialmente, puede causar daño en las especies durante la temporada de crecimiento (EPA, 2019d). Los HAP, se forman durante la incineración incompleta del carbón, crudo, gas, madera, basura y otras sustancias orgánicas (ATSDR, 2016). Estos compuestos son sustancias orgánicas persistentes ya que son de difícil degradación, por lo que su afectación puede durar años, dañando seriamente a los medios acuático y terrestre. Está demostrado que estos compuestos pueden provocar cáncer y alteraciones funcionales en los animales, generándoles defectos y malformaciones genéticas (PRTR-España, 2020).

6.1.2.1 Efectos al medio ambiente

En caso de una liberación de hidrocarburos al mar, el destino y comportamiento de los hidrocarburos en el mar, depende mayoritariamente de las propiedades físicas y químicas de este. Es la composición química del hidrocarburo, en combinación con las condiciones metoceánicas, lo que afecta la forma en la que se rompe y se disipa o persiste en el ecosistema marino. A esta interacción entre el hidrocarburo y el nuevo medio en el que se encuentra se le conoce como intemperización. El resumen del proceso de intemperización se ilustra en la **Figura 6-1**.

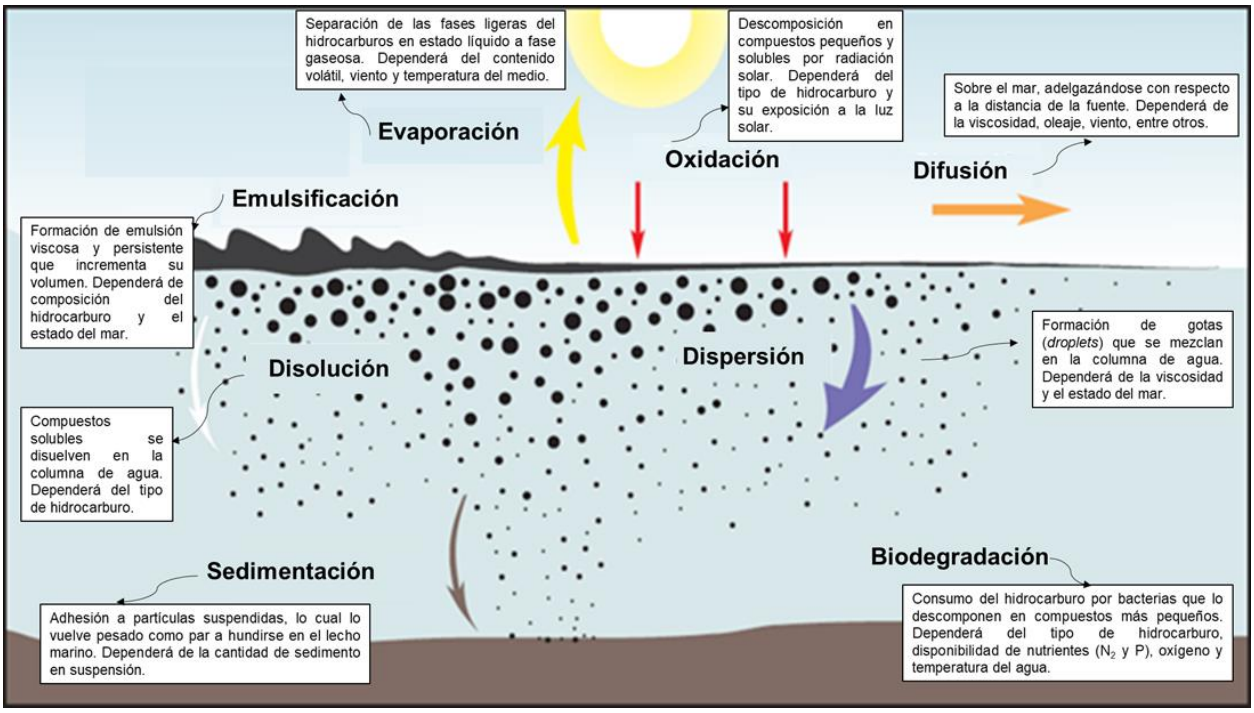

Figura 6-1. Intemperización del hidrocarburo en el ambiente marino.

Fuente: ITOPF, 2018, AECOM, 2023.

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

La vulnerabilidad de la fauna marina y costera, ante la liberación no controlada de hidrocarburos identificados se resumen a continuación:

Plancton

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

Peces

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

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

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

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

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

Tortugas

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

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

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

Mamíferos marinos

Los mamíferos marinos están presentes en todo el Golfo de México, y su distribución está directamente relacionada con la distribución de sus respectivos recursos alimenticios, áreas de reproducción y crianza. Se sabe que las especies en estos grupos migran por grandes distancias de forma estacional (Ortega-Ortíz et al., 2004; Ward y Moscrop, 1999). Los mamíferos marinos en el Golfo de México consisten en ballenas, delfines y algunas especies de manatíes (Wursig, 2017).

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

Aves

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

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

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

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

6.1.2.2 Efectos en pesquerías

En función de los contornos de probabilidad y tiempos de arribo, los principales estados potencialmente impactados por un derrame de hidrocarburo corresponden a Tabasco, Veracruz, Tamaulipas y Campeche.

Entre los principales efectos en pesquerías y granjas acuícolas por la presencia de hidrocarburos se encuentran: 1) la contaminación física de productos de pesca, específicamente en animales que utilizan la

filtración para alimentarse (p. ej. moluscos y fauna bentónica) y peces con grandes contenidos de grasa; 2) efectos tóxicos en la vida marina que pudieran afectar el comportamiento, alimentación, reproducción y crecimiento de especies e incluso la muerte masiva de la vida marina; 3) interrupción de actividades comerciales de la población costera, cuyas consecuencias podrían afectar la economía por la restricción de actividades pesqueras (veda), prohibición de venta del producto en los mercados, pérdida de confianza de los compradores (nacional e internacionalmente) y pérdidas en las ganancias, así como a la salud por la escasez temporal de comida, y compuestos con alto peso molecular potencialmente cancerígenos.

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

6.1.2.3 Clasificación de costas

De acuerdo con el numeral 5.6.1 de la Guía de Riesgo de ASEA, para derrames en zonas marinas mexicanas, se integró un resumen da las zonas identificadas, el tipo de costa, longitud y probabilidad de contacto en las tres temporadas.

Para elaborar la clasificación de la línea de costa, se utilizaron los resultados de los contornos de probabilidad y tiempos de arribo de hidrocarburo en caso de un descontrol de pozo, así como la información contenida en las cartas geológico-mineras 1:250,000 del Servicio Geológico Mexicano. Las cartas contienen la clasificación del territorio en unidades geológicas y la descripción de estas. Dentro de la clasificación se incluyeron costas de arena gruesa y fina, costas rocosas, costas con desarrollo antropogénico (escolleras, puertos, diques, malecones, etc.) y manglar. Dichas clasificaciones fueron aplicadas a las áreas sensibles consideradas por los resultados del modelo incluyendo (**Tabla 6-2**):

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

Tabla 6-2. Áreas sensibles consideradas.

Área sensible	Área sensible
RMP – Regiones Marinas Prioritarias	**RHP- Regiones Hidrológico Prioritarias**
Delta del Río Coatzacoalcos	Cenotes de Aldama
La Pesca-Rancho Nuevo	Río Bravo Internacional
Laguna Madre	Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan
Laguna San Andrés	Los Tuxtlas
Laguna Verde-Antón Lizardo	Río la Antigua
Pantanos de Centla – Laguna de Terminos	Laguna de Términos
Los Tuxtlas	**ANP – Áreas Naturales Protegidas**
Pueblo Viejo-Tamiahua	Laguna Madre y Delta del Río Bravo
Sistema Lagunar de Alvarado	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan
Tecolutla	Sistema Arrecifal Veracruzano
SPM – Sitios Marinos Prioritarios	Playa de Rancho Nuevo

Área sensible	Área sensible
Cuenca Baja y Delta del Río Coatzacoalcos	Laguna de Términos
Humedales Costeros del Centro de Veracruz	Pantanos de Centla
Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	Los Tuxtlas
Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	**Áreas de Importancia para la Conservación**
Laguna de Términos	Laguna Madre
Laguna Madre	Centro de Veracruz
Humedales Costeros del Sur de Tamaulipas	Delta del Río Bravo
Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	Desembocadura del Río Soto la Marina
Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	Humedales de Alvarado
Sistema Arrecifal Veracruzano	Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz
Sistema Lagunar de Alvarado	Los Tuxtlas
Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	Tecolutla
RTP – Regiones Terrestres Prioritarias	Pantanos de Centla
Laguna Madre	Laguna de Términos
Pantanos de Centla	**Ramsar**
Humedales del Papaloapan	Laguna de Tamiahua
Laguna de San Andrés	Manglares y Humedales de Tuxpan
Laguna de Tamiahua	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano
Rancho Nuevo	Playa Tortuguera Rancho Nuevo
Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	Sistema Lagunar Alvarado
	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre
	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna de Términos
	La Mancha y el Llano
	Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan
	Pantanos de Centla

Fuente: AECOM, 2023.

Las clasificaciones mencionadas se identificaron dentro de las áreas sensibles de la **Tabla 6-2** y se distribuyeron en los siguientes tipos de costas:

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

De acuerdo con los resultados, la mayoría de las costas corresponden a *playas de arena de grano fino y grueso*. Dichas playas funcionan como barrera primaria ante el arribo de un derrame de hidrocarburo a ciertos ambientes costeros como humedales de arbustos y manglares.

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

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

En la **Figura 6-2** se muestra un ejemplo de las zonas de playas de arena de grano fino o grueso que funcionan como protección para el área sensible Laguna Madre.

Figura 6-2. Playas de arena de grano grueso de las áreas sensibles de la Laguna Madre.

Fuente: Earth Google, 2023.

A continuación, se presenta el resumen del análisis de las mayores probabilidades y menores tiempos de arribo de hidrocarburo a la costa por temporada y por área sensible. En el **Anexo 8** se pueden consultar las tablas de probabilidad y tiempo de arribo de hidrocarburo a la costa y la superficie marina con su respectiva clasificación de costa y longitud en función de la interpretación de cartas geológico-mineras del Servicio Geológico Mexicano y fotointerpretación (SGM, 2002, 2004a, 2004c, 2004b, 2008). La escala de las cartas geológicas es 1:250,000, por lo tanto, el proceso de clasificación se realizó con a la misma escala. Únicamente se trabajó a escala 1:50,000 las secciones donde se clasificaron desarrollos antropogénicos, costas rocosas. En este mismo anexo, se pueden consultar los mapas tácticos y de sensibilidad resultado de las modelaciones.

6.1.2.3.1 Temporada anticiclónica

Durante la temporada de lluvias, las costas con clasificaciones del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso* y *roca* en las **AICA, ANP, RHP, RMP** denominadas **Los Tuxtlas** presentaron las mayores probabilidades y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a la costa mayores al 95% y de 1 a 3 días, respectivamente. El resto de las costas en las áreas sensibles consideradas presentaron probabilidades menores al 75% y tiempos de arribo mayores a 3 días, con excepción de la costa en la **RMP Pantanos de Centla-Laguna de términos** (desarrollo antropogénico) con tiempos de arribo de 1 a 3 días.

De la costa del tipo *playas de arena de grano fino* y *roca* en los sitios **Ramsar** considerados, el sitio **Ramsar Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan** obtuvo una probabilidad de presencia de hidrocarburo mayor al 95% con tiempos de arribo de entre 3 y 7 días, mientras que la costa en los demás sitios **Ramsar** obtuvieron probabilidades menores al 75% y tiempos de arribo mayores a 7 días, con excepción de la costa del sitio **Ramsar Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos y Pantanos de Centla** con tiempos de arribo de entre 3 y 7 días.

La costa del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso, roca y desarrollo antropogénico* en la **RMP Delta del Río Coatzacoalcos** y en la **RMP Pantanos de Centla- Laguna de Términos**, también presentaron probabilidades mayores al 95% con tiempos de arribo menores a 3 días, siendo la **RMP Pantanos de Centla – Laguna de Términos** la que obtuvo los menores tiempos de arribo (> 1 día) y la **RMP Los Tuxtlas** con tiempos de arribo de 3 a 7 días.

De la costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso* y *roca* en las **RTP** evaluadas, la costa en la **RTP Sierra de los Tuxtlas- Laguna del Ostión** presentó las mayores probabilidades y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a la costa mayores al 95% y de 1 a 3 días,

respectivamente. El resto de las **RTP** consideradas presentaron probabilidades menores al 75% y tiempos de arribo mayores a 3 días.

De la costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino y grano grueso, roca y desarrollo antropogénico,* en los **SPM** considerados, en los denominados **Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos, Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco, y Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas** presentaron probabilidades mayores al 95%, en el denominado **Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco** obtuvo tiempos de arribo de menores a 1 días, mientras que en los denominados como **Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos** y **Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas** obtuvieron tiempos de arribo entre 1 y 3 días. Los **SPM** restantes obtuvieron probabilidades de arribo menores al 50% y tiempos de arribo mayores a 3 días

6.1.2.3.2 Temporada de secas

Durante la temporada de secas, la costa con clasificaciones del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso* y *roca* en las **AICA, ANP, RHP, RMP** denominadas **Los Tuxtlas** presentaron las mayores probabilidades y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a la costa mayores al 95% y de 1 a 3 días, respectivamente. El resto de las áreas sensibles consideradas presentaron probabilidades entre el 50 y 75% o menores al 50% y tiempos de arribo mayores a 7 días.

La costa con clasificaciones del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso, roca y desarrollo antropogénico* en la **RMP Delta del Río Coatzacoalcos,** así como la costa con clasificaciones del tipo *playas de arena de grano fino* en la **RMP Pantanos de Centla- Laguna de Términos**, presentaron probabilidades mayores al 95% con tiempos de arribo de menores a 3 días, siendo la **RMP Pantanos de Centla** la que obtuvo los menores tiempos de arribo (> 1 día). La costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino* en la **RMP Sistema Lagunar Alvarado** también presentó probabilidades mayores al 95% sin embargo, sus tiempos de arribo fueron de entre 3 y 7 días. Las **RMP** restantes presentaron probabilidades menores al 95% con tiempos de arribo mayores a 7 días.

De la costa con clasificaciones del tipo *playas de arena de grano fino* de los sitios **RAMSAR** considerados, el denominado **Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan** obtuvo una probabilidad de presencia de hidrocarburo mayor al 95% con tiempos de arribo de entre 1 y 3 días, mientras que los demás sitios Ramsar obtuvieron probabilidades menores al 95% y tiempos de arribo mayores a 3 días.

De la costa con clasificaciones del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso* y *roca* en las RTP evaluadas, la **RTP Sierra de los Tuxtlas- Laguna del Ostión** presentó las mayores probabilidades y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a la costa mayores al 95% y de 1 a 3 días, respectivamente. En el resto de las **RTP** consideradas presentaron probabilidades menores al 95% y tiempos de arribo mayores a 7 días.

De los **SPM** considerados, la costa con clasificación del tipo de *playas de arena de grano fino, granos grueso, roca y desarrollo antropogénico* en los **SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos, Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco, y Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas**, presentaron probabilidades mayores al 95%, el **SPM Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco** obtuvo tiempos de arribo de menores a 1 días, mientras que el **SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos y Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas** obtuvo tiempos de arribo entre 1 y 3 días. Los **SPM** restantes obtuvieron probabilidades de arribo menores al 95% y tiempos de arribo mayores a 3 días.

6.1.2.3.3 Temporada de lluvias

Durante la temporada de lluvias, la costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino, grano y grueso* y *roca* en las **AICA, ANP, RHP, RMP** denominadas **Los Tuxtlas** presentó las mayores probabilidades y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a la costa mayores al 95% y de 1 a 3 días,

respectivamente. En el resto de las **AICA, ANP y RHP** consideradas presentaron probabilidades entre el 50 y 75% o menores al 50% y tiempos de arribo mayores a 7 días.

La costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso, roca y desarrollo antropogénico* en la **RMP Delta del Río Coatzacoalcos** y la clasificada del tipo *playas de arena de grano fino y desarrollo antropogénico* en la **RMP Pantanos de Centla- Laguna de Términos**, presentaron probabilidades mayores al 95% con tiempos de arribo de menores a 3 días, siendo la **RMP Pantanos de Centla** la que obtuvo los menores tiempos de arribo (> 1 día).

La costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino,* y *roca* en los sitios **RAMSAR** considerados, el denominado **Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan**, obtuvo una probabilidad de presencia de hidrocarburo mayor al 95% con tiempos de arribo de entre 3 y 7 días, mientras que los demás sitios **Ramsar** obtuvieron probabilidades menores al 50% y tiempos de arribo mayores a 7 días.

De las **RTP** evaluadas, la costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso* y *roca*, en la denominada **RTP Sierra de los Tuxtlas- Laguna del Ostión** presentó las mayores probabilidades y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a la costa mayores al 95% y de 1 a 3 días, respectivamente. En el resto de las **RTP** consideradas presentaron probabilidades menores al 50% y tiempos de arribo mayores a 7 días.

De los **SPM** considerados, la costa con clasificación del tipo *playas de arena de grano fino, grano grueso, roca, y desarrollo antropogénico,* en los **SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos, Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco, y Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas**, presentaron probabilidades mayores al 95%, en el sitio **Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco** se obtuvieron tiempos de arribo de menores a 1 días, mientras que en el denominado **Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos y Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas** obtuvieron tiempos de arribo entre 1 y 3 días. En los **SPM** restantes obtuvieron probabilidades de arribo menores al 50% y tiempos de arribo mayores a 7 días.

6.2 Interacciones de riesgo

En la **Tabla 6-3** se enlistan los escenarios de riesgo asociados con la liberación de sustancias AAR, así como la descripción de las interacciones de riesgos y sus posibles receptores de riesgo; para ello, se seleccionaron los radios de mayor magnitud para el escenario de dardo de fuego (E1) y explosión (E2).

Si bien, los efectos de incidencia de la radiación térmica y las ondas de sobrepresión hacia equipos de proceso pueden desencadenar un efecto dominó, con base en los resultados, no se identificaron escenarios con el potencial de crear un efecto domino, considerando las distancias obtenidas de los radios de afectación para las zonas de alto riesgo por daño a equipos y zona de alto riesgo. Esto se debe a que, para que se presente un efecto domino, la exposición de los equipos de proceso, a niveles de radiación térmica y sobrepresión debe ser por tiempo prolongado para que ocurra la fragilización del material además de considerar la distancia al punto de explosión y de la cantidad y tipo de objetos arrojados que puedan ocasionar un daño severo a los equipos. Por otra parte, la composición esperada en el yacimiento de hidrocarburo es predominantemente pesada, por lo que, de existir una liberación no controlada al medio ambiente, la cantidad de gases emitidos será limitada y su ignición no será capaz de liberar energía suficiente para dañar los elementos estructurales y equipamiento de la Unidad de Perforación.

Asimismo, de acuerdo con la **sección 3.4**, no existe infraestructura preexistente cercana al sitio de perforación del Pozo Kan-2DEL.

Tabla 6-3. Interacciones de riesgo.

ID	Equipo donde se presenta la fuga	Sustancia involucrada	Zona	Radio de afectación (m)	Equipos presentes en el radio de afectación	Distancia de los equipos a la fuga (m)	Salvaguardas	Recomendaciones
E1	Pozo Kan-2DEL	Hidrocarburo (gas)	9.46 kW/m^2	1F: 76 6.8D: 195 12D: 139	1F: Cantiléver 6.8D: Cantiléver 12D: Cantiléver, piernas de popa de la Unidad de Perforación	1F: 0 6.8D: 0 12D: 0 – 30 (piernas), 60 (grúas)	1. Redundancias del sistema de control BOP según diseño 2. Inspección del BOP antes del inicio del proyecto 3. Procedimiento de control de pozos y documento de puente a seguir 4. Pruebas de funcionamiento y presión según los requisitos de la norma API53. 5. Evaluación del riesgo de período donde no se puede cortar/cerrar la tubería 6. Certificación del equipo de control de pozos. 7. Personal formado (certificación / IWCF) 8. Plan de respuesta a emergencias 9. Plan de respuesta ante derrames (modelado de dispersión de derrames de petróleo) 10. Plan de contingencia ante reventones. 11. Sistema de lucha contra incendios y equipo 12. entrenado para la lucha contra incendios 12. Equipo ATEX	Sin recomendaciones
			4.73 kW/m^2	1F: 151 6.8D: 182 12D: 127	1F: Cantiléver 6.8D: Cantiléver 12D: Cantiléver, piernas de popa de la Unidad de Perforación	1F: 0 6.8D: 0 12D: 0 – 30 (piernas), 60 (grúas)		
E2	Pozo Kan-2DEL	Hidrocarburo (gas)	3 – 10 lb/in^2	1F: 35-22 6.8D: 38-28 12D: 43-34	1F: Cantiléver 6.8D: Cantiléver 12D: Cantiléver, piernas de popa de la Unidad de Perforación	1F: 0 6.8D: 0 12D: 0 – 30 (piernas)	1. Redundancias del sistema de control BOP según diseño 2. Inspección del BOP antes del inicio del proyecto 3. Procedimiento de control de pozos y documento de puente a seguir 4. Pruebas de funcionamiento y presión según los requisitos de la norma API53. 5. Evaluación del riesgo de período donde no se puede cortar/cerrar la tubería 6. Certificación del equipo de control de pozos. 7. Personal formado (certificación / IWCF) 8. Plan de respuesta a emergencias 9. Plan de respuesta ante derrames (modelado de dispersión de derrames de petróleo) 10. Plan de contingencia ante reventones. 11. Sistema de lucha contra incendios y equipo 12. entrenado para la lucha contra incendios 12. Equipo ATEX	Sin recomendaciones
			1 lb/in^2	1F: 70 6.8D: 65 12D: 68	1F: Cantiléver, piernas de popa de la Unidad de Perforación, grúas de babor y estribor 6.8D: Cantiléver, piernas de popa de la Unidad de Perforación, grúas de babor y estribor 12D: Cantiléver, piernas de popa de la Unidad de Perforación, grúas de babor y estribor	1F: 0 6.8D: 0 12D: 0 – 30 (piernas), 60 (grúas)		

Fuente: AECOM, 2023.

7 Reposicionamiento de los escenarios de riesgo

De acuerdo con lo presentado en el **Capítulo 4**, se llevó a cabo la identificación y jerarquización de riesgos mediante la metodología HAZID. Como resultado de dicha sesión, se identificaron 143 peligros, de los cuales 55 resultaron en Nivel de Riesgo “Medio” y 88 resultaron en una evaluación de Riesgo “Bajo”, resaltando que **No se obtuvieron peligros jerarquizados con un Nivel de Riesgo Residual “Alto”**.

Debido a que la Evaluación de Riesgo Residual realizada durante la sesión HAZID contempló la implementación de controles o salvaguardas tanto de prevención como de mitigación, y tomando en cuenta los resultados del análisis cuantitativo, no se reposicionan los escenarios de riesgo, ya que los escenarios se encuentran en un Nivel de Riesgo Medio o Tan Bajo como es Razonablemente Factible (ALARP). En nivel ALARP, la estrategia de tratamiento del riesgo, estipulada en el procedimiento WDEA-MX-MIMS-002 A, requiere que las actividades relacionadas al riesgo se realicen bajo la aprobación de gerente de departamento y/o gerente de operaciones, de tal manera que antes de su ejecución se verifica la disponibilidad y confiabilidad de los controles inherentes tanto a la prevención de las fuentes de peligro como a la mitigación de daños ante escenarios de emergencia.

8 Sistemas de seguridad y medidas para administrar los escenarios de riesgo

8.1 Sistemas de seguridad

8.1.1 Sistemas de control de pozo

Durante la perforación del Pozo Kan-2DEL se contarán con tres fases de control:

- Control Primario de Pozo, donde se utiliza la densidad del fluido de perforación para brindar suficiente presión hidrostática para prevenir la entrada de los fluidos de formación hacia el pozo. Para ello, se contará con la suficiente densidad en el fluido de perforación y se llevará a cabo el monitoreo de los volúmenes de fluido activo, de fluidos de retorno del pozo así y de los incrementos de la presión de formación.
- Control Secundario de Pozo, que implicará el uso de barreras mecánicas para contener de forma segura las presiones del pozo cuando la barrera de control del pozo primario no ha logrado equilibrar la presión de la formación, tales como los preventores de reventones.
- Control Terciario de Pozo, que consistirá en el uso de procedimientos de emergencia para restablecer la contención de presión y evitar una pérdida total del control del pozo. Normalmente implican el abandono del pozo para contener las presiones de la formación bajo la superficie. Entre los métodos más comunes se encuentran los tapones (cemento, barita o *gunk plugs)*, así como bombeo de lodo extra-pesado, pozo de alivio o taponamiento.

8.1.1.1 Control primario

La Unidad de Perforación contará con un sistema de lodo controlada desde el cuarto de bombas y de manera remota del cuarto de control de perforación. El sistema tendrá una capacidad de 5,585 bbl que incluyen los tanques activos, de reserva y de premezcla. Está conformado por tres bombas de fluidos de perforación NOV 14-P-220 triplex ubicadas en la cubierta de máquinas que trasladaran los fluidos de las presas de lodos a una presión de descarga de hasta 7,500 psi, cada bomba de lodo está equipada con amortiguadores de pulsaciones, grúa pluma, válvula de alivio de reajuste, estabilizador de aspiración, manómetro y revestimientos de 6-12". El sistema estará probado a 11,250 psi con una presión de trabajo máxima de 7,500 psi.

8.1.1.2 Control secundario

8.1.1.2.1 Sistema Blowout preventor

El sistema de control de pozo previene la liberación no controlada de fluidos (fluido de perforación y/o fluidos de la formación). El sistema de control de pozo con que contará la Unidad de Perforación para la perforación del Pozo Kan-2DEL posee una presión de trabajo de 15,000 psi y constará del preventor de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) de 15,000 psi y un desviador de 1,000 psi.

BOP

La Unidad de Perforación contará con un BOP Cameron TL de 15,000 psi superficial fue diseñado y construido de acuerdo con API 16A [18] y constará de los siguientes componentes (**Figura 8-1**):

- Un conector de cabezal de pozo de 18 ⅜" y 15 000 psi
- Ariete superior – ariete de tubería de diámetro variable (VBR) 3½" - 6⅝"

- Medio superior: ariete de corte
- Medio Inferior – ariete de tubería fijo de 5⅞"
- Ariete de tubería inferior fijo de 5⅞"
- 1 × preventor anular Cameron tipo DL de 18¾" (10,000 psi)

El conjunto de pila BOP incluye válvulas de estrangulamiento y cierre a prueba de fallos. Las funciones del BOP se controlan mediante un sistema Cameron desde la sala de control del perforador, el panel de control primario del BOP y la oficina del OIM. El BOP y sus sistemas fueron diseñados para cumplir la normativa API aplicable (API RP500, API RP 14F, especificación API RP16E, especificación API S53, especificación API RP64, Práctica recomendada para equipos y operaciones del sistema desviador, especificación API 16. Todas tuberías, accesorios, válvulas, conexiones y otros componentes están diseñados de acuerdo con el Código de tuberías ASME B31.3.

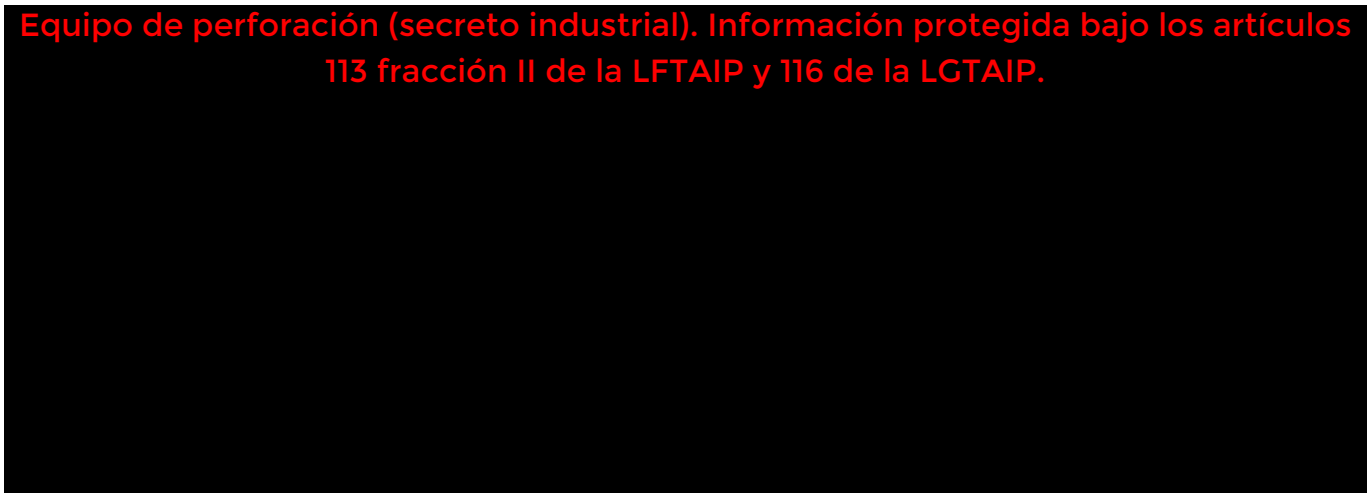

Figura 8-1. Vistas del BOP Cameron 18 3/4" 15K Tipo TL.

Fuente: Cameron Drilling Systems, 2015.

Los dispositivos de cierre del BOP se probaron para garantizar que, a partir de una carga inicial del acumulador de 3,000 psi, sea posible cerrar los cuatro cilindros y abrir las válvulas de salida laterales, con una presión restante superior a la mínima requerida.

Asimismo, contará con un sistema/equipamiento de control de presión lo que permite el estrangulamiento de la presión de formación en superficie para llevar a cabo las operaciones de control de pozo, el cual tiene una presión de trabajo máxima de 15,000 psi, las válvulas de estrangulamiento ahorcan el flujo de fluido procedente del pozo y, de este modo controlan la presión aguas abajo. Desde el colector de estrangulamiento (10 – 15 k) y matar, los fluidos regresarán al separador de lodo y gas (MGS), que está equipado con un manómetro remoto que permite al operador del estrangulador evitar la sobrecarga/sobre presurización del sistema separador y utilizar las líneas directas al exterior si es necesario el venteo. Este sistema funciona en situaciones donde se ha producido un brote y el pozo se ha cerrado con el BOP. Con el pozo cerrado, el estrangulador del sistema contendrá y mantendrá una presión constante en el fondo del pozo, así como para hacer circular la entrada a través del estrangulador adecuado. Esto se lleva a cabo de forma que se recupere el control primario mediante el "lastre" del lodo a través de la sarta de perforación.

Desviador

El sistema de desvío (*Diverter*) proporciona control de flujo para dirigir fluidos de pozo controlados o no controlados lejos del área de perforación para la seguridad del personal y el equipo. Los desviadores se

usan con mayor frecuencia cuando no se puede cerrar un pozo (por ejemplo, brotes de gas poco profundos donde la resistencia de la zapata es baja y el cierre puede provocar la ruptura del pozo).

La Unidad de Perforación contará con un desviador Cameron CF-B 1,000 psi que incluirá lo siguiente:

- 2 líneas de flujo del desviador de 16" de diámetro nominal
- 3 válvulas de bola de 16”
- 2 válvulas de bola de 4”
- 1 línea de desvío recta.

Tanto el BOP como el desviador fueron evaluados por el fabricante y cuentan con un conjunto completo de registros de dichas pruebas. Todas las pruebas de presión se documentan y se realizarán a todos los componentes de boca de pozo y sus conexiones, unidad operativa del BOP, colector de estrangulamiento, líneas de estrangulamiento y muerte, colector de tubería vertical, válvulas de seguridad.

El sistema de control que proporcionará los medios para cerrar y abrir el BOP y sus válvulas estará diseñado para operar en emergencias cuando la energía principal del equipo de perforación no esté disponible. Contará con una fuente de energía principal es proporcionada por bombas accionadas eléctricamente, la fuente de energía secundaria estará provista por un sistema de bombas neumáticas en el caso de uso de paneles eléctricos se requerirá de un paquete de baterías a más de 150 ft de distancia del eje del pozo.

8.1.1.2.2 MPD

Durante la perforación del Pozo Kan-2DEL se contará con un sistema de perforación con presión controlada (MPD, por sus siglas en inglés), esta técnica, está diseñada para evitar la afluencia continua de fluido de formación a la superficie, es decir, controlar con precisión el perfil de presión anular del pozo durante las operaciones a través de un proceso de perforación adaptable.

El MPD se utiliza para evaluar los límites de presión en el fondo del pozo (presión de poro de la formación y gradientes de fractura), gestionando y manteniendo el perfil de presión hidráulica anular dentro de la ventana operativa, mitigando así los riesgos asociados a la perforación, reduciendo eventos de tiempo no productivo asociado a eventos de control, gasificaciones e influjos, pérdidas de circulación, disminuyendo de forma segura el grado de sobre balance que se ejerce sobre el perfil anular.

En términos de control del pozo, el fluido del sistema activo en el espacio anular (con o sin presión de superficie aplicada) es la principal barrera de control del pozo durante las operaciones.

Si bien la técnica involucra ingeniería, equipos y complejidad adicionales, entre las ventajas del uso de MPD se encuentran las siguientes:

- Evita pérdida de circulación
- Reduce daño de la formación
- Evita pega diferencial
- Mejora ROP, vida de barrena, reduce viajes
- Manejo de influjos
- Ventajas ambientales
- Control de presión
- Presión de fondo constante
- Limpieza

- Seguridad para personal y equipos

8.1.2 Sistema PA/GA

La Unidad de Perforación contará con un sistema de megafonía/alarma general (PA/GA) diseñado para emitir anuncios, instrucciones y tonos de alarma eficaces y fiables utilizando intercomunicadores y altavoces en todas las áreas principales de la unidad que proporcionará un medio seguro para informar al personal de una situación de emergencia y los medios para transmitir la alarma de incendio/gas/evacuación a toda la plataforma.

El sistema de PA/GA está alimentado por un Sistema de Alimentación Ininterrumpida (SAI) y una fuente de emergencia. En caso de corte del suministro eléctrico de emergencia, el primer sistema de respaldo será un motogenerador de emergencia que entrará en funcionamiento automáticamente después de 10 segundos de un corte de energía, adicionalmente, para brindar continuidad y redundancia, se contará con baterías del SAI que pasarán automáticamente a suministrar energía al sistema PA/GA durante 60 minutos. Las unidades de acceso al sistema PA/GA están dispuestas de forma que un fallo en cualquier unidad de acceso no interfiera con la integridad del sistema. Las unidades de acceso/control están repartidas por todo el Unidad de Perforación.

Las alarmas de incendio y gas pueden activarse por diversos medios: pulsadores manuales, detectores de humo, detectores de calor, detectores de gas y detectores de llama.

La Unidad de Perforación está equipado con un sistema *Talkback* situado en la zona del cuarto de control de perforación, piso de perforación, Monkey Board y BOP, este sistema funciona como un sistema de intercomunicación seguro y probado que proporciona comunicaciones operativas y de emergencia entre ubicaciones estratégicas y es apto para zonas peligrosas.

Se contará con un sistema telefónico alrededor de la plataforma, los teléfonos situados en zonas de trabajo ruidosas disponen de una sirena telefónica adicional y de un almacén. El sistema telefónico sirve como principal método de comunicación de voz para que el personal de la plataforma hable entre sí y con la costa, mediante acceso telefónico, a través del enlace por satélite suministrado.

En caso de una situación de emergencia, el equipo de comunicación externa consta de los siguientes elementos:

- 2 transceptor de banda lateral única MF/HF (equipado con controlador DSC y receptor de guardia)
- 6 transceptores marinos VHF (alimentados por batería en caso de corte del suministro eléctrico y uno de ellos equipado con controlador DSC y receptor de guardia)
- 1 transceptor VHF para aeronaves
- 1 transceptor VHF portátil para aeronaves
- 1 transceptor de baliza de helicóptero
- 1 radiobaliza indicadora de posición de emergencia (EPIRB)
- 6 radios VHF GMDSS
- 2 baterías independientes que alimentan la consola de radio principal y la consola secundaria durante 60 minutos cada una.
- 1 teléfono satelital portátil bajo resguardo del supervisor de perforación de Wintershall Dea.

El funcionamiento del sistema de comunicación se verifica y documenta mediante pruebas anuales y el mantenimiento de los equipos de comunicación para garantizar su correcto funcionamiento.

8.1.3 Sistema de paro de emergencia

La Unidad de Perforación cuenta con un sistema de paro de emergencia (ESD) independiente (hardware independiente); sin embargo, incluye un sistema de apagado de emergencia manual activado mediante botones manuales en las estaciones ESD y algunos apagados de emergencia automáticos (apagado de HVAC en caso de detección de gas y apagados de equipos como consecuencia del inicio de los sistemas de extinción de incendios).

El proceso de apagado de emergencia normalmente será administrado por el OIM, sin embargo, puede iniciarse por una persona que esté dentro o saliendo de un área donde ha ocurrido un incidente importante. El sistema ESD puede apagar/activar las siguientes funciones:

- Apagado del generador principal
- Apagado del *fuel-oil*
- Apagado de la ventilación del piso de perforación y del cantiléver
- Apagado de la ventilación del casco
- Apagado de la ventilación de los camarotes
- Activado del abandono de la Unidad de Perforación

Se contarán con estaciones ESD en diferentes áreas a lo largo de la Unidad de Perforación, tales como en el cuarto de control, oficina OIM, cuarto de control de perforación, botes salvavidas, cocina/comedor, entre otras.

Las circunstancias típicas en las que se pueden iniciar las funciones de apagado se describen a continuación:

- **Apagado de HVAC de los cuartos.** En caso de que un incidente tenga potencial para el ingreso de humo o gas a los camarotes, se apagarán todas las unidades de tratamiento de aire, así como los extractores de aire de las habitaciones y compuertas cortafuegos dentro de los alojamientos se cerrarán si se detecta el ingreso de gas.
- **Apagado del combustible.** Se iniciaría en caso de fuga del sistema de purificación y transferencia de combustible o de incendio en caso de incendio del motor.
- **Apagado del generador principal y de emergencia.** Se cesarán todas las operaciones de perforación y cerrar el pozo, en caso de incendio en el espacio de máquinas, puede ser necesario iniciar el apagado inmediato del generador principal, se asegurará el pozo, utilizando funciones BOP, según corresponda. En el caso del generador de emergencia, las compuertas de cierre de la Sala del Generador de Emergencia se cerrarán automáticamente una vez que se apague el Generador de Emergencia.
- **Apagado de los ventiladores del casco.** Se iniciará junto con la parada del generador principal en caso de que se produzca una fuga importante de gas que pueda arrastrarse a los espacios de maquinaria, o un incendio en los espacios de maquinaria.
- **Apagón del abandono de la Unidad de Perforación**. se iniciaría desde las estaciones de botes salvavidas al momento de evacuar la plataforma, aunque la OIM puede optar por iniciar esto antes.

8.1.4 Sistema contra incendios

8.1.4.1 Protección contra incendios activa

Los sistemas de agua contra incendios y de diluvio de la Unidad de Perforación cumplen con los requisitos de las autoridades reguladoras. El sistema principal contra incendios es un sistema en bucle con válvulas que permiten el cierre de segmentos para reparaciones, etc., sin desactivar partes importantes del bucle.

La unidad está equipada con un sistema de agua contra incendios que consta de un tanque de presión y una bomba jockey para presurizar el anillo principal contra incendios en todo momento. El sistema contará con los siguientes sistemas contra incendios:

- 2 bombas contraincendios centrífugas verticales *Hamworthy* C2G-125MR-AAN-B18G3-CNB con un caudal 700 gpm, situadas en la sala de bombas de estribor y en el AMR de estribor.
- 1 bomba *Jockey* vertical centrífuga *Hamworthy* BO80V1K1 con caudal 50 gpm, situada a estribor
- 71 hidrantes, cada uno con conexiones para mangueras con un diámetro máximo de 2" y una longitud de 50 pies
- 105 extintores portátiles
  - Tipo 1: 33 de CO_2
  - Tipo 2: 66 de polvo químico seco y 2 con ruedas de 35 kg
  - Tipo 3: 2 carros de espuma de 45 l
  - Tipo 4 polvo químico húmedo
- 1 manta ignífuga situada en la cocina
- 1 sistema fijo de espuma centrífuga vertical *Hamworthy* B125VID2-AUN-RD-05D7-SNB situado en el cuarto de vibradores, la sala de presas de fluidos y la cubierta del helicóptero con salida de 700 l.
- Sistema fijo de extinción de incendios, con alarmas acústicas y visuales y apagado automático de los ventiladores en los espacios protegidos, cubriendo:
  - Sala de máquinas (agua nebulizada)
  - Nave de pintura (agua nebulizada)
  - Sala SCR (Gas Inergen)
  - Camarotes (agua nebulizada)
- Sistema manual de diluvio de agua:
  - Piso de perforación (sistema de diluvio)
  - Área BOP (sistema de diluvio)
  - Área de prueba de pozos (monitor de diluvio)
  - Sistema de rociadores de agua que cubre los camarotes con activación automática de 1500 psi

Los sistemas contra incendios de la Unidad de Perforación incluyen un sistema de espuma, que brinda protección a las presas de fluidos, tanques desarenados y el helipuerto y un sistema de diluvio que está diseñado para aplicar agua contra incendios a través de una serie de boquillas de pulverización servidas por la válvula de diluvio y protegerá el área del piso de perforación, el área de estribor y el área los quemadores.

Asimismo, la Unidad de Perforación está equipado con un sistema de extinción de incendios por agua nebulizada diseñado para operación manual con activación remota y local de la sala de máquinas, almacenamiento pintura, sala de generadores de emergencia, área de cocina/comedor, camarotes y un sistema Inergen designado para proteger el cuarto de control de energía (zona 1) y taller eléctrico (Zona 2). El efecto de supresión del fuego del sistema Inergen, se crea sustituyendo el oxígeno normal contenido en la atmósfera del compartimento protegido por una mezcla de gases sin oxígeno (Inergen) liberada de

botellas presurizadas con concentraciones de diseño del 35-50% para reducir la concentración de oxígeno a un punto que no pueda soportar la combustión, siendo aún seguro para las personas.

8.1.5 Sistemas de emergencia, evacuación y escape

8.1.5.1 Rutas de salida y escape

La Unidad de Perforación cuenta con identificación de las rutas de escape para todas las zonas tripuladas; los espacios para equipos principales cuentan con al menos dos medios de escape, y ambos conducen a las rutas de escape principales externas (cubierta), que luego conduce a los puestos de reunión.

Todas las habitaciones que superen los 5 m de longitud cuentan con dos salidas hacia las rutas de escape, las cuales cuentan con iluminación de emergencia y de respaldo, claramente definidas mediante señales fotoluminiscentes y flechas que indican la dirección a los puestos de botes salvavidas y las zonas de reunión. En las principales rutas de evacuación se han previsto medios para el transporte de camillas y equipos de extinción de incendios.

Existe un sistema de evacuación de emergencia desde la torre de perforación hasta el piso de perforación. Las dos grúas de proa tienen salida hacia el techo y la grúa de popa tiene salida normal a través de una escalera en el pedestal. En caso de que no se disponga de esta vía, se han instalado dispositivos de descenso personal en cada cabina de grúa. Se realizan simulacros periódicos y reuniones de evaluación posteriores para garantizar que los tiempos de evacuación y reunión sean aceptables.

Los puntos de reunión y las acciones de respuesta a emergencias están estratégicamente alrededor de la Unidad de Perforación y se hace referencia a ellos durante la inducción de HSE. El personal no esencial, se reunirá dentro de las áreas de reunión del bajo la supervisión de los inspectores de reunión. El equipo de control de emergencias toma posesión de su puesto. El equipo de apoyo médico también se reúne y espera instrucciones. Los otros equipos se dirigirán a sus respectivas estaciones y reportarán al equipo de comando, una de cuyas responsabilidades es el seguimiento del personal.

8.1.5.2 Iluminación de emergencia

Las luces de emergencia se encuentran instaladas en las rutas de evacuación, zonas de embarque, dispositivos de lanzamiento, enfermerías, puestos de almacenamiento para los equipos de bomberos y puestos de control que deben contar con personal en caso de emergencia.

Las zonas de agua en las que se botan los botes salvavidas están provistas de proyectores adecuados para la Zona 2. En la plataforma del helipuerto se instalan luces perimetrales aptas para Zona 2 y alimentadas por el mismo SAI. El UPS de Iluminación 230 V AC garantizará la continuidad del suministro de energía eléctrica a estos servicios en caso de pérdida tanto del generador principal como del de emergencia por un período de 30 minutos.

La plataforma para helipuerto está equipada con luces verdes omnidireccionales para que la zona de aterrizaje se identifique fácilmente por la noche. Estas luces están ubicadas a lo largo del perímetro del helipuerto por encima del nivel de la zona de aterrizaje.

Los interruptores ubicados en la Sala de Radio controlan las luces perimetrales de la plataforma del helipuerto. Las fuentes de energía para estas luminarias son proporcionadas por un UPS de iluminación de 230 V CA que es capaz de suministrar el servicio por un mínimo de 30 minutos.

8.1.5.3 Botes, balsas salvavidas y equipo de emergencia

Hay cuatro botes salvavidas de pescante por gravedad a bordo de la instalación: cuatro botes salvavidas de motor cerrados para 75 personas ubicados en el alojamiento de proa, dos a cada lado. Todos los barcos están totalmente cerrados y equipados con equipos de emergencia según lo exige la ley.

Las embarcaciones se lanzarán mediante pescantes de doble caída, tipo gravedad y un bote de rescate rápido de hombre al agua ubicado a estribor, detrás del bloque de alojamiento en el nivel 3 (adyacente al bote salvavidas de popa de estribor), el cual se encuentra suspendido de un pescante para un lanzamiento rápido y seguro mediante un pescante de gravedad de un solo pivote.

La Unidad de Perforación también contará con 14 aros salvavidas, 2 cada uno equipado con líneas de vida, 2 cada uno con humo y luz, 8 cada uno con luces y 2 cada uno con EPIRB. Dentro de la zona de camarotes se encuentran 247 chalecos salvavidas, así como kits de evacuación personal para cada camarote que consta de una campana de escape de humo, una barra luminosa de seguridad y un par de guantes ignífugos. Los chalecos salvavidas adicionales se guardan en cajas en el área de reunión de botes salvavidas de estribor y babor, adyacente a los botes salvavidas y otras ubicaciones estratégicas alrededor de la plataforma.

Se contará con un médico competente disponible para brindar primeros auxilios de emergencia a todas las personas enfermas, brindar asesoramiento médico y comunicarse con el servicio médico en tierra.

Adicionalmente, se proporcionan varios elementos de equipo de protección personal (EPP) para uso en caso de emergencia para la protección del personal durante situaciones de emergencia en las que se pueda encontrar fuego, calor, humo, vapores o gases tóxicos o en caso de que sea necesario escapar ingresando al mar.

8.1.5.4 Plan de respuesta a emergencias

El Plan de Atención a Emergencias Interno (PAEI) involucra a las brigadas, sistemas y procedimientos de respuesta a emergencias de Nivel 1 del Contratista de Perforación. Un incidente de Nivel 1 es de tamaño pequeño y de corta duración, tiene impactos limitados para la seguridad del personal, el medio ambiente y las instalaciones u operaciones afectadas. Un incidente menor puede ser manejado exclusivamente con recursos que están disponibles inmediatamente en la instalación afectada, en este caso, Unidad de Perforación.

Para incidentes Nivel 2, se recibirá apoyo del Equipo de Manejo de Incidentes de Wintershall- Dea quienes manejarán el incidente utilizando el Sistema de Comando de Incidentes y seguirá la orientación descrita en este protocolo y en coordinación con las autoridades locales, regionales y nacionales, en congruencia con el Plan Nacional de Contingencia de los Estados Unidos Mexicanos.

En caso de eventos de control de pozo, se seguirán los lineamientos del Documento Puente para Control de Pozo, acordado entre el contratista y Wintershall-Dea. Para emergencias médicas, se seguirá su plan de respuesta de evacuación médica.

8.2 Medidas preventivas

8.2.1 Entrenamientos

Todo el personal de Borr Drilling responsable del control de pozos contará con entrenamientos de operaciones de control de pozo, especialmente en el reconocimiento de los indicadores de detección temprana de brotes y para el actuar rápidamente para disminuir y minimizar los volúmenes y presiones de bote. Asimismo, contará con conocimiento práctico y detallado de los siguientes procedimientos o documentos:

- Manual de Control de Pozos de Borr Drilling
- Documento Puente de Control de Pozos del Proyecto
- Plan de Respuesta a Emergencias de la Plataforma (incluyendo el procedimiento de Gas Poco Profundo)
- Caso de seguridad de la plataforma

Todo el personal responsable del control de pozos a bordo de la plataforma contara con un certificado válido de control de pozos IWCF (adecuado para el BOP en uso), ya sea en Tripulación (L2), Perforador (L3) o Supervisor (L4) en función de su cargo. Borr Drilling brinda capacitación a sus empleados y también garantiza que los empleados de los contratistas hayan recibido la capacitación adecuada.

8.2.2 Simulacros de control de pozo

Los simulacros de control de pozos se realizarán con regularidad para garantizar que la tripulación esté debidamente preparada para hacer frente a cualquier situación de control de pozos. En caso de que se incorpore nuevo personal a la tripulación, los simulacros de control de pozos se realizarán con mayor frecuencia hasta que se decida que la tripulación se encuentra debidamente preparada.

Borr Drilling cuenta cinco tipos de simulacros de control de pozo:

- Simulacro de desviador (*diverter*)
- Brote durante viajes
- Brote durante la perforación
- Simulacro de ahogo de pozo
- Simulacro de viajes de tubería con preventor cerrado (*stripping*)

8.2.3 Medidas de prevención de brotes

Entre las principales medidas para la prevención de brotes, durante la perforación del Pozo Kan-2DEL se llevarán a cabo las siguientes actividades:

- Monitoreo de los indicadores de brote, tales como los indicadores primarios, que incluyen el incremento en las tasas de flujos de retorno del pozo y el incremento en el volumen en las presas en la superficie y los indicadores secundarios, tales como la disminución de presión de circulación de fluidos entrantes al pozo , cambios abruptos en las tasas de perforación sin cambios en los parámetros de perforación, detecciones de gas, incremento en cloruros, indicadores de formaciones con presiones anormales (disminución de la densidad de lutitas, cambios en la forma y tamaño de los recortes de perforación, incremento en el llenado después de viajes).
- El perforador se asegurará de que el estrangulador y las válvulas estén alineadas correctamente para el cierre al inicio de cada turno. Antes de cada viaje, el *mud logger* completará los cálculos de velocidad de viajes, suabeo y surgencia y las comparará con lo previsto por el cliente, estos resultados serán monitoreados por el perforador y el *mud* logger para asegurar que las operaciones se mantengan dentro de estos límites.
- Se monitorearán los datos de LOT/FIT (Leak off test/Formation Integrity test) y se definirá un margen de viajes después de determinar las presiones de barrido/sobretensión se comunicarán al perforador y se publicarán en el tablero de información del perforador antes de iniciar cualquier viaje.
- Estimación de la tolerancia de brote, volumen máximo de afluencia que puede circular con seguridad a través de la zapata de la tubería de revestimiento sin fracturar la formación.
- Se mantendrá a bordo una cantidad suficiente de materiales a granel para fluidos de perforación y productos químicos como niveles mínimos de existencias para realizar operaciones efectivas de control de pozos. La cantidad de material requerido depende de la sección del pozo que se perforado, el fluido de perforación utilizado y los planes de contingencia específicos del pozo.
- En caso de brote, el perforador seleccionará el procedimiento de control de pozo más adecuado según las condiciones del pozo.

8.2.4 Pronóstico meteorológico

Dos veces al día se proporcionará a la plataforma una previsión meteorológica diaria por escrito, garantizando así que todo el personal responsable sea informado con antelación de las condiciones meteorológicas previstas, en especial las tormentas y así, evaluar la actividad de perforación, los trabajos en tierra, las operaciones de los buques de suministro y los vuelos de helicópteros garantizando que se minimicen los riesgos asociados a estas operaciones.

Se mantendrá un registro diario de las condiciones incluyendo la, velocidad y dirección del viento, estado del mar, incluida la altura, el período y la dirección de las olas y el oleaje y la visibilidad

8.2.5 Integridad marina

A continuación, se describen las características con que contará la Unidad de Perforación.

8.2.5.1 Estabilidad

Se contará con un análisis de estabilidad para confirmar que se cumplen todos los requisitos de estabilidad para las condiciones de carga especificadas, dicho análisis fue revisado por la Sociedad de Clasificación ABS, donde ha concluido que la plataforma cumple las condiciones de estabilidad requeridas, mientras se opere de acuerdo con los requisitos de AVCG y algunas restricciones. Asimismo, el Unidad de Perforación cumplirá los criterios de estabilidad residual tras avería de la ABS.

8.2.5.2 Detección de fugas

Se contará con un sistema de detección de inundaciones y fugas a través de una serie de alarmas de sentina que activarán una alarma al detectar niveles altos de agua de sentina en los paneles situados en la sala de radio y el taller mecánico.

8.2.5.3 Integridad hermética

La Unidad de Perforación estará equipada con puertas y escotillas estancas en todos los compartimentos de esta, cerradas por puertas con dispositivos de cierre rápido, que se accionan desde el interior e incorporan dispositivos de sujeción para las tapas en posición abierta. La integridad hermética de los cierres de la plataforma, están sujetos a inspecciones rutinarias de mantenimiento para garantizar su correcto funcionamiento.

8.2.5.4 Prevención de colisiones

Se han instalado varios sistemas para minimizar la posibilidad de que otros buques colisionen con la Unidad de Perforación. De conformidad con la normativa de la OMI la Unidad de Perforación cuenta con luces de navegación necesarias para que los buques puedan determinar que la plataforma está en marcha y la dirección del remolque. Cuando está anclada en la estación, se activan las luces de obstrucción.

8.3 Recomendaciones técnico-operativas

Tabla 8-1. Recomendaciones técnico-operativas.

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
1	1. Realizar la inspección de los controles de calidad / verificación de las herramientas o equipos, relacionados a este peligro, por un tercero (revisión documental y física) antes del envío de las herramientas a la plataforma al inicio y al final de la campaña	XI Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	1.04	Aspectos generales (aplicable a todas las secciones) / Trayectoria del pozo: Mala calidad de la evaluación / puntos de evaluación pendientes	- Ingeniero de Perforación de WD - Contratista de Perforación Direccional	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte de inspección vigente por tercería (un solo reporte)
2	1. Realizar la actualización del modelo geomecánico en etapas críticas o en tiempo real para la medición continua de las propiedades del lodo a lo largo de toda la campaña.	X Control de actividades y Procesos	1.05	Aspectos generales (aplicable a todas las secciones): Problemas de estabilidad del agujero	- Ingeniero de Perforación de WD - Especialista de fluidos de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte final estudio geomecánico al terminar la campaña (un solo reporte)
3	1. Realizar la actualización de modelo de geociencias y geomecánica cuando aplique.	X Control de actividades y Procesos	1.06	Aspectos generales (aplicable a todas las secciones): Estabilidad del agujero: Pérdidas	- Superintendente de Perforación de WD - Supervisor de perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en fluidos de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte final estudio geomecánico al terminar la campaña (un solo reporte)
4	1. Actualizar el programa de cementación después de los registros para realizar la modelación con datos reales.	X Control de actividades y Procesos	1.07	Aspectos generales (aplicables a todas las secciones): Cementación: Mal trabajo de cementación	- Superintendente de Perforación de WD - Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Presentar programa final de cementación actualizado para cada etapa (un solo reporte)
5	1. Asegurarse que todo el personal de operaciones de perforación de pozos se encuentre entrenado en control de pozos 2. Asegurarse que los BOP tienen certificados vigentes 3. Contar con un manual de control de pozo	VI Competencia, Capacitación y entrenamiento X Control de Actividades y Procesos XI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	1.09	Aspectos generales (aplicables a todas las secciones: Eventos de control de pozo (brote, reventón interno, reventón)	- Superintendente de Perforación de WD - Supervisor de Perforación de WD -Geólogo de Operaciones y Geólogo en Tierra de WD - Ingeniero de Perforación de WD -Líder de Perforación del contratista / Perforador del contratista - Contratista de mud logging	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Certificados de entrenamientos del personal de operaciones de perforación (IWCF) Certificados vigentes de BOP Manual de Control de Pozo

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
6	1. Realizar una inspección mensual de objetos caídos durante actividades de izaje por contratista de perforación.	XI Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	1.11	Caída de objetos	- Superintendente de Perforación de WD - Supervisor de Perforación de WD - Gerente de Instalación Costa Afuera del contratista -Líder de Perforación del contratista / Perforador del contratista	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte mensual (lista de verificación)
7	1. Asegurar que la torre de perforación ha sido inspeccionada por un tercero previo al inicio de la campaña.	XI Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	1.13	Colapso de la torre de perforación	- Superintendente de Perforación de WD - Gerente de Instalación Costa Afuera del contratista	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte de inspección vigente por tercería
8	1. Asegurar que los sistemas de generación de energía han sido inspeccionados por un tercero previo al inicio de la campaña.	XI Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	1.16	Apagón en plataforma	- Supervisión de perforación de WD - Gerente de Instalación Costa Afuera del contratista - Gerente de Instalación Costa Afuera de la plataforma	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte de tercería.
9	1. Presentar reporte de auditoría a la compañía de servicio de helicóptero satisfactorio realizado y aprobado por un tercero.	XII Seguridad de Contratistas	1.17	Colisión de helicóptero en helipuerto	- Coordinador de logística de WD - Supervisor de Perforación de WD - Gerente de Instalación Costa Afuera del contratista - Gerente de Instalación Costa Afuera de la plataforma - Contratista de helicóptero	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte de auditoria realizado por tercero
10	1. Contar con un programa de cementación al inicio de la campaña y en caso de ser necesario, ajustarlo de acuerdo a los valores reales de LOT o FIT obtenidos en las pruebas correspondientes.	X Control de actividades y Procesos	1.21	Aspectos generales (aplicable a todas las secciones después de la sección de 30") / Inadecuada integridad de la formación	- Superintendente de Perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD - Geólogo de Operaciones de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa de cementación ajustado o actualizado para cada sección (en caso de ser necesario)
11	1. Realizar la verificación del análisis de fatiga del conductor al inicio de la campaña (durante la fase de diseño del pozo).	X Control de actividades y Procesos	3.01	Fallo por fatiga del conductor de 30"	- Ingeniero de Perforación de WD - Contratista de H2 Offshore	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte único de H2 Offshore
12	1. Comunicar el procedimiento de gas somero. 2. Presentar reporte de estudio de riesgos somero para la ubicación del sitio de perforación.	II Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos	3.03	Gas somero	- Geofísico, Geólogo de Operaciones de WD- Superintendente de Perforación de WD- Ingeniero de Perforación de WD- Supervisor de Perforación de WD- Contratista de perforación - Líder de Perforación del contratista/Perforador del	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Lista de asistencia de reunión para difusión del procedimiento de gas someroEstudio de riesgo somero

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
					contratista- Contratista de fluido de perforación						
13	1. Contar con programa de cementación actualizado con el calculo el volumen anular real antes de la cementación.	X Control de actividades y Procesos	3.05	Mal trabajo de cementación en CP	- Superintendente de Perforación de WD - Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: programa de cementación actualizado para la sección del conductor.
14	1. Contar con programa de cementación actualizado con el cálculo el volumen anular real antes de la cementación	X Control de actividades y Procesos	3.06	El cemento no alcanza línea de lodo	- Superintendente de Perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: programa de cementación actualizado para la sección del conductor
15	1. Comunicar el procedimiento de gas somero. 2. Presentar reporte de estudio de riesgos somero para la ubicación del sitio de perforación.	II Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos	4.01	Gas somero	- Geofísico, Geólogo de Operaciones de WD - Superintendente de Perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD - Supervisor de Perforación de WD - Contratista de perforación - Líder de Perforación del contratista/Perforador del contratista - Contratista de fluido de perforación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Lista de asistencia de reunión para difusión del procedimiento de gas somero Estudio de riesgo somero
16	1. Seguir los parámetros establecidos en el programa de perforación 2. Establecer tasa de bombeo y velocidad de perforación en función de la limpieza del agujero y los baches de limpieza durante la perforación.	X Control de actividades y Procesos	4.05	Insuficiente limpieza del pozo / perforación de la barrena / Gumbo	- Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Pozo en sitio - Especialista en Fluidos de Perforación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Bit record y reporte final de fluidos de esta sección
17	1. Poner en marcha un árbol de decisión en caso de pérdida de circulación 2. Contar con LCM a bordo de diferentes tipos y granulometrías para atender las potenciales pérdidas de circulación.	X Control de actividades y Procesos	4.07	Pérdida de circulación	- Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Pozo en sitio - Especialista en Fluidos de Perforación de WD - Contratista de Mud logging	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: árbol de decisión e inventario de materiales
18	1. Uso y análisis de datos en tiempo real de los registros de LWD para llamar a TD.	X Control de actividades y Procesos	4.11	Falta de lutitas competentes cerca del punto de revestimiento	- Geólogo de Operaciones de WD - Geólogo de Pozo en sitio de WD - Mudlogger del contratista - LWD del contratista - Supervisor de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Capturas de pantalla de datos en tiempo real a través de software de monitoreo (Well Advisor).

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
19	1. Uso y análisis de datos en tiempo real de los registros de LWD para llamar a TD.	X Control de actividades y Procesos	4.12	Fallas	- Geólogo de Operaciones de WD - Geólogo de Pozo en sitio de WD - Especialista en fluidos de WD - Mudlogger del contratista	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Capturas de pantalla de datos en tiempo real a través de software de monitoreo (Well Advisor).
20	1. Contar con plan para la atención de pérdidas de circulación (árbol de decisiones para seleccionar tipo de obturante).	X Control de actividades y Procesos	5.02	No poder llevar cemento a la zapata de revestimiento anterior (no se puede alcanzar el TOC mínimo requerido para la tensión de la CTU)	- Ingeniero de Perforación de WD -Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Árbol de decisión
21	1. Contar con programa de cementación actualizado acorde a las condiciones reales del pozo.	X Control de actividades y Procesos	5.03	No se puede alcanzar el COT mínimo requerido para la tensión CTU	- Ingeniero de Perforación de WD -Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa de cementación actualizado
22	1. Poner en marcha un árbol de decisión en caso de pérdida de circulación 2. Contar con LCM a bordo de diferentes tipos y granulometrías para atender las potenciales pérdidas de circulación.	X Control de actividades y Procesos	5.07	Pérdida de circulación	- Supervisor de Perforación de WD- Ingeniero de Pozo en sitio- Especialista en Fluidos de Perforación de WD- Contratista de Mud logging	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: árbol de decisión e inventario de materiales
23	1. Controlar adecuadamente la tasa de perforación y evaluar la información adquirida y mostrada en tiempo real a través de software de monitoreo (Well Advisor).	X Control de actividades y Procesos	5.10	Perforar accidentalmente en falla principal	- Geólogo de Operaciones de WD - Geólogo de Pozo en sitio de WD - Superintendente de Perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reportes geológicos generales realizado al final de la campaña y presentación (slides) con capturas de pantalla del software Well Advisor en operación que muestren el monitoreo de los parámetros de perforación
24	1. Controlar adecuadamente la tasa de perforación y evaluar la información adquirida y mostrada en tiempo real a través de software de monitoreo (Well Advisor).	X Control de actividades y Procesos	5.11	No se encuentra una buena capa de lutita por encima de la falla principal para colocar una zapata de 14" y lograr una presión FIT/LOT suficiente.	- Geólogo de Operaciones de WD - Geólogo de Pozo en sitio de WD - Geofísico de WD - Superintendente de Perforación de WD - Ingeniero de Perforación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reportes geológicos generales realizado al final de la campaña y presentación (slides) con capturas de pantalla del software Well Advisor en operación que muestren el monitoreo de los parámetros de perforación

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
25	1. Uso y análisis de datos en tiempo real de los registros de LWD para llamar a TD.	X Control de actividades y Procesos	6.01	Penetración en la falla principal con presencia de arena hidrostática en agujero descubierto - brote y pérdidas posteriores	- Superintendente de Perforación de WD - Supervisor de Perforación de WD - Geólogo de Operaciones de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Capturas de pantalla de datos en tiempo real a través de software de monitoreo (Well Advisor).
26	1. Poner en marcha un árbol de decisión en caso de pérdida de circulación 2. Contar con LCM a bordo de diferentes tipos y granulometrías para atender las potenciales pérdidas de circulación.	X Control de actividades y Procesos	6.05	Pérdida de circulación	- Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Pozo en sitio - Especialista en Fluidos de Perforación de WD - Contratista de Mud logging	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: árbol de decisión e inventario de materiales
27	1. Adecuar el programa de centralización de acuerdo con el registro de Caliper del agujero.	X Control de actividades y Procesos	6.07	Liner atascado	- Ingeniero de Perforación de WD - Contratista de Cementación - Centralizador	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa final de centralización de tubería.
28	1. Actualizar el programa de cementación después de los registros para realizar la modelación con datos reales.	X Control de actividades y Procesos	6.08	Fallo en la cementación del liner	- Superintendente de perforación -Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Presentar programa final de cementación actualizado para cada etapa.
29	1. Contar con procedimientos de activación del sellos primario y secundario del liner 2. Realizar prueba de presión negativa al liner en caso de tener duda de la activación del sello secundario.	X Control de actividades y Procesos XI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	6.09	Fallo de instalación del sello primario del liner	- Superintendente de perforación -Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de liner	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Procedimiento de activación de sello secundario. Reporte de instalación y prueba de sello del liner de la empresa proveedora.
30	1. Contar con procedimientos de activación del sellos primario y secundario del liner 2. Realizar prueba de presión negativa al liner en caso de tener duda de la activación del sello secundario	X Control de actividades y Procesos XI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	6.10	Fallo de liberación del RT del liner	-Ingeniero de Perforación de WD - Contratista de liner	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Procedimiento de activación de sello secundario Reporte de instalación y prueba de sello del liner de la empresa proveedora
31	1. Actualizar el programa de cementación después de los registros para realizar la modelación con datos reales.	X Control de actividades y Procesos	6.11	No poder llevar cemento a la zapata de revestimiento anterior	-Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Presentar programa final de cementación actualizado para cada etapa.

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
32	1. Contar con un adecuado programa de cementación 2. Contar con el procedimiento de liberación del running tool del liner, así como el procedimiento de liberación de emergencia.	X Control de actividades y Procesos	6.13	No poder liberar la RT del colgador del liner y/o de la RT del POOH debido al fraguado del cemento.	-Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa de cementación. Y Reporte de instalación del liner.
33	1. Contar con la maxima capacidad de reserva de lodo de acuerdo con la capacidad de la plataforma.	X Control de actividades y Procesos	7.01	Falla mayor a 2,360 m MD	- Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Pozo en sitio - Especialista en Fluidos de Perforación de WD - Contratista de Mud logging	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte final de fluidos de perforación para la sección 10 5/8" x12 1/4"
34	1. Monitorear la presión de poro y geomecánica en tiempo real para realizar los ajustes necesarios a la densidad del lodo.	X Control de actividades y Procesos	7.03	Problemas de control de pozo - brote	- Supervisor de Perforación de WD- Ingeniero de Pozo en sitio- Especialista en Fluidos de Perforación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte geomecánico final.
35	1. Poner en marcha un árbol de decisión en caso de pérdida de circulación 2. Contar con LCM a bordo de diferentes tipos y granulometrías para atender las potenciales pérdidas de circulación.	X Control de actividades y Procesos	7.07	Pérdida de circulación	- Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Pozo en sitio - Especialista en Fluidos de Perforación de WD - Contratista de Mud logging	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: árbol de decisión e inventario de materiales
36	1. Adecuar el programa de centralización de acuerdo con el registro de Caliper del agujero.	X Control de actividades y Procesos	7.10	Liner atascado	- Ingeniero de Perforación de WD - Contratista de Cementación - Centralizador	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa final de centralización de tubería.
37	1. Actualizar el programa de cementación después de los registros para realizar la modelación con datos reales.	X Control de actividades y Procesos	7.11	Fallo en la cementación del liner	- Superintendente de perforación -Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Presentar programa final de cementación actualizado para cada etapa.
38	1. Contar con procedimientos de activación del sellos primario y secundario del liner 2. Realizar prueba de presión negativa al liner en caso de tener duda de la activación del sello secundario.	X Control de actividades y Procesos XI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	7.12	Fallo de instalación del sello primario del liner	- Superintendente de perforación -Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de liner	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Procedimiento de activación de sello secundario. Reporte de instalación y prueba de sello del liner de la empresa proveedora.

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
39	1. Contar con procedimientos de activación del sellos primario y secundario del liner2. Realizar prueba de presión negativa al liner en caso de tener duda de la activación del sello secundario	X Control de actividades y ProcesosXI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	7.13	Fallo de liberación del RT del liner	-Ingeniero de Perforación de WD - Contratista de liner	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Procedimiento de activación de sello secundario Reporte de instalación y prueba de sello del liner de la empresa proveedora
40	1. Actualizar el programa de cementación después de los registros para realizar la modelación con datos reales.	X Control de actividades y Procesos	7.14	No poder llevar cemento a la zapata de revestimiento anterior	-Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Presentar programa final de cementación actualizado para cada etapa.
41	1. Contar con un adecuado programa de cementación 2. Contar con el procedimiento de liberación del running tool del liner así como el procedimiento de liberación de emergencia.	X Control de actividades y Procesos	7.17	No poder liberar la RT del colgador del liner y/o de la RT del POOH debido al fraguado del cemento.	-Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa de cementación. Y Reporte de instalación del liner.
42	1. Monitorear la presión de poro y geomecánica en tiempo real para realizar los ajustes necesarios a la densidad del lodo.	X Control de actividades y Procesos	8.02	Problemas de control de pozo - brote	- Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Pozo en sitio - Especialista en Fluidos de Perforación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reporte geomecánico final.
43	1. Poner en marcha un árbol de decisión en caso de pérdida de circulación 2. Contar con LCM a bordo de diferentes tipos y granulometrías para atender las potenciales pérdidas de circulación.	X Control de actividades y Procesos	8.04	Pérdida de circulación	- Supervisor de Perforación de WD - Ingeniero de Pozo en sitio - Especialista en Fluidos de Perforación de WD - Contratista de Mud logging	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: árbol de decisión e inventario de materiales
44	1. Contar con procedimientos de bajada de herramientas de registros.	X Control de actividades y Procesos	11.03	Herramientas atascadas	- Contratista de WL Supervisor de perforación - Ingeniero de Pozo en sitio	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Reportes diarios de perforación únicamente durante la toma de registros (una vez por etapa).
45	1. Aplicar lecciones aprendidas en el pozo Kan-1EXP relacionadas con el atascamiento diferencial (Kan-1EXP).	IX Mejores Prácticas y Estándares XIV Monitoreo, Verificación y Evaluación	11.04	Atascamiento diferencial - encuentro en Kan-1EXP	- Ingeniero de perforación - Superintendente de perforación - Geólogo de Operaciones de WD - Petrofísico (Contratista de WL)	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Documento interno del registro de las lecciones aprendidas y acciones correctivas, resultado del hallazgo encontrado en Kan-1EXP.
46	1. Asegurar la disponibilidad de herramientas de pesca abordo. 2. Contar con los procedimientos del proveedor de servicios para la pesca de herramientas de logging.	X Control de actividades y Procesos	11.07	Operaciones de pesca sin éxito	- Contratista de WL - Supervisor de Perforación de WD	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: inventario de herramientas Procedimiento de pesca de herramientas del proveedor

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
47	1. Adecuar el programa de centralización de acuerdo con el registro de Caliper del agujero.	X Control de actividades y Procesos	12.01	Incapacidad para correr el liner a profundidad	- Ingeniero de Perforación de WD - Contratista del liner - Contratista de Cementación - Centralizador	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa final de centralización de tubería.
48	1. Adecuar el programa de centralización de acuerdo con el registro de Caliper del agujero.	X Control de actividades y Procesos	12.02	Liner atascado	- Ingeniero de Perforación de WD - Contratista de Cementación - Centralizador	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa final de centralización de tubería.
49	1. Actualizar el programa de cementación después de los registros para realizar la modelación con datos reales.	X Control de actividades y Procesos	12.03	Fallo en la cementación del liner	- Superintendente de perforación -Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Presentar programa final de cementación actualizado para cada etapa.
50	1. Contar con procedimientos de activación del sellos primario y secundario del liner 2. Realizar prueba de presión negativa al liner en caso de tener duda de la activación del sello secundario.	X Control de actividades y Procesos XI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	12.04	Fallo de instalación del sello primario del liner	- Superintendente de perforación -Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de liner	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Procedimiento de activación de sello secundario. Reporte de instalación y prueba de sello del liner de la empresa proveedora.
51	1. Contar con procedimientos de activación del sellos primario y secundario del liner 2. Realizar prueba de presión negativa al liner en caso de tener duda de la activación del sello secundario	X Control de actividades y Procesos XI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	12.05	Fallo de liberación del RT del liner	-Ingeniero de Perforación de WD- Contratista del colgador del liner	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Procedimiento de activación de sello secundario Reporte de instalación y prueba de sello del liner de la empresa proveedora
52	1. Actualizar el programa de cementación después de los registros para realizar la modelación con datos reales.	X Control de actividades y Procesos	12.06	No poder llevar cemento a la zapata de revestimiento anterior	-Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Presentar programa final de cementación actualizado para cada etapa.
53	1. Contar con un adecuado programa de cementación 2. Contar con el procedimiento de liberación del running tool del liner así como el procedimiento de liberación de emergencia.	X Control de actividades y Procesos	12.08	No poder liberar la RT del colgador del liner y/o de la RT del POOH debido al fraguado del cemento.	-Ingeniero de Perforación de WD - Especialista en cementación de WD - Contratista de cementación	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Programa de cementación. Y Reporte de instalación del liner.

No.	Recomendación	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	Escenario de riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo	Fecha para su implementación		Condición de la recomendación	Avance actual	Comentarios
							Inicio	Termino			
54	1. Validación interna (self- verification) previo a las actividades de corte del conductor.	X Control de actividades y Procesos XI Integridad Mecánica y aseguramiento de la Calidad	13.05	Riesgos de corte del conductor	- Supervisor de Perforación de WD -Contratista de perforación - Contratista de pesca/P&A	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Lista de verificación específica para corte del conductor
55	Realizar la verificación para prevención en caída de objetos.	X Control de actividades y Procesos XIV Monitoreo, Verificación y Evaluación	13.06	Riesgos de corte del revestimiento (30- 20 -13 5/8 - 9 5/8)	- Supervisor de Perforación de WD -Contratista de perforación - Contratista de pesca/P&A	Medio	Al inicio del Proyecto 1 de Junio de 2024	Al final del Proyecto 28 de febrero de 2025	Abierto	0%	Evidencia: Lista de verificación de caída de objetos.

Fuente: Wintershall Dea, 2023.

9 Resumen y conclusiones

El presente ARSH forma parte de la MIA-R y fue elaborado con base en la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos publicada por la ASEA. Durante este estudio, se realizó la identificación de peligros y evaluación de riesgos potenciales, así como la determinación del riesgo global del Proyecto asociados a las actividades de la etapa de evaluación en las que se involucre alguna de las sustancias mencionadas en los Listados AAR, tales como las relacionadas con las actividades de perforación del Pozo Kan-2DEL.

El Pozo de evaluación Kan-2DEL se ubica en aguas someras del Área Contractual AS-CS-14, situada a 18.8 km de la costa más cercana dentro de la provincia geológica Cuenca Salina del Istmo y la provincia petrolera Cuencas del Sureste en el Golfo de México. El inicio de la perforación se planea llevar a cabo durante junio de 2024 y se estima que la duración de la campaña de perforación sea de entre 165 días, incluyendo las actividades de movilización, acondicionamiento, perforación, taponamiento y abandono en apego a las mejores prácticas y estándares nacionales e internacionales. Se prevé que el inicio de la perforación para la evaluación de Kan-2DEL tendrá lugar en junio de 2024, sin embargo, debido a las posibles eventualidades (condiciones climatológicas no favorables, disponibilidad de los OSV o de la plataforma, se considera una vigencia de 15 meses.

El objetivo principal del Pozo de evaluación Kan-2DEL se encuentra dentro del yacimiento Mioceno Superior, posee una profundidad objetivo 3,353 TVDSS (3,395 MD) y un tirante de agua de 50 m. La secuencia operativa contempla la perforación de un escenario principal que incluye dos escenarios incrementales en caso de no llegar a la PT de la etapa. El escenario principal se conforma de seis etapas de perforación que se realizarán, utilizando fluidos de perforación base agua para la perforación en la conductora superficial y base sintética para las etapas intermedias y de producción. En caso de que el escenario principal de perforación del Pozo Kan-2DEL sea exitoso, y se confirme la extracción de núcleos, se llevará a cabo la perforación del primer escenario incremental, que contempla un posible *updip sidetrack* a fin de comprobar la continuidad y extensión lateral del yacimiento del Mioceno Superior. En caso de que se presente un ODT en el Pozo Kan-2DEL o un ODT debajo del intervalo del núcleo del pozo y no se confirme la extracción de núcleos, se llevará a cabo el segundo escenario incremental, que contempla la perforación de un posible *downdip sidetrack*.

En el **Capítulo 1** y **Capítulo 2** del presente reporte se describen las características más importantes en materia de riesgo ambiental del Pozo Kan-2DEL, tales como características del yacimiento, propiedades del hidrocarburo esperado, agenda de perforación, secuencia de perforación, descripción de los componentes de la plataforma de perforación y condiciones de operación, así como el estado mecánico preliminar del pozo y los fluidos de perforación a utilizar.

En el **Capítulo 3** se llevó a cabo la descripción de los aspectos bióticos y abióticos más relevantes de la zona. Así mismo, debido a la ubicación del Proyecto (costa afuera), se realizó un análisis cualitativo de la susceptibilidad de riesgo ante fenómenos meteorológicos y oceanográficos adversos que pudieran afectar la plataforma de perforación. Se obtuvieron niveles de susceptibilidad “muy bajos” para mareas, tsunamis y sismos, ya que el rango de mareas someras del Golfo de México es pequeño, así como, no se han registrado sismos relevantes o causas potenciales que desencadenen tsunamis en esta misma área o daños en la industria del petróleo debido a estos fenómenos. Para viento, corrientes y oleaje asociados a eventos extremos, se obtuvieron niveles de susceptibilidad “medios” ya que podrían ocasionar daños o afectar a las operaciones normales de la plataforma de perforación.

Como parte medular de este ARSH, en el **Capítulo 4** se presenta el análisis y evaluación de riesgos en la que Wintershall Dea, a través de una reunión multidisciplinaria de expertos, llevó a cabo la identificación de peligros a través del a metodología HAZID con base en los formatos R-WDEA-MX-MIMS-002 A y R-WDEA-MX-MIMS-002A-06 derivados del procedimiento interno WDEA-MX-MIMS-002 A. Como parte del

análisis preliminar, se tomó como base la identificación de peligros del Pozo Kan-1EXP realizada en 2022 y se actualizó con los riesgos adicionales que se identificaron para esta etapa de evaluación, considerando las lecciones aprendidas captadas durante la perforación de los pozos Kan-1EXP e Ix-1EXP, perforados en la campaña pasada.

A partir de esta revisión, se definieron las secciones/nodos del Proyecto:

1. Aspectos generales, exposición laboral
2. Movilización-movimiento de la Plataforma – desmovilización
3. Agujero de 36" y conductor de 30"
4. Agujero de 26" y conductor de 20"
5. Agujero de 17 ½" y tubería de revestimiento de 14 x 13 5/8"
6. Agujero de 12 ¼" x 14 ½" y liner de 11 ¾"
7. Agujero de 10 5/8" x 12 ¼" y liner de 9 5/8
8. Agujero de 8 ½"
9. *Sidetrack* opcional
10. Corte de núcleo convencional
11. Registro por cable en agujero descubierto
12. Liner de contingencia 7"
13. Taponamiento y abandono

De estos nodos, se identificaron un total de 143 peligros, que fueron calificados para siete diferentes receptores (seguridad industrial, seguridad física, población, medio ambiente, reputación, legal y material / financiero / producción / instalación) en función de la severidad y frecuencia de las consecuencias identificadas. A partir de esta calificación 55 resultaron en Nivel de Riesgo "Medio" y 88 resultaron en una evaluación de Riesgo "Bajo", resaltando que no se obtuvieron peligros jerarquizados con un Nivel de Riesgo Residual "Alto".

Una vez realizada la clasificación de riesgos, se seleccionaron aquellos eventos que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas o la liberación no deseada de sustancias que al ser emitidas puedan causar daños al ambiente, a las personas y/o a las instalaciones debido a sus propiedades tóxicas, inflamables o explosivas (**Tabla 9-1**).

Tabla 9-1. Resumen de riesgos identificados asociados a la liberación de sustancias peligrosas.

ID	Peligro	Magnitud de Riesgo Global
1.09	Aspectos generales (aplicable a todas las secciones): Evento de control de pozo (brote, *blowout* interno, *blowout*)	6
1.19	Inhabilidad para operar el BOP (aplicable a todas las secciones después de la sección de 26")	3
2.02	Pérdida de integridad de la MODU flotante incluida volcadura	4
2.03	Colisión con buque mercante/buque errante no relacionado con las operaciones de WD o colisión entre OSV	4

Fuente: Wintershall Dea, 2023, AECOM, 2023.

Estos peligros, conformaron los cuatro escenarios de simulación de consecuencias que pudies resultar en la liberación de sustancias AAR:

- **E1:** Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL

- **E2:** Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL
- **E3:** Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del Pozo Kan-2DEL
- **E4:** Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV, buque, o de OSV/ AHTS con la plataforma

En el **Capítulo 4** y **Capítulo 5**, se presentan los resultados de las simulaciones de dichos escenarios, en las cuales se consideró el peor escenario de descarga, calculado a partir de las características del yacimiento y el estado mecánico del Pozo Kan-2DEL. Para las consecuencias de incendio y explosión, la simulación se llevó a cabo a través de PHAST y del derrame de hidrocarburos al mar a través de OSCAR. El resumen de los radios y las condiciones utilizadas en los escenarios de PHAST (E1 y E2), se presentan en la **Tabla 9-2**.

Tabla 9-2. Resumen de radios de afectación por los escenarios E1 y E2.

Umbrales	E1: Dardo de fuego por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL			E2: Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE) por reventón de pozo superficial en el Pozo Kan-2DEL		
	1.58 kW/m²	4.73 kW/m²	9.46 kW/m²	0.5 lb/in²	1.0 lb/in²	3-10 lb/in²
Flujo de gas: 31.7 MMSCF. Diámetro de liberación 12.4". Sustancia liberada: Hidrocarburo del Pozo Kan-2DEL. Presión: 6,920 psi / 3.1 psi. Temperatura: 90 °C / 60 °C						
1F	407	151	76	121	70	35-22
6.8D	422	182	195	106	65	38-28
12D	76	127	139	106	68	43-34

Fuente: Wild Well Control, 2023.

Los escenarios de derrame de hidrocarburos en el mar (E3 y E4) se simularon a través de OSCAR, para obtener las probabilidades de presencia y tiempos mínimos de arribo de hidrocarburo en la línea de costa y en superficie marina. Las temporadas evaluadas fueron anticiclónica (noviembre a febrero), secas (marzo a mayo) y lluvias (junio a octubre), considerando 60 días de liberación. El resumen de los resultados de la temporada de lluvias y de secas se presenta en la **Tabla 9-3**.

Tabla 9-3. Resumen de resultados de la liberación de hidrocarburos al mar por los escenarios E3 y E4.

Zona de presencia de hidrocarburo	Anticiclónica	Secas	Llluvias
E3: **Liberación de hidrocarburo en el mar por reventón del Pozo Kan-2DEL: Flujo de liberación 102,269 bbl/d, Tiempo de liberación: 60 días; Volumen liberado: 6,136,140 bbl (876,958.3 TM).**			
Superficie marina	Las probabilidades mayores al 75%, se extendieron 100 km con dirección predominante al oeste y noreste del punto de liberación. Los contornos abarcaron: La frontera con Estados Unidos (88% - 30 días); aguas frente al estado de Tamaulipas (1 a 5 % y 5 a 25% - 21 a 30 días y 30 a 60 días); aguas frente al norte de Veracruz (1 al 95% - 7 a 30 días), aguas del sur de Veracruz (>50% - 3 a 21 días); aguas frente a la frontera con Veracruz y Tabasco (>95% - 1 a 3 días); aguas frente a Tabasco (>95% - <1 día).	Probabilidades mayores al 75%, se extendieron a 150 m con dirección predominante al este del punto de liberación. Los contornos abarcaron: la frontera con Estados Unidos (88% - 30 días); aguas frente a Tamaulipas (1 a 5 % y 5 a 25% - 21 a 30 días y 30 a 60 días); aguas frente al norte del estado de Veracruz (1 al 50% - 7 a 60 días), aguas del sur de Veracruz (95% - 3 a 7 días); aguas de la frontera con Veracruz y Tabasco (>95% - 1 a 3 días) aguas frente a Tabasco (>95% - < 1 día).	Probabilidades mayores al 75%, se extendieron a más de 400 km con dirección predominante al noroeste del punto de liberación. Los contornos abarcaron: la frontera con Estados Unidos (40% - 30 días), aguas frente al estado de Tamaulipas (5 y 25% - 21 a 30 días y 30 a 60 días), aguas frente al norte de Veracruz (5 al 25% - 7 a 21 días), aguas del sur de Veracruz (95% - 7 días); aguas de la frontera con Veracruz y Tabasco (>95% - 1 a 3 días); aguas frente a Tabasco (>95% - > 1 día).

Zona de presencia de hidrocarburo	Anticiclónica	Secas	Llluvias
Costas	Las costas con probabilidades de presencia de hidrocarburo incluyen las de Estados Unidos (<79% - 30 días); Tamaulipas (< 1% - 50% - 30 y 60 días y > 60 días); costas del norte de Veracruz (1 al 95% - 21 y 60 días), costas del sur de Veracruz (> 25% - 1 a 21 días); costas Tabasco (95% - 3 días), pequeña porción de las costas de Campeche (<5% - 3 días) sin llegar a la Laguna de Terminos.	Las costas con probabilidades de presencia de hidrocarburo incluyen las de Estados Unidos (<79% - 21 días); costas de Tamaulipas (95% - 21 días en la parte norte y > 7 días en la parte sur); norte de Veracruz (95% - 7 y 21 días), sur de Veracruz (95% - 1 a 21 días); costas de Tabasco (95% - 3 días), sin alcanzar las costas de Campeche.	Las costas con probabilidades de presencia de hidrocarburo incluyen las de Estados Unidos (79% - >30 días); costas de Tamaulipas (25% - 21 días); costas del norte del estado de Veracruz (50% - 7 y 30 días), costas del sur de Veracruz (> 95% - 1 y 7 días); costas de Tabasco (>95% - 3 días); costas de Campeche (<5% - 7 días).
E4: **Derrame de diésel en el mar por colisión entre OSV o de OSV/ AHTS con la plataforma: Tiempo de liberación: 1 h; Volumen liberado: 1,360 m^3 (1,181.4 MT).**			
Superficie marina	Los contornos se extendieron sobre las costas de Tabasco y sur de Veracruz con dirección predominante al oeste (25 km) con probabilidades de 5 y 25%, probabilidades de 1 a 5 % y menores al 1% se extendieron a no más de 100 km de sitio de liberación, con tiempos de arribo menores a tres días.	Los contornos se extendieron sobre las costas de Tabasco y sur de Veracruz y presentaron el mismo comportamiento que durante la temporada anticiclónica, sin embargo, las probabilidades <1% se extendieron a no más de 60 km de punto de liberación con tiempos de arribo menores a tres días.	Los contornos se extendieron sobre las costas de Tabasco y sur de Veracruz y presentaron el mismo comportamiento que durante la temporada anticiclónica, sin embargo, los contornos de 1 a 5% y <1% se extendieron con predominancia al este del punto de liberación con una distancia máxima aproximada de 90 km y tiempos de arribo <7 días.
Costas	Las probabilidades de arribo a las costas de Tabasco son menores al 1% con tiempos de arribo menores 3 días.	Las probabilidades de arribo a las costas de Tabasco son menores al 1% con tiempos de arribo menores 3 días.	Las probabilidades de arribo a las costas de Tabasco incrementarían hasta un 5% con tiempos de arribo menores a 7 días.

Fuente: OSRL, 2023; AECOM, 2023.

Como parte del análisis de vulnerabilidad presentado en el **Capítulo 6**, durante las tres temporadas, las **AICA, ANP, RHP, RMP**, la zona de **Los Tuxtlas** (*playas de arena de grano fino y grueso* y *roca)* presentaron las mayores probabilidades (>95%) y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a sus costas (1 a 3 días). El sitio **Ramsar Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan** (*playas de arena de grano fino* y *roca)* obtuvo una probabilidad de presencia de hidrocarburo mayor al 95% con tiempos de arribo de entre 3 y 7 días. La **RMP Delta del Río Coatzacoalcos** (*playas de arena de grano fino y grueso, roca y desarrollo antropogénico),* así como la **RMP Pantanos de Centla- Laguna de Términos** (*playas de arena de grano fino desarrollo antropogénico)* también presentaron probabilidades mayores al 95% con tiempos de arribo de menores a 3 días. De las RTP evaluadas, la **RTP Sierra de los Tuxtlas- Laguna del Ostión** (*playas de arena de grano fino y grueso* y *roca)* presentó las mayores probabilidades (>95%) y menores tiempos de arribo de hidrocarburos a sus costas (1 a 3 días). Finalmente, de los SPM considerados, los **SPM Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos, Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco y Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas**, (*playas de arena de grano fino y grueso, roca y desarrollo antropogénico),* presentaron las mayores probabilidades (>95%) y tiempos de arribo menores 3 días.

En lo que respecta a las interacciones de riesgo, los efectos de incidencia de la radiación térmica y las ondas de sobrepresión hacia equipos de proceso pueden desencadenar un efecto dominó, con base en los resultados, no se identificaron escenarios con el potencial de crear un efecto domino, considerando las distancias obtenidas de los radios de afectación para las zonas de alto riesgo por daño a equipos y zona de alto riesgo. S bien, dentro del Área Contractual se cuenta con infraestructura preexistente relacionada a las actividades del sector hidrocarburos, los radios de afectación derivados de la materialización de los escenarios de incendio (E1) y explosión (E2) no son capaces de alcanzar dichas zonas.

En el **Capítulo 7** del presente estudio, se indica que debido a que la Evaluación de Riesgo Residual realizada durante la sesión HAZID contempló la implementación de controles o salvaguardas tanto de prevención como de mitigación, y tomando en cuenta los resultados del análisis cuantitativo, no se llevó a cabo el reposicionamiento de los escenarios de riesgo, ya que los escenarios se encuentran en un Nivel de Riesgo Medio (Tan Bajo como es Razonablemente Factible [ALARP]) o Bajo.

Asimismo, derivado de los resultados del HAZID y análisis cualitativo, no existe un escenario con un nivel de “Alto”, para el para la Perforación del Pozo Kan-2DEL. Por lo tanto, no se aplicó el análisis de capas de protección o el nivel integral de seguridad.

En el **Capítulo 8** se describen las medidas necesarias para reducir los niveles de riesgo evaluados con que contará el Proyecto. Entre las medidas y sistemas de seguridad preventivos, la plataforma de perforación de son

- Sistemas de seguridad para el control de pozo (BOP, desviador, MPD)
- Sistema PA/GA
- Sistema de paro de emergencia
- Sistema contra incendios
- Sistema de emergencia, evacuación y escape (rutas de escape, iluminación de emergencia, botes y balsas salvavidas, plan de respuesta a emergencia)
- Entrenamientos
- Simulacros de control de pozo
- Medidas de prevención de brotes
- Pronóstico meteorológico
- Integridad Marina (estabilidad, detección de fugas, integridad hermética, prevención de colisiones)

En este mismo capítulo se enlistan 55 recomendaciones técnico-operativas, asociadas a los 55 riesgos identificados como Nivel de Riesgo “Medio” o ALARP, incluyendo la fecha de implementación, y comentarios.

En conclusión, a partir de la evaluación de riesgos e identificación de medidas preventivas y de mitigación presentadas en este estudio y de acuerdo con lo establecido en la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos ASEA y los lineamientos de Wintershall Dea, **el Proyecto que de perforación del Pozo Kan-2DEL, presenta un Nivel de Riesgo Global Medio o ALARP**, definido como riesgos residuales que se consideran Tolerables mediante ALARP, obtenido a partir de la implementación de medidas preventivas, de mitigación y recomendaciones técnico-operativas las cuales buscan administrar y reducir eficientemente la probabilidad de materialización de los escenarios de riesgo.

10 Anexos

Anexo 1. Listado de estándares y lineamientos internacionales de Wintershall Dea

Anexo 2. Ficha técnica y diagramas de la Unidad de Perforación (Jack-up RAN de Borr Drilling)

Anexo 3. Hojas de Seguridad del Crudo Istmo y del Diésel

Anexo 4. Resultados de los análisis PVT de las muestras obtenidas del Pozo Kan-1EXP y su posible *sidetrack*

Anexo 5. Minuta y lista de asistencia del taller de identificación de riesgos

Anexo 6. Hojas de trabajo del taller de identificación y jerarquización de riesgos

Anexo 7. Procedimiento de cálculo de tasa de descarga del Pozo Kan-2DEL: *"Blow Rate Modeling and Damic Kill Analysis"*

Anexo 8. Hojas de resultados de la modelación de PHAST y OSCAR

Anexo 9. Informe Técnico

11 Referencias

Artelia Group. 2020. Metocean Analytics Report. Wintershall GOM.

ASEA. (2020). Guía para la elaboración del análisis de riesgo para el sector hidrocarburos.

ATSDR. (2016). Resúmenes de Salud Pública: Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).

BOEM. (2020). Spills Statistics and Summaries 1996-2011. U.S. Department of the Interior. Recuperado de: https://www.boem.gov/environment/environmental-assessment/spills-statistics-and-summaries-1996-2011

Borr Drilling. (2017). RAN Jack-up. General Arrangement Main Deck. Drawing Number: D005.

Borr Drilling. (2017). RAN Jack-up. General Arrangement Outboard Profile. Drawing Number: D001.

Borr Drilling. (2020). HSE Case. “RAN”. Ver 0.03.

Borr Drilling. (2021). Well Control Manual. “RAN”. BMS: 2.2.01 Rev 3.

Borr Drilling. (2023). High Specification Jack-up RAN. Recuperado de: https://borrdrilling.com/wp-content/uploads/2017/08/Ran-1.pdf

Brink, U., Twichell, D.. Lynett, P., Geist, E. Chaytor, J., Lee, H. Buczkowski, B. y Flores, C. (2009). Regional Assessment of Tsunami Potential in the Gulf of Mexico: U.S. Geological Survey Administrative Report. 98 pp.

CENAPRED, s/a. Ciclones tropicales. Centro Nacional de Prevención al Desastre. Recuperado de: https://www.cenapred.unam.mx/es/Publicaciones/archivos/107-CARTELCICLONESTROPICALES.PDF

CNH. (2023). Administración de contratos: CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018. Recuperado de: https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r03-l01-as-cs-142018/

CNH. (2018). Contrato para la exploración y extracción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida en aguas someras entre Comisión Nacional de Hidrocarburos y Deutsche Erdoel México, S. de R.L. de C.V., Premier Oil Exploration and Production Mexico, S.A. de C.V. y SEP Block 30, S. de R.L. de C.V. Área Contractual AS-CS-14. Cuencas del Sureste. Recuperado de: https://rondasmexico.gob.mx/esp/contratos/cnh-r03-l01-as-cs-142018/

CONABIO. (2015). AvesMX. AICA. Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves. Recuperado de: http://avesmx.conabio.gob.mx/AICA.html

CONAGUA/SEMAR (2023). Estaciones Mareográficas. En: https://oceanografia.semar.gob.mx/mapa_estaciones.html

CONAGUA-SMN (2023a). Datos mensuales de la estación 27034 Paraíso. Periodo de 01/04/1949 a 30/09/2019. Red Nacional de estaciones climatológicas convencionales de la CONAGUA. En: https://smn.conagua.gob.mx/tools/RESOURCES/Mensuales/tab/mes27034.TXT

CONAGUA-SMN (2023b). Datos mensuales de la estación 30456 La Cangrejera. Periodo de 01/01/1997 a 31/12/2021. Red Nacional de estaciones climatológicas convencionales de la CONAGUA. https://smn.conagua.gob.mx/tools/RESOURCES/Mensuales/ver/mes30456.TXT

CONAGUA-SMN (2023c). Datos diarios de la estación 30027 Coatzacoalcos (OBS). Periodo de 01/01/1981 a 30/06/2018. Red Nacional de estaciones climatológicas convencionales de la CONAGUA. https://smn.conagua.gob.mx/tools/RESOURCES/Diarios/ver/dia30027.txt

CONANP. (2023). Áreas Naturales Protegidas. Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas. Recuperado de: https://www.gob.mx/conanp/documentos/areas-naturales-protegidas-278226

DOF. (1990). Acuerdo por el que se expide el Primer Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

DOF. (1992). Acuerdo por el que se expide el Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas.

DOF. (2014). Reglamento de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente en materia de Impacto Ambiental. Recuperado de: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/regley/Reg_LGEEPA_MEIA_311014.pdf

DOF. (2023). Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Recuperado de: https://www.diputados.gob.mx/LeyesBiblio/pdf/LGEEPA.pdf

EPA. (2019a). Overview of Greennhouse Gases. Greenhouse Gas Emissions.

EPA. (2019b). Ocean Acidification. Understainding the Sicience of Ocean and Coastal Acidification.

EPA. (2019c). What is acid rain? Acid rain.

EPA. (2019d). Overview of Greennhouse Gases. Greenhouse Gas Emissions.

Franco, S. I., Canet, C., Iglesias, A., y Valdés-González, C. (2013). Seismic Activity in the Gulf of Mexico. A Preliminary Analysis. Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 65(3), 447–455.

Fritts, T. H., McGehee, M. A. (1982). Effects of petroleum on the development and survival of marine turtle embryos.

Geraci, J. R., St. Aubin, D. J. (1988). Synthesis of effects of oil on marine mammals. En *Department of Interior* (Número 14). https://doi.org/10.1.1.135.5787

Halliburton. (2017). Ficha de Datos de Seguridad. Baracarb.

Halliburton. (2017). Ficha de Datos de Seguridad. Bentonita.

Halliburton. (2017). Ficha de Datos de Seguridad. Encore System.

Halliburton. (2017). Ficha de Datos de Seguridad. Encore® Base.

Halliburton. (2017). Ficha de Datos de Seguridad. Le Supermul™.

Halliburton. (2017a). Ficha de Datos de Seguridad. Liqui-Trol™.

Halliburton. (2017b). Ficha de Datos de Seguridad. Therma-Thin®.

Halliburton. (2018a). Ficha de Datos de Seguridad. Adapta® L.

Halliburton. (2018b). Ficha de Datos de Seguridad. Barita.

Halliburton. (2018c). Ficha de Datos de Seguridad. Cloruro de Potasio (KCl).

Halliburton. (2018d). Ficha de Datos de Seguridad. Limo.

Halliburton. (2018e). Ficha de Datos de Seguridad. Sosa Caústica.

Halliburton. (2019a). Ficha de Datos de Seguridad. Cloruro de calcio – Hojuelas.

Halliburton. (2019b). Ficha de Datos de Seguridad. Filter-Chek™.

Halliburton. (2019c). Ficha de Datos de Seguridad. Rhemod L™.

Halliburton. (2020a). Ficha de Datos de Seguridad. BaraScav-L™.

Halliburton. (2020b). Ficha de Datos de Seguridad. BaraSure™ W-986.

Halliburton. (2020c). Ficha de Datos de Seguridad. Barazan® D Plus.

Halliburton. (2020d). Ficha de Datos de Seguridad. Ez-Mud® DP.

Halliburton. (2020e). Ficha de Datos de Seguridad. Tau-Mod®.

Hernández, C. M., C. Agraz, S. García Zaragoza, F. J. Iriarte-Vivar, Flores-Verdugo, and P. Moreno Casasola. 2011. Forest structure, productivity and species phenology of mangroves in the La Mancha lagoon in the Atlantic coast of Mexico. Wetlands Ecology and Management 19:273-293.

Herrera-Silveira, J. A. 1994. Spatial Heterogeneity and Seasonal Patterns in a Tropical Coastal Lagoon. Journal of Coastal Research, 10, 738-746.

Holemann, H. (1994). Environmental Problems Caused By Fires And Fire-fighting Agents. Fire Safety Science, 4, 61–77.

INEC. (2004). Diagnóstico Ambiental del Golfo de México. In Diagnóstico Ambiental del Golfo de México (pp. 47–68).

IPIECA. (1997). Impactos Biológicos por Contaminacion Por Hidrocarburos: Pesquerías. 8.

IPIECA-IOGP. (2016). Impacts of oil spills on shorelines.

ITOPF. (2018). Effects of Oil on Fisheries and Aquaculture: Technical Information Paper. 1–8.

Leighton, F. (1993). The toxicity of petroleum oils to birds. Environmental Reviews, 1, 92–103.

Lutcavage, M. E., Lutz, P. L., Bossart, G. D., Hudson, D. M. (1995). Physiologic and clinicopathologic effects of crude oil on loggerhead sea turtles. Archives of Environmental Contamination and Toxicology, 28(4), 417–422. https://doi.org/10.1007/BF00211622

MacDonald, I. R., Bohrmann, G., Escobar, E., Abegg, F., Blanchon, P., Blinova, V., Brückmann, W., Drews, M., Eisenhauer, A., Han, X., Heeschen, K., Meier, F., Mortera, C., Naehr, T., Orcutt, B., Bernard, B., Brooks, J., y de Faragó, M. (2004). Asphalt Volcanism and Chemosynthetic Life in the Campeche Knolls, Gulf of Mexico. Science, 304(5673), 999–1002. https://doi.org/10.1126/science.1097154.

Miranda, J., Mouillot, D., Flores-Hernandez, D., Sosa-Lopez, A., Do Chi, T. y Ayala, L. 2005. Changes in four complementary facets of fish diversity in a tropical coastal lagoon after 18 years: A functional interpretation.

Monreal-Gómez, M.A., Salas de León, D.A., Velasco Mendoza, H. (2004) La hidrodinámica del Golfo de México. En: Caso et al. (Eds). Diagnóstico ambiental del Golfo de México. Instituto Nacional de Ecología. pp. 47-68.

NOAA. (2017). Chemosynthetic Communities in the Gulf of Mexico. Recuperado de: https://oceanexplorer.noaa.gov/okeanos/explorations/ex1711/background/chemo-comm/welcome.html#:~:text=Frequently%20fringing%20these%20chemosynthetic%20communities,within%20the%20Gulf%20of%20Mexico

NOAA. (2013). Ciclones tropicales. Guía de Preparación. NOAA PA 201152. National Oceanic and Atmospheric Administration. Recuperado de: https://www.weather.gov/media/owlie/ciclones_tropicales11.pdf

NOAA/NDBC. (2018). Station 42055 (LLNR 1122) - BAY OF CAMPECHE - 214 NM NE of Veracruz, MX.

NOAA- NHC. (2018). Gulf of Mexico Regional Climatology. NOAA - National Oceanographic Data Center. Recuperado de: https://www.nodc.noaa.gov/OC5/regional_climate/GOMclimatology/

Oil Spill Response Plan. (2023). Oil SPill Modelling Report for Kan 2-DEL Well, Mexico. Prepared for Wintershall Dea Mexico.

Ojeda E., Appendini M.C. and Mendoza T. 2017. Storm-wave trends in Mexican waters of the Gulf of Mexico and Caribbean Sea. *Nat. Hazards Earth Syst. Sci*., 17, pp. 1305–1317.

Ortega-Ortíz, J. G., Delgado-Estrella, A., Ortega-Argueta, A. (2004). Mamíferos marinos del Golfo de México: estado actual del conocimiento y recomendaciones para su conservación. En Diagnóstico ambiental del Golfo de México.

Pampell-Manis, A., Horrillo, J., Shigihara, Y., y Parambath, L. (2016). Probabilistic assessment of landslide tsunami hazard for the northern Gulf of Mexico. *Journal of Geophysical Research: Oceans*, 121(1), 1009–1027. https://doi.org/10.1002/2015JC011261

Panchang, V., Jeong, C. K., Demirbilek, Z. (2013). Analyses of extreme wave heights in the gulf of mexico for offshore engineering applications. *Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering*, 135(3), 1–15. https://doi.org/10.1115/1.4023205

Passalacqua, G. A., Sheinbaum, J. y Martinez, J. A. 2016. Sea surface temperature influence on a winter cold front position and propagation: air–sea interactions of the 'Nortes' winds in the Gulf of Mexico. 17, 302-307.

Peel, M. C., B. L. Finlayson, and T. A. McMahon. 2007. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. *Hydrological Earth System Sciences* 11:1633-1644.

PEMEX. (2012). Criterios Técnicos para Simular Escenarios de Riesgo por Fugas y Derrames de Sustancias Peligrosas en Instalaciones de Petróleos Mexicanos.

PEMEX. (2015). Hoja de Datos de Seguridad del Crudo Istmo. HDS-PEMEX-PEP-SAC-1. Versión 1.0.

PEMEX. (2015). Hoja de Datos de Seguridad del Diésel. HDS-PEMEX-TRI-SAC-12. Versión 1.0.

Pérez, E. P., Magaña, V., Caetano, E., Kusunoki, S. 2014. Cold surge activity over the Gulf of Mexico in a warmer climate. *Frontiers in Earth Science*, 2(August), 1–10. https://doi.org/10.3389/feart.2014.00019

PRTR-España. (2020). Hidrocarburos aromáticos policíclicos (HAP).

RAMSAR. (2023). La Convención sobre los Humedales. Recuperado de: https://www.ramsar.org/es/nuestro-trabajo/humedales-de-importancia-internacional/designacion-de-sitios-ramsar

Romero Centeno, R., y Zavala Hidalgo, J. (Eds.) (2021). Meteorología. En S. Z. Herzka, R. A. Zaragoza Álvarez, E. M. Peters y G. Hernández Cárdenas. (Coord. Gral.). Atlas de línea base ambiental del golfo de México (tomo I), México: Consorcio de Investigación del Golfo de México.

Sahling, H., Borowski, C., Escobar-Briones, E., Gaytán-Caballero, A., Hsu, C.W., Lober, M., MacDonald, I., Marcon, Y., Pape, T., Römer, M., Rubin-Blum, M., Schubotz, F., Smrzka, D., Wegener, G., y Bohrmann, G. (2016). Massive asphalt deposits, oil seepage, and gas venting support abundant chemosynthetic communities at the Campeche Knolls, southern Gulf of Mexico, Biogeosciences, 13: 4491- 4512. https://doi.org/10.5194/bg-13-4491-2016.

SEMARNAT. (2016a). Reserva de la Biosfera Los Tuxtlas. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Recuperado de: https://www.gob.mx/semarnat/articulos/reserva-de-la-biosfera-los-tuxtlas?idiom=es

Soto, L., Sánchez García, S., y López Veneroni, D. (2004). Ambientes influidos por emanaciones naturales de hidrocarburos y gas en el suroeste del Golfo de México. Universidad y Ciencia, Num. Esp. (I), 51-58.

Stratum Reservoir. (2023). Análisis PVT de Aceite Negro de Muestra de Fondo. RV-113004. Wintershall Dea Pozo Kan-1EXP ST1.

Stratum Reservoir. (2023). Análisis PVT de Aceite Negro de Muestra de Fondo. RV-112205. Wintershall Dea Pozo Kan-1EXP.

Suárez, G. y López, A. (2015). Seismicity in the Southwestern Gulf of Mexico: Evidence of Active Back Arc Deformation. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, 32, 77-83.

UNAM. (2020). Las mareas en México. Recueprado de: http://www.mareografico.unam.mx/portal/index.php?page=tiposMarea

Vázquez de la Cerda A. M., Reid O. R., DiMarco S.F. and Jochens A.E. 2005. Bay of Campeche Circulation: An Update. Geophysical Monograph Series, American Geophysical Union, Vol. 161 pp. 279-293.

Wintershall Dea. (2018). Informe de la Línea Base Ambiental del Área Contractual AS-CS-14, Cuencas del Sureste, Golfo de México. Contrato CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018. Maxon Consulting, Inc. San Diego CA, USA.

Wintershall Dea. (2022a). Evaluation of HSEQ Risks (Risk Matrix). WD-CON-0030.

Wintershall Dea. (2023b). Basis of Design (Concept Select) Kan-2DEL. Appraisal Well Sureste Basin, Mexico. Revision 0.

Wild Well Control. (2023c). Gas Dispersion, Radian Heat and Explosion Study. Block 30 Kan-2DEL.

Wild Well Control. (2023d). Voluntary Ignition Plan. Block 30 Kan-2DEL.

Wild Well Control. (2023e). Wintershall Dea Blowout Rate Modeling and Dynamic Kill Analysis. Block 30 Kan-2DEL.

Wintershall Dea. (2023f). Identificación de peligros y análisis de riesgos. WDEA-MX-MIMS-002 A. Sistema de Administración Integrado de México.

Wursig, B. (2017). Marine mammals of the Gulf of Mexico. En Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill (pp. 1489–1587).

Zavala-Hidalgo, J., Morey, S.L., and O'Brien, J.J. (2003). Seasonal circulation on the western shelf of the Gulf of Mexico using a high-resolution numerical model. J. Geophys. Res. 108(C12):3389, DOI:10.1029/2003JC001879

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

Zetler, B. D., Hansen, D. V. (1971). Tides in the Gulf of Mexico. Contributions on the Physical Oceanography of the Gulf of Mexico, 2, 265–275.