

Capítulo 9

Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburo (ARSH)

Marzo 2019

CONTENTS

9. ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS (ARSH)9-1

9.1 DESCRPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN9-2

 9.1.1 Bases de Diseño9-2

 9.1.2 Susceptibilidad a Riesgos Ambientales9-4

 9.1.3 Proyecto y/o Instalación9-12

9.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO9-28

 9.2.1 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas.....9-28

 9.2.2 Propiedades de la mezcla de hidrocarburo.....9-28

 9.2.3 Descripción de Principales Equipos de Proceso y Auxiliares9-30

9.3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO9-40

9.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS9-43

 9.4.1 Antecedentes de Incidentes y Accidentes en Proyectos o Instalaciones Similares9-43

9.5 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS9-52

 9.5.1 Análisis Cualitativo de Riesgo.....9-52

 9.5.2 Análisis Cuantitativo de Riesgo.....9-66

 9.5.3 Análisis de Riesgo9-108

 9.5.4 Determinación de Medidas de Reducción de Riesgo Adicionales para escenarios de Riesgo no Tolerables y/o ALARP.....9-118

9.6 SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO9-118

 9.6.1 Recomendaciones Técnico Operativas9-118

 9.6.2 Proyecto Sistema Contra Incendios.....9-119

 9.6.3 Planes de Respuesta a Emergencias9-124

 9.6.4 Sistemas de Seguridad.....9-132

 9.6.5 Medidas Preventivas.....9-136

9.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES9-138

9.8 RESUMEN EJECUTIVO.....9-140

9.9 IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METDOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN EN EL ANÁLISIS DE RIESGO (ANEXOS)9-145

List of Tables

Tabla 9.1 Eventos extremos reportados para el Golfo de México en el periodo 1978-20189-10

Tabla 9.2 Especificaciones de la unidad de perforación Rowan Renaissance.9-17

Tabla 9.3 Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación (unidad de perforación)9-18

Tabla 9.4 Principales equipos de auxiliares en la unidad de perforación.....9-22

Tabla 9.5 Principales equipos de control de pozo.9-23

Tabla 9.6 Capacidades de almacenamiento del buque de perforación Rowan Renaissance9-24

Tabla 9.7 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.....9-28

Tabla 9.8 Propiedades estimadas del hidrocarburo9-29

Tabla 9.9 Composición estimada del hidrocarburo9-29

Tabla 9.10 Coordenadas geográficas del AC49-40

Tabla 9.11 Ubicación geográfica del pozo a perforar (escenario base)9-41

Tabla 9.12 Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).9-44

Tabla 9.13 Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).9-44

Tabla 9.14 Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo.	9-45
Tabla 9.15 Mayores derrames de hidrocarburos en aguas de Estados Unidos.....	9-48
Tabla 9.16 Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex.....	9-50
Tabla 9.17 Matriz de Riesgo HSE del Grupo de Empresas de Petronas (HSERM)	9-54
Tabla 9.18 Daño a Personas: Características de la Severidad	9-55
Tabla 9.19 Daño a Activos: Características de la Severidad.....	9-56
Tabla 9.20 Efecto Ambiental: Características de la Severidad.....	9-56
Tabla 9.21 Definición de clasificación de riesgo	9-58
Tabla 9.22 Descripción de las actividades incluidas	9-61
Tabla 9.23 Número de escenarios evaluados por actividad.....	9-62
Tabla 9.24 Número de consecuencias clasificados por nivel de riesgo antes de salvaguardas.....	9-64
Tabla 9.25 Número de consecuencias clasificados por nivel de riesgo después de salvaguardas	9-64
Tabla 9.26 Consecuencias evaluadas con mayor clasificación de riesgo después de salvaguardas	9-65
Tabla 9.27 Consecuencias evaluadas con nivel de riesgo residual sujetos a modelación	9-66
Tabla 9.28 Plan de logística para la movilización del Equipo de Contención.	9-69
Tabla 9.29 Plan de logística para la movilización para construcción de pozo de alivio	9-70
Tabla 9.30 Parámetros y Propiedades de Alimentación para el modelo.....	9-74
Tabla 9.31 Resumen de Resultados de modelado de flujo de descarga	9-76
Tabla 9.32 Descripción de los Espesores del Hidrocarburo.	9-78
Tabla 9.33 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.....	9-79
Tabla 9.34 Resultados del modelo COSIM.....	9-79
Tabla 9.35 Suposiciones de Umbrales.	9-79
Tabla 9.36 Descripción de escenarios	9-81
Tabla 9.37 Proporción volumétrica del crudo	9-83
Tabla 9.38 Resultados del Modelo – Escenario 1 Capping Stack.....	9-84
Tabla 9.39 Resultados del Modelo – Escenario 2 Pozo de Alivio	9-85
Tabla 9.40 Distribución de fauna en el Golfo de México	9-116
Tabla 9.41 Recomendaciones Técnico Operativas	9-119

List of Figures

Figura 9.1 Puntos de origen de los Ciclones Tropicales del 11 al 20 de Junio durante el periodo de 1851 a 2015.	9-5
Figura 9.2 Seguimiento de temporada de huracanes.....	9-8
Figura 9.3 Calor oceánico en Junio 2018	9-9
Figura 9.4 Registro histórico de huracanes cerca del AC4	9-10
Figura 9.5 Esquema de Pozo Yaxchilán Este-1EXP	9-14
Figura 9.6 Cronograma de perforación para Yaxchilán Este- 1EXP	9-16
Figura 9.7 Ubicación del Área Contractual AC4.	9-42
Figura 9.8 Sistema Ambiental regional para el AC4.	9-43
Figura 9.9 Trayectoria de reventón de Escenario 1 – Sección de pozo de 12 ¼” x 2”- Reventón en el Oligoceno	9-72
Figura 9.10 Trayectoria de reventón de Escenario 2 – Sección de pozo de 12 ¼” - Reventón en el Cretácico y el Jurásico	9-73
Figura 9.11 Gráfico del Sistema del escenario 1-Oligoceno	9-75
Figura 9.12 Gráfico del Sistema del escenario 2 – Cretácico y Jurásico	9-76
Figura 9.13 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa	9-82

Figura 9.14 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada Seca9-87

Figura 9.15 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada de Lluvias9-88

Figura 9.16 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos9-89

Figura 9.17 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento costero (>100 g/m²) - Temporada Seca9-90

Figura 9.18 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento costero (>100 g/m²) - Temporada de Lluvias.....9-91

Figura 9.19 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento costero (>100 g/m²) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos9-92

Figura 9.20 Escenario 1: Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral 1 µm - Temporada Anticiclónica9-93

Figura 9.21 Escenario 1: Criterio 2 Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Temporada Seca9-94

Figura 9.22 Escenario 1: Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Temporada de Lluvias9-95

Figura 9.23 Escenario 1: Criterio 1: Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD – Temporada Anticiclónica.....9-96

Figura 9.24 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada Seca9-98

Figura 9.25 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada de Lluvias9-99

Figura 9.26 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada anticiclónica9-100

Figura 9.27 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento costero (>100 g/m²) - Temporada Seca.....9-101

Figura 9.28 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento costero (>100 g/m²) - Temporada de Lluvias.....9-102

Figura 9.29 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio- Probabilidad empetrolamiento costero (>100 g/m²) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos9-103

Figura 9.30 Escenario 2: Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral 1 µm - Temporada Seca9-104

Figura 9.31 Escenario 2: Criterio 2 Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Temporada anticiclónica.....9-105

Figura 9.32 Escenario 2: Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Temporada de Lluvias9-106

Figura 9.33 Escenario 2: Criterio 1: Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD – Temporada anticiclónica9-107

Figura 9.34 Receptores Sensibles (Marinos) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca9-109

Figura 9.35 Receptores Sensibles (Terrestres y Marinos) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca9-111

Figura 9.36 Receptores Sensibles (Terrestres AICA) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca9-113

Figura 9.37 Receptores Sensibles (Zonas de Salvaguarda) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca .9-115

Figura 9.38 Receptores Sensibles (Fauna) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio –
 Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca9-117

Acrónimos y Abreviaciones

ANSI	American National Standards Institute (Instituto Nacional de Estándares Americanos)
API	The American Petroleum Institute (Instituto Americano del Petróleo)
ARSH	Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ASME	American Society of Mechanical Engineers (Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos)
ASTM	American Society for Testing and Materials
BOEM	Bureau Ocean Energy Management
CCM	Centro de Control de Motores
CCTV	Circuito cerrado de televisión
CENAPRED	Centro Nacional de Prevención de Desastres
CFE	Comisión Federal de Electricidad
CFR	Code of Federal Regulations (Código de Regulaciones Federales)
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
COV	Compuestos Orgánicos Volátiles
CPI	Corrugated Plate Interceptor (Interceptor de Placas Corrugadas)
DAF	Disolved air flotation (Flotación por aire disuelto)
DFP	Diagrama de Flujo del Proceso
DOF	Diario Oficial de la Federación
DTI	Diagrama de Tubería e Instrumentación
EMA	Estación Meteorológica Automática
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
HAZID	Hazard Identification (Análisis de identificación de peligros)
HDS	Hoja de Seguridad
HSAC	Helicopter safety advisory conference
HSE	Health and Safety Executive (Ejecutivo de Salud y Seguridad)
HSERM	Matriz de Riesgos del Grupo de Empresas de Petronas
ICHEME	Institution of Chemical Engineers (Instituto de Ingenieros Químicos)
INEGI	Instituto Nacional de Geografía y Estadística
ISGOTT	International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals (Guía Internacional de Seguridad para Buque Tanques y Terminales de Petróleo)
LAAR	Listado de Actividades Altamente Riesgosas
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico
MIA-R	Manifestación de Impacto Ambiental Regional
MODU	Mobile Offshore Drilling Unit
MSDS	Material Safety Data Sheet (Ficha de datos de seguridad)
MTBE	Metil Terbutil Éter
NFPA	National Fire Protection Association (Asociación Nacional de Protección Contra Incendios)
NOAA	National Oceanic and Atmospheric Administration (Administración Nacional Oceánica y Atmosférica)
NOM	Norma Oficial Mexicana

OSHA	Occupational Safety and Health Administration (Administración
PEMEX	Petróleos Mexicanos
RTD	Resistance Temperature Detector (Detector de Resistencia de Temperatura)
SAP	Vapor de Sodio a alta Presión
SCI	Sistema Contra Incendios
SMN	Sistema Meteorológico Nacional
SOP	Standard Operating Procedure (Procedimiento Operativo Estándar)
SRV	Sistema de recuperación de vapor
STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
TAD	Terminal de Almacenamiento y Despacho
UCL	Unidad de Control Local
UPS	Uninterruptible Power Supply (Sistema de alimentación ininterrumpida)
URV	Unidad Recuperadora de Vapor
USEPA	United States Environmental Protection Agency (Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos)
USGS	United States Geological Survey (Servicio Geológico de los Estados Unidos)
WOAD	World Offshore Accident Database
ZMVM	Zona Metropolitana del Valle de México

9. ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS (ARSH)

A continuación se presenta el Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos (ARSH), acompañando a la Manifestación de Impacto Ambiental Regional (MIA) del Proyecto, esto de acuerdo con el Art. 17 de La Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), que señala que los Proyectos que involucren el manejo de sustancias o desarrollo de actividades consideradas como altamente riesgosas en los términos de la Ley, deberán presentar un estudio de riesgo como anexo a la Manifestación de Impacto Ambiental.

El ARSH fue elaborado con base en la Guía para la Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburo publicada por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA). Tal como lo requiere la legislación vigente a través de la LGEEPA, la definición del requerimiento de un estudio de riesgo está vinculada al primer y segundo listado de actividades altamente riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992. El análisis completo referente a este punto se incluye en la sección 9.2.1 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas.

Para propósito de presentación del ERA el enfoque presentado en las etapas de identificación de peligros y análisis de consecuencias incluyen todas las operaciones en la embarcación de perforación y no únicamente las operaciones con actividades altamente riesgosas.

9.1 DESCRPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

9.1.1 Bases de Diseño

El Proyecto, tal como se ha definido en el Capítulo 2 de la MIA, comprenderá las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual 4 (AC4), con un área aproximada de 2,358.74 km², se localiza dentro del AC4 en la Cuenca Salina del Golfo de México Profundo a 152 km de las costas de Coatzacoalcos, Veracruz.

El Proyecto consiste en la perforación de un pozo exploratorio con el nombre de Yaxchilán Este- 1EXP dentro del AC4 en la Cuenta Salina en el Golfo de México Profundo. Este pozo posee un tirante de agua de 1,085 m.

El proyecto contempla la realización de las siguientes operaciones:

- Preparación y Movilización de la embarcación de perforación dentro del área contractual;
- Perforación Exploratoria, que incluye:
 - Actividades operativas rutinarias (operaciones generales de perforación, cambio de tripulación, transferencia de personal hacia/ desde la unidad de perforación, etc.);
 - Actividades operativas no rutinarias (como emergencias, mantenimientos mayores, suspensión temporal de actividades, etc.); y
- Desmovilización y Abandono permanente del pozo.

Las obras asociadas al Proyecto incluirán la movilización de una embarcación de 6^{ta} Generación para Aguas Ultra profundas para la perforación de los pozos de exploratorios ultra profundos, la elección de este tipo de Unidad Móvil de Perforación (MODU, por sus siglas en inglés) se realiza considerando la profundidad al suelo marino en AC4, la cual será entre 500 a 1,000 metros, aproximadamente. La MODU (*Mobile Offshore Drilling Unit*) en todos los casos se encuentra prediseñada y está equipada para operaciones de perforación en profundidades de agua de hasta 3,700 metros. La unidad cuenta con un Sistema de Posicionamiento Dinámico Clase 3 para mantener la posición.

Cómo parte del alcance del presente proyecto no se planean realizar pruebas de producción.

Para las operaciones del proyecto se utilizará un buque de perforación o *Drillship*, denominado "*Rowan Renaissance*". Las bases del diseño del buque son los estándares internacionales definidos en la administración de clase y abanderamiento y el control del estado del puerto. La clasificación implica la verificación contra un conjunto de requerimientos durante el diseño, la construcción y la operación de barcos y unidades de alta mar. La unidad o buque de perforación, junto con su casco, equipos y maquinarias, se construyó conforme a la siguiente sociedad de clasificación de DNV (aquí denominada la "sociedad de clasificación") y se distingue en el registro con las siguientes características y datos de construcción:

- Nombre: ROWAN Renaissance
- Bandera: Islas Marshal
- Nombre anterior: N/A
- Año de construcción: 2014
- Constructor: Hyundai Heavy industries Co., Ltd. (Hyundai), en Ulsan, República de Corea

- Tipo: Unidad de Perforación de Posicionamiento Dinámico con Doble Perforador y Actividad Dual para Aguas Ultra-Profundas
- Agencia de Clasificación: ABS
- Notas de Clase: +A1, Drillship, Circle E, +AMS, +ACCU, +DPS-3, SH-DLA, SFA(25), UWILD, NBL, CRC, CPS,
- HELIDK(SRF), ENVIRO-OS+
- Numero IMO: 963066

La construcción de El buque ROWAN Renaissance se ajusta a las siguientes certificaciones y clasificaciones:

- American Bureau of Shipping (ABS)- Reglas para la construcción y Clasificación de Unidades Móviles de perforación American Bureau of Shipping (ABS)- Reglas para la construcción y Clasificación de Unidades Móviles de perforación
- International Maritime Organization (IMO)- Certificación para Unidades Móviles de Perforación (MODU CODE), 2009
- IMO- Convenio Internacional Sobre Líneas de Carga, 1966, tipo B incluyendo protocolo de 1988
- IMO- Convenio Internacional sobre Arqueo de buques, 1969
- IMO- Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida en el Mar, Protocolo 1974, 1980 y aplicación del ISPS limitado a al número IMO y al Sistema de Alerta de Seguridad del buque
- IMO- Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los Buques, Protocolo 1973, 1978, (MARPOL 73/78)
- ICLL – Certificado de la Convención Internacional de Líneas de Carga
- IOPP – Certificado Internacional para la Prevención de la Contaminación con Aceites
- IAPP – Certificado Internación para la Prevención de la Contaminación Atmosférica
- ISM – Certificado de Cumplimiento de Documentación
- ISM – Certificado de Gestión de Seguridad
- ISPS – Certificado Internacional de Seguridad en la Embarcación (ISSC)
- Certificado Anual de Líneas de Carga
- International Electrotechnical Commision (IEC)- Estándar No. 60092 “instalaciones eléctricas en buques”
- International Electrotechnical Commision (IEC)- IEC 61892, Instalaciones Eléctricas en MODU
- International Maritime Organization (IMO)- Código para la Construcción y Equipamiento de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera
- IMO MSC Circ. 645 - Directrices para el diseño y la operación de Buques con posicionamiento dinámico.
- Conferencia internacional sobre la revisión del reglamento internacional para prevenir colisiones en el mar, 1972 y sus Adendas.
- Regulaciones ISPS (Código Internacional para la Protección de los Buques y de las Instalaciones Portuarias)

- Reglamentos IALA (International Association of Marine Aids and Lighthouse Authorities)
- Guías para Buques con Sistemas de Posicionamiento Dinámico. IMO MSC/Circ.645
- Código de Niveles de Ruido en Embarcaciones, IMO Res. A.468 (XII) 1981
- Convención Internacional para el Control y manejo de Sedimentos y Aguas de lastre, 2004 de acuerdo con el Reglamento D-1 Estándar de Cambio de Lastre (Métodos Secuencial).
- OCIM, Guías para el equipamiento de amarres, 2008.
- Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (IACS) “Recomendación No. 47 (1996) – Parte A Estándar de Construcción de Embarcaciones de Nuevas Construcciones y Calidad de Reparaciones.
- IMO Res. MEPC 179(59), Guías para el desarrollo de un Inventario de Materiales Peligrosos

En el Anexo 9.1 se muestra un se presenta un diagrama del arreglo general del buque de perforación Rowan Renaissance.

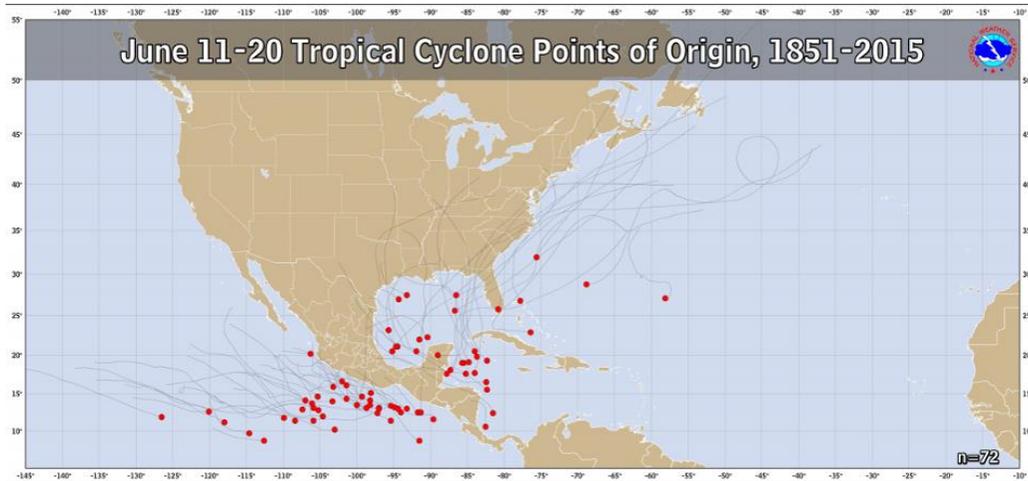
9.1.2 Susceptibilidad a Riesgos Ambientales

Dado que la zona en la que se llevará a cabo el Proyecto no presenta áreas identificadas como vulnerables por terremotos o sismicidad, corrimientos de tierra, derrumbes o hundimientos, inundaciones, vulcanología, fallas geológicas, fracturas geológicas o deslizamientos; se considera para esta sección como principal riesgo ambiental la presencia de huracanes, fenómeno meteorológico que ha ocurrido en el Golfo de México y que ha generado pérdidas humanas y económicas para las comunidades que se encuentran cerca de las costas.

Los vientos en el Golfo de México tienen una gran variabilidad sobre diferentes escalas de tiempo y espacio, los vientos de mayor intensidad son causados por ciclones tropicales que lo cruzan entre Mayo y Noviembre y por frentes fríos llegando principalmente entre Septiembre y Mayo.¹

En la Figura 9.1 se muestra la tendencia de formación de ciclones tropicales durante el mes de junio. Un análisis de los puntos de formación del 11 al 20 de junio (de 1851 a 2015) confirma que climatológicamente es donde es potencialmente más probable la formación de fenómenos meteorológicos.

¹ Zavala-Hidalgo, J., Romero-Centeno, R., Mateos-Jasso, A., Morey, S. L., & Martínez-López, B. (2014). The response of the Gulf of Mexico to wind and heat flux forcing: What has been learned in recent years?. *Atmósfera*, 27(3), 317-334.



Fuente: Early Hurricane Season May Be Brewing Something In The Gulf of Mexico: 4 Things To Know. Forbes, junio 2017.

Figura 9.1 Puntos de origen de los Ciclones Tropicales del 11 al 20 de Junio durante el periodo de 1851 a 2015.

Investigadores de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (NOAA, por sus siglas en inglés) reconocieron que, durante una temporada anual promedio, se forman 10 tormentas tropicales y dos o tres se convierten en huracanes con vientos que tienen velocidades superiores a los 177 km/h.

En el periodo del 2005 al 2010 ocurrieron eventos que ocasionaron daños devastadores. Por ejemplo, Dennis, Katrina, Rita y Wilma en el 2005; temporada que ocasionó pérdidas económicas de hasta \$128 mil millones de dólares. Dean y Félix fueron dos huracanes categoría 5 que golpearon América Central en el 2007. Por último, en el 2008 se presentó la segunda temporada de huracanes más destructiva después del 2005 registrada con \$54 mil millones de dólares en daños.

La temporada de huracanes del Atlántico Norte 2010 fue extremadamente activa con 19 tormentas con nombre, 12 huracanes menores y cinco huracanes mayores. Según el Centro Nacional de Huracanes (NHC), el valor promedio de Energía Ciclónica Acumulada" (ACE, en inglés) y el número de tormentas se atribuyeron a las aguas cálidas, los vientos favorables provenientes de África y la débil cizalla del viento. Alex, Hermine, Karl, Nicole, Matthew, Paula y Richard, todos impactaron directamente a México y América Central con lluvias torrenciales y fuertes vientos.

La temporada de huracanes del Atlántico norte de 2012 tuvo 19 tormentas con nombre, diez huracanes menores y un huracán mayor. El número de tormentas con nombre marcó la tercera temporada de huracanes consecutiva con 19 tormentas con nombre para la cuenca y empató con 2011, 2010, 1995 y 1887 como el tercer año más activo para los ciclones tropicales del Atlántico Norte.

La temporada de huracanes del 2013 tuvo 13 tormentas nombradas y 2 huracanes menores. El número de tormentas tropicales fue ligeramente superior al promedio (12.1) de las temporadas de 1981-2010, el número de huracanes estuvo debajo del promedio (6.4) y la falta de huracanes mayores también estuvo por debajo del promedio (2.7). En términos de tormentas con nombre total, esta fue la temporada más lenta desde 2009. La última vez que se observaron dos huracanes fue en 1982 y la última temporada sin grandes huracanes fue en 1994. Los dos huracanes que se formaron durante la temporada, Humberto e Ingrid, fueron de corta vida. Humberto alcanzó la fuerza de los huracanes el 11 de septiembre, vinculando la última fecha para el primer huracán de la temporada. La fecha promedio para el primer

huracán es el 4 de agosto. Ningún huracán tocó tierra en los EE. UU. Durante 2013. La tormenta tropical Andrea tocó tierra a lo largo de la costa del Golfo de Florida en junio y fue la única tormenta tropical que impactó directamente a los EE. UU. Contiguos durante la temporada. El huracán Ingrid tocó tierra en México en septiembre, causando inundaciones.

La temporada de huracanes del Atlántico norte de 2014 tuvo ocho tormentas tropicales, cuatro huracanes y dos huracanes importantes. La temporada de huracanes del Atlántico norte de 2016 tuvo 15 tormentas con nombre (las que alcanzaron tormenta tropical o mayor resistencia), siete de las cuales fueron huracanes y tres fueron huracanes importantes. Típicamente, cuando las condiciones de El Niño están presentes en el Pacífico ecuatorial como en 2015 y principios de 2016, la actividad de ciclones tropicales en la cuenca del Atlántico Norte tiende a ser suprimida debido al aumento de la cizalladura del viento, que es una condición desfavorable para el desarrollo de ciclones tropicales.²

Por último, en la temporada de huracanes del Atlántico en el 2017 se registraron siete tormentas tropicales, dos huracanes fuertes (categoría uno y dos) y dos huracanes intensos (categoría tres, cuatro y cinco), además se pronosticó que impactarían de tres a cinco ciclones tropicales.³

A continuación, se presenta la descripción de algunos de los huracanes más relevantes que se han suscitado en el Golfo de México:

- El huracán Emily se volvió el más fuerte en Julio durante el año 2005, debido a que el viento alcanzó velocidades de hasta 260 km/h en su trayectoria por el Golfo de México. A pesar de que la tormenta se debilitó antes de tocar la península de Yucatán provocó la muerte de 17 personas y generó más de 1 billón de dólares en daños.
- Los vientos máximos de Rita alcanzaron eventualmente 290 km/h, pero se debilitó antes de llegar a la costa cerca de la frontera entre Luisiana y Texas. Aun así, mató a 120 personas e infligió 12 billones de dólares en daños.
- Los vientos máximos del huracán Wilma alcanzaron 298 km/h mientras recorría el Mar Caribe en octubre. La tormenta se debilitó al golpear la península de Yucatán, dio un giro en ángulo recto, recuperó fuerza y golpeó Key West con vientos de 193 km/h y una marejada ciclónica de 2.4 metros.
- En 2007 el huracán Dean llegó a las costas del Golfo de México, con vientos dominantes y tormentas torrenciales que ocasionaron la muerte de dos personas, inundaciones y viviendas destruidas.
- El huracán Hermine en 2010 se formó a partir del remanente de baja presión de la Depresión tropical No. 11-E localizado al Sur de Veracruz, mismo que al ingresar a aguas del Golfo de México y al ir mostrando mayor organización, generó a la Depresión tropical No. 10, localizándose a las 13:00 horas del 5 de septiembre a 190 km al Nor-noreste de Veracruz, Ver., con vientos máximos sostenidos de 45 km/h, rachas de 65 km/h, presión mínima central de 1003 hPa y desplazamiento hacia el Norte a 11 km/h. Hermine fue la 8va tormenta tropical de la temporada, por imágenes de radares, presentó características de ojo y favoreció daños a la altura del Río Grande, así como lluvias torrenciales en Veracruz, Hidalgo y Chiapas. Intensas en Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Oaxaca, Nuevo León, Puebla y San Luis Potosí y fuertes en Morelos, provocando deslaves en zonas montañosas, así como inundaciones en zonas bajas.⁴

² <https://www.ncdc.noaa.gov>

³ www.eluniversal.com.mx

⁴ <http://smn.cna.gob.mx>

- “Ernesto” en Agosto de 2012 fue el quinto ciclón de la temporada y segundo huracán en el Océano Atlántico, tuvo su origen en el Atlántico Central y desde sus inicios los modelos de pronóstico lo presentaron con una trayectoria bien definida hacia el Oeste, por lo que después de cruzar a todo lo largo del Mar Caribe, tocó tierra en la costa de Quintana Roo y atravesó la Península de Yucatán hasta salir al mar en la Sonda de Campeche con rumbo hacia la costa de Veracruz, llegando a tierra por segunda ocasión, esta vez cerca de la población de Coatzacoalcos, Ver. Siguió su trayecto sobre territorio de Veracruz, después sobre el Norte de Oaxaca y finalmente se disipó sobre el Noreste del estado de Guerrero.⁵
- El nacimiento de Harvey, el devastador huracán más reciente, ocurrió el domingo 13 de agosto de 2017 cuando una ola tropical emergió de la costa oeste de África, y finalmente se fusionó con una amplia área de baja presión cerca de las Islas Cabo Verde. Al principio, se pensó que la ola y el área de baja presión tendrían una pista más oeste-noroeste, amenazando a las Antillas Menores. Sin embargo, esta baja se mantuvo más en un curso hacia el oeste a medida que avanzaba sobre el océano Atlántico abierto hacia el Mar Caribe Oriental. Durante unos días en su camino hacia el oeste, "Harvey" permaneció desorganizado, y había cierta incertidumbre sobre si se convertiría en un ciclón tropical. Sin embargo, para el jueves 17 de agosto, el Centro Nacional de Huracanes comenzó a emitir avisos y pronósticos sobre el ciclón tropical “Nine” y la tormenta tropical Harvey. Las advertencias de tormenta tropical se emitieron para Martinica, Santa Lucía, Barbados y San Vicente y las Granadinas. La tormenta tropical Harvey impactó las Islas de Barlovento el viernes 18 de agosto y entró en el Mar Caribe Oriental como una mínima tormenta tropical, y finalmente se debilitó a una ola tropical. Aunque había algo de potencial para que los restos de Harvey se reorganizaran en un ciclón tropical, un ciclón tropical no se formó cuando los restos de Harvey se trasladaron a la Península de Yucatán el martes 22 de agosto por la mañana.⁶ El poderoso huracán dejó 77 muertos y presentó vientos máximos de hasta 215 km/h.
- El huracán Katia en septiembre de 2017, tocó costas de Veracruz y afectó a 53 municipios de la entidad, y ocasionó la muerte de dos personas por deslaves, así como pérdida de electricidad para cerca de 77,000 personas. El huracán sopló vientos sostenidos de hasta 56 km/h y ocasionó fuertes lluvias de entre cinco (5) y 10 centímetros provocando también inundaciones y tres días de emergencia en el estado.⁷
- El huracán Irma que impactó la península de Florida en septiembre de 2017, causó la muerte de al menos 12 personas en ese estado, además de 43 fallecidos en el Caribe, sumando un total de 55 víctimas. Las autoridades informaron que 15 millones de personas en Florida, un millón en el estado de Georgia y 20,000 en Carolina del Sur, padecieron cortes a la electricidad. En el Caribe, hubo daños a edificios, viviendas y hoteles. En Cuba, el huracán llegó a la isla siendo categoría cinco y se registraron al menos 10 muertes y la evacuación de 1.7 millones de personas. Otras islas del Caribe como Barbuda, San Martín y San Bartolomé fueron las más afectadas por el huracán Irma, donde los pobladores perdieron sus casas y los grandes hoteles quedaron devastados.⁸

A continuación en la Figura 9.2 se pueden observar las trayectorias de los huracanes y tormentas tropicales que se presentaron en el Golfo de México en un periodo de 10 años.

⁵ <http://smn.conagua.gob.mx>

⁶ <http://www.weather.gov>

⁷ www.bbc.com/mundo

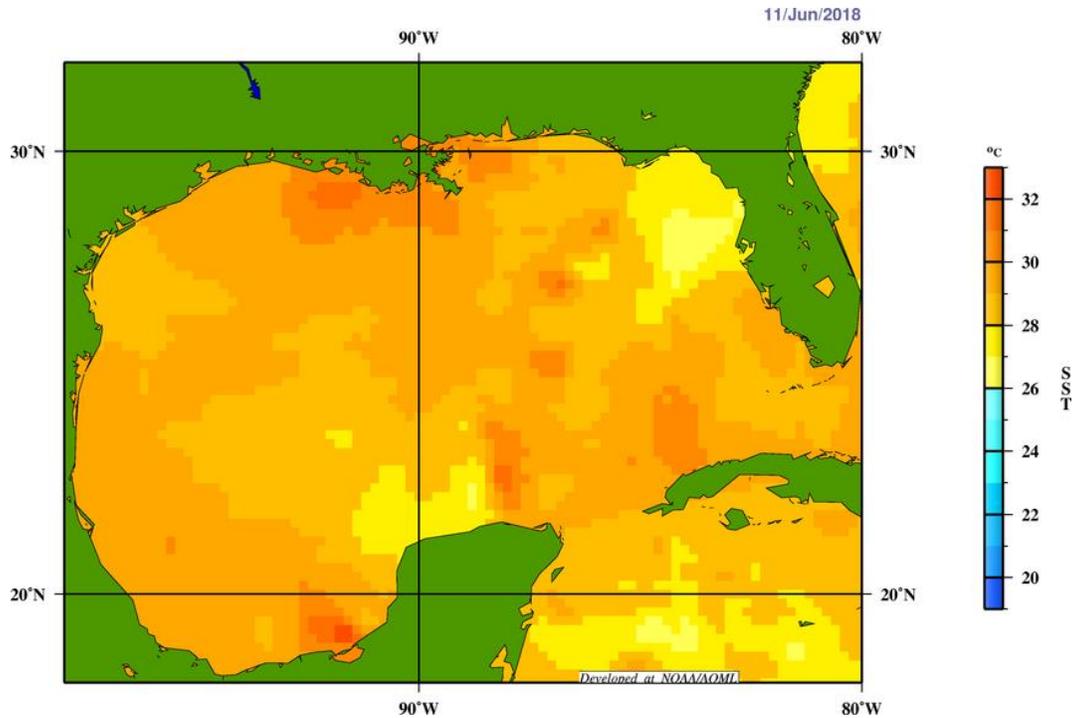
⁸ www.bbc.com/mundo



Fuente: Ten Years of Hurricanes and Tropical Storms in One Graphic. National Geographic, agosto 2005.

Figura 9.2 Seguimiento de temporada de huracanes.

A continuación en la Figura 9.3 se aprecia el cambio del calor oceánico en diferentes zonas del Golfo de México. Cabe destacar que para las zonas cercanas al AC4 se distingue una temperatura cercana a los 30°C, que de acuerdo al Centro de Predicciones Climáticas de los Estados Unidos es superior a la temperatura promedio que es va de 21°C a 24°C (70-75°F).



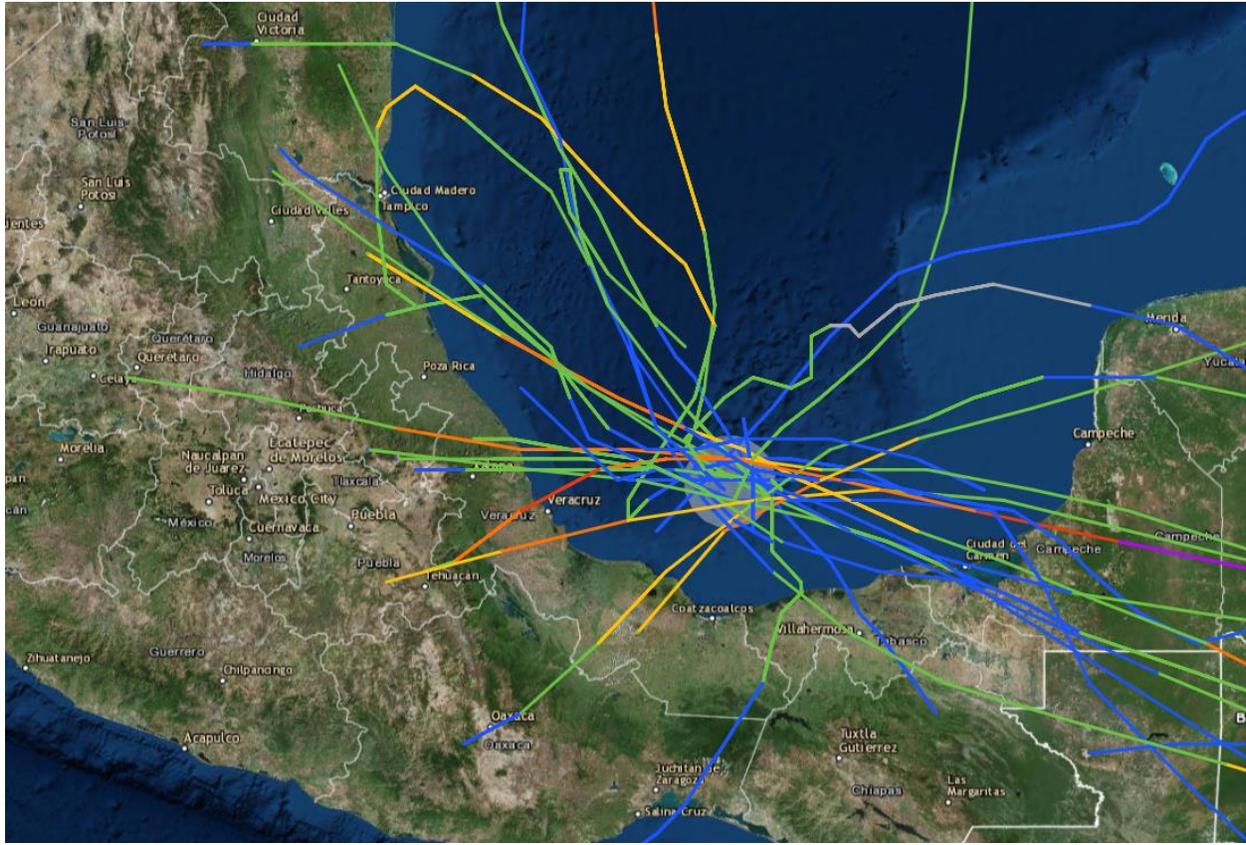
Fuente: Seguimiento de la temperatura superficial del Golfo de México. NOAA/AOML, junio 2018.

Figura 9.3 Calor oceánico en Junio 2018

Los datos de 2018 de la NOAA, reportan que para un radio de 50 km alrededor del AC4 se han suscitado 26 fenómenos en los últimos 131 años. Catorce de estos fenómenos fueron nombrados: Gladys (1955), Janet (1955), Inga (1961), Bret (1999), Larry (2003), Jose (2005), Stan (2005), Marco (2008), Karl (2010) Helene (2012), Barry (2013), Ingrid (2013), Hanna (2014), Danielle (2016) mientras que doce no fueron nombrados y se llevaron a cabo durante el período de 1888 a 1999. En la Figura 9.4 se muestran estos fenómenos meteorológicos y la trayectoria que siguieron en torno a la zona de interés. Según la simbología de la NOAA, las trayectorias color verde, azul, amarillo, naranja, rojo, rosa y morado implican tormentas tropicales, depresiones tropicales, huracán nivel 1, huracán nivel 2, huracán nivel, huracán nivel 4 y huracán nivel 5 respectivamente.

Se puede observar que la mayoría de los fenómenos ocurridos cerca del AC4 han sido principalmente tormentas y depresiones tropicales y que los eventos de mayor magnitud fueron tres huracanes categorizados como nivel 2, en color naranja, mientras cruzaban en las cercanías de AC4. Los tres huracanes nivel 2 fueron Janet (1955), Karl (2010) y un huracán no nombrado en que ocurrió en 1888.

Perforación Exploratoria de Yaxchilán Este 1-EXP en el Área Contractual
4, Golfo de México



Fuente: NOAA, 2018

Figura 9.4 Registro histórico de huracanes cerca del AC4

La infraestructura incluida como parte de las instalaciones del Proyecto cumplirá con criterios de diseño apropiados para la exposición a ambientes marinos extremos.

A continuación en la Tabla 9.1 se mencionan los eventos extremos reportados en el Golfo de México que han sucedido desde el año 1978 hasta 2017, en base a la información histórica disponible de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

Tabla 9.1 Eventos extremos reportados para el Golfo de México en el periodo 1978-2018

Nombre del Fenómeno	Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría***
Sin nombre	Julio 1876	Veracruz, Ver.	93	130	H1
Mitch	Octubre 1998	Cazones-Tuxpan, Ver.	93	130	TT

Nombre del Fenómeno		Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría***
DT 2		Julio 1999	Tuxpan, Ver.	55	N/A	DT
Larry		Octubre 2003	Oeste de Paraíso, Tabasco.	95	110	TT
Bret		Junio 2005	Tuxpan, Ver.	65	85	TT
Stan		Octubre 2005	Monte Pío, Ver.	130	150	H1
Dean		Agosto 2007	Tecolutla, Ver.	155	195	H2
Marco		Octubre 2008	La Victoria, Tabasco.	56	74	TT
Karl		Septiembre 2010	Veracruz, Ver.	195	240	H3
Harvey		Agosto 2011	Tabasco y Veracruz	55	75	TT
Ernesto		Agosto 2012	Coatzacoalcos, Ver.	140	175	H1
Ingrid		Septiembre 2013	Veracruz	140	165	H1
Earl		Agosto 2016	Antón Lizardo, Ver.	130	150	H1
Franklin		Agosto 2017	No toca tierra	110	140	TT
Willa		Octubre 2018	Sinaloa, Jalisco	220	250	H4

Fuente: CONAGUA, 2018

* Sostenidos: son los vientos más fuertes de superficie que ocurren durante 1 minuto dentro de la circulación del sistema.

*** Rachas: es un aumento brusco del viento con respecto a su velocidad media tomada en un cierto intervalo de tiempo.*

**** Las categorías, de acuerdo con la escala de Saffir-Simpson, se clasifican en: H1, 119-153 (km/h); H2, 154-177 (km/h); H3, 178-209 (km/h); H4, 210-250 (km/h) y H5, mayor de 250 (km/h).
H Huracán; TT Tormenta Tropical; DT Depresión Tropical*

9.1.3 Proyecto y/o Instalación

En esta sección se describirá el plan del pozo exploratorio, las características de las etapas de perforación, secuencia operativa de cada una de las etapas, así como la descripción de los componentes y equipos principales y auxiliares, almacenamiento y sistemas de aislamiento de la unidad de perforación a utilizar y el equipo de control del pozo.

El Proyecto comprende las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el AC4. El principal objetivo del Proyecto es evaluar la presencia de aceites en los yacimientos de formaciones clásticas del Oligoceno y las rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico en el Pozo Yaxchilán Este-1EXP dentro del Área Contractual 4.

El Proyecto comprenderá las siguientes etapas o actividades:

1. Preparación y movilización

Previo al inicio de la etapa de perforación se llevarán a cabo actividades de preparación, las cuales consistirán principalmente en la gestión portuaria, así como la movilización y adecuación de las embarcaciones a emplear.

Para poder dar inicio con esta etapa se realizó un estudio de riesgos someros en diferentes ubicaciones propuestas. Se evaluaron cuatro pozos y con la información obtenida se determinó la viabilidad de Yaxchilán Este-1EXP. De acuerdo a dicho estudio las condiciones del fondo marino a lo largo del área de estudio se consideran complejas y comprenden un alto topográfico estructuralmente activo, con fallas asociadas, características de expulsión de fluidos, colapso de pendientes y pendientes elevadas.

Con la información obtenida en el estudio de riesgos someros se determinó que el área de estudio dentro del AC4 es favorable para la presencia de hidratos en el fondo marino y en el subsuelo poco profundo. A partir de este estudio se determinaron los equipos y requerimientos específicos para la perforación exploratoria, lo cual forma parte de la primera etapa del Proyecto. El puerto que se usará como base para suministros de material, equipo e insumos será Coatzacoalcos, Veracruz.

En el Capítulo 2 y la Figura 2.2 se detalla el programa de trabajo del Proyecto. Los tiempos mostrados podrán variar de acuerdo al comportamiento de los yacimientos, los resultados de la perforación exploratoria y las condiciones generales en el sitio del Proyecto, así como de la meteorología.

2. Perforación exploratoria

Como parte del proceso de selección del pozo, PCCMO obtuvo información de diferentes estudios sísmicos y geológicos; los cuales fueron realizados previamente y no forman parte del alcance de este Proyecto. De acuerdo a dichos estudios se determinó que se realizará la perforación exploratoria en Yaxchilán Este- 1EXP. El plan de perforación contempla dos escenarios posibles de acuerdo al resultado obtenido con la perforación:

1. En caso de que al perforar el pozo se considere seco se procederá a su abandono permanente. Este escenario tendría una duración aproximada de 9 semanas.
2. En caso de que se considere que el pozo sea exitoso y se descubran hidrocarburos, continuarán las actividades exploratorias tales como la toma de registros especiales y el muestreo de fluidos.

Este escenario contempla una duración máxima de 10 semanas. Posteriormente se iniciaría la etapa de abandono temporal.

Las actividades de perforación se llevarán a cabo empleando la mejor tecnología disponible para minimizar el impacto ambiental, para lo anterior se emplearán equipos e insumos de última generación entre los que se encuentran lodos base agua y sintéticos especialmente sugeridos de acuerdo a las características de Yaxchilán Este 1-EXP.

La perforación exploratoria se realizará empleando un buque perforador con posicionamiento dinámico clase 3 de 6^{ta} generación para aguas ultra profundas. Adicionalmente se contará con el apoyo de buques abastecedores que servirán de soporte para el transporte de personal y material. El puerto principal para las operaciones será Coatzacoalcos, Veracruz.

Todas las actividades realizadas por PCCMO serán ejecutadas basadas en las mejores prácticas disponibles para la industria de gas y petróleo; así como en apego al compromiso ambiental, social y contractual que PCCMO tiene en México.

3. Desmovilización y abandono permanente

La etapa de desmovilización y abandono consiste en el retiro del equipo costa afuera, así como del abandono del pozo. Para este último se consideran dos opciones diferentes, cuya decisión dependerá de términos técnico-económicos y la disponibilidad de equipo y material al momento del abandono.

La primera opción de abandono se basa en los estándares aplicables para el Golfo de México por el Buró de Seguridad y Medio Ambiente (BSEE por sus siglas en inglés) y la segunda en los estándares noruegos Norsok.

Los estándares considerados por cada una de las opciones presentadas en el párrafo anterior fueron presentados en la sección 2.2.6 del Capítulo 2 de la MIA correspondiente a la etapa de desmovilización y abandono.

9.1.3.2 Pozos

Como se mencionó anteriormente, el principal objetivo del Proyecto es evaluar la presencia de hidrocarburos en los yacimientos de formaciones clásticas del Oligoceno y las rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico en el Pozo Yaxchilán Este-1EXP dentro del Área Contractual 4. Las actividades realizadas dentro de AC4 para este Proyecto se ejecutarán con base en las mejores prácticas de la industria y de acuerdo a los términos y condiciones del contrato citado con el propósito de maximizar la extracción de hidrocarburos, asegurando beneficios económicos a México.

La perforación de Yaxchilán Este 1-EXP constará de 6 etapas basadas en la tubería de revestimiento (TR) del pozo y hasta culminar a una profundidad total de 4,600 mvbnm (metros verticales bajo el nivel del mar) y 4,625 m RTB (metros bajo mesa rotaria). El pozo exploratorio será perforado con el buque de perforación ROWAN Renaissance de acuerdo al esquema de pozo presentado en la Figura 9.5, en la cual se presentan las profundidades, dimensiones, diámetros de agujeros y tuberías de revestimiento, gradientes de factura esperados, fluidos de perforación a utilizar y otras características del pozo.

Estado mecánico de los pozos (secreto industrial). Información protegida bajo los artículos 113 fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.

Fuente: PCCMO, 2019

Figura 9.5 Esquema de Pozo Yaxchilán Este-1EXP

Al mismo tiempo se presentan los objetivos durante la perforación para cada etapa referente a la sección de tubería de revestimiento:

Conductor de 36"

- Proporcionar suficiente capacidad de sujeción axial para soportar la TR conductora de 28" durante e inmediatamente después del trabajo de cementación de esta TR.
- Proporcionar una estructura de soporte para el cabezal del pozo para minimizar el riesgo de formación de hidratos de gas libres en los conectores del cabezal del pozo.

- Proporcionar una resistencia adecuada en la zapata para permitir la perforación sin riser hasta 415m BFM sin necesidad de perforar con lodo de perforación.

TR Superficial de 28"

- Proporcionar suficiente capacidad de sujeción axial para soportar la TR de 22" durante e inmediatamente después del trabajo de cementación de esta TR.
- Proporcionar una resistencia adecuada de la zapata para permitir la perforación sin riser hasta 1115m BFM sin pérdidas de fluido de perforación.
- Aislar cualquier riesgo superficial en formaciones someras.

TR Superficial de 22"

- Asentar la zapata de 22" en el tope de la roca sello del Oligoceno.
- Aislar cualquier riesgo superficial en formaciones poco someras.
- Aislar cualquier zona de derrumbes o pérdida de circulación antes de introducir fluidos de perforación sintéticos.
- Proporcionar una resistencia adecuada en la zapata para perforar completamente a través del intervalo de Oligoceno (posibles estratos que contienen hidrocarburos).
- Proporcionar suficiente capacidad de sujeción axial para soportar los revestimientos de perforación de 18" y 16" antes, durante e inmediatamente después de la cementación de estos.
- Proporcionar un pozo estable para realizar toma de registros para evaluación de la formación en el intervalo de Oligoceno.

TR Intermedia (Liner de 18")

- Asentar un revestimiento de 18" para aislar formaciones del Oligoceno que contengan hidrocarburos.
- Aislar completamente el Oligoceno y lograr buena integridad en la zapata de 18" suficiente para permitir la perforación de la siguiente etapa.

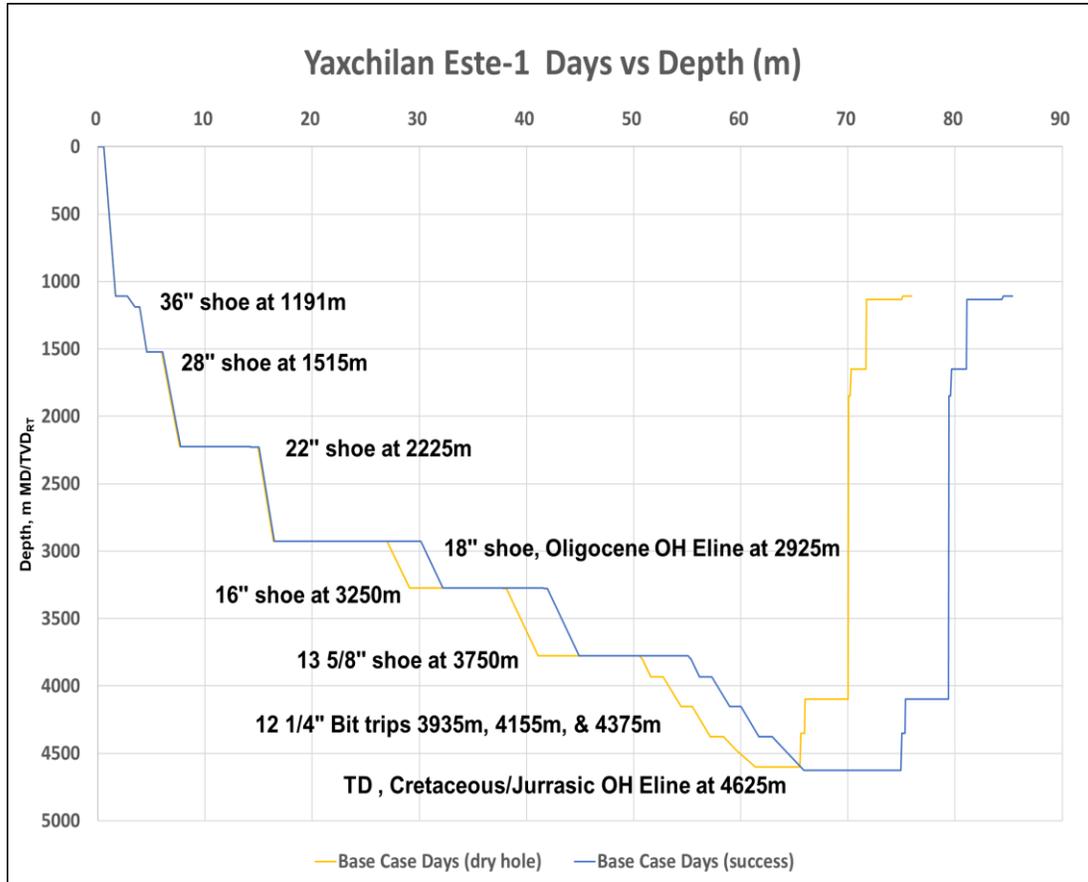
TR Intermedia (Liner de 16")

- Obtener suficiente integridad en la zapata de 16" para permitir la perforación de la siguiente etapa.

TR de Producción (Liner de 13 5/8")

- Asentar la TR de 13 5/8" para soportar la rampa de presión de los objetivos Cretácico y Jurásico
- Proporcionar una zapata de revestimiento fuerte que soporte la rampa de presión prevista para permitir el uso de MPD y la perforación con densidades de lodo mínimas en la zona de pérdida potencial del Cretácico.
- Proporcionar un pozo estable para realizar registros de cableado de evaluación de la formación en los intervalos Cretácico y Jurásico.

La perforación del pozo exploratorio se planea comenzar la primera semana de junio de 2019. En el siguiente esquema se puede apreciar el cronograma de perforación para Yaxchilán Este-1EXP (Figura 9.6).



Línea amarilla muestra el cronograma de perforación para el escenario de pozo seco. Línea azul muestra el cronograma para el escenario de pozo exitoso. X: profundidad, m MD/TVD metros desarrollados/ profundidad vertical verdadera; Y: días.

Fuente: PCCMO, 2019

Figura 9.6 Cronograma de perforación para Yaxchilán Este- 1EXP

Es importante considerar que los tiempos presentados podrán variar de acuerdo al comportamiento de los yacimientos, los resultados de la perforación exploratoria y al estado general del sitio como las condiciones meteorológicas.

9.1.3.3 Equipos Principales y Auxiliares del Proyecto

En el caso de este proyecto todos los equipos principales y auxiliares a utilizar se encontrarán dentro de la unidad de perforación, la cual es una estructura prediseñada y está equipada para operaciones de perforación en profundidades de agua de hasta 3,700 m.

A continuación, se presentan las características generales del buque de perforación, así como las especificaciones técnicas de los equipos principales y auxiliares con los que cuenta la misma.

Las especificaciones principales de la unidad de perforación que será utilizada como parte de las actividades del proyecto, se presentan en la Tabla 9.2.

Tabla 9.2 Especificaciones de la unidad de perforación Rowan Renaissance.

Dimensiones principales

Largo de la unidad de perforación	230.8 m
Ancho de la unidad de perforación	36.0 m
Largo de la cubierta principal	143.2 m
Ancho de la cubierta principal	36.0 m
Elevación de la cubierta principal sobre la línea base	18.2 m

Propulsión

Propulsores

Cantidad	6
Fijo/Azimutal	Azimutales
Motores por propulsor	1
Fabricante / modelo	Rolls Royce UUC 445 FP Thuster/AVV AMI 710L8L VATFMM Motor
HP total por propulsor	5,000 KW

Posicionamiento Dinámico

Modelo / Tipo	Kongsberg DP-22 (principal) Kongsber K-Pos DP-12BU (respaldo)
Referencia de posicionamiento	Acústico (Nautronix RS925) x 2/DGPS x 4 & (2 x DPS 232, 2 x C-Nav)

Capacidades operativas

Capacidad de diseño máxima de profundidad de agua	12,000 pies (3,700 m)
Capacidad de profundidad de perforación	12,000 pies (3,700 m)

Sistema de Amarre

Cabrestante de Anclaje

Cantidad	2
Fabricante / modelo	Rolls Royce
Tipo	Eléctrico
Motor	Ben Buchele Gimbn (BEN-440V60HZ-12/4/2-280 S- 73.0KW-122 ^a)
HP	593.3 HP
Velocidad	9 m/min

Anclas

Cantidad	2
----------	---

Fabricante	Hyundai Steel
Tipo	Sockless high holding power
Peso	10.57 toneladas

Fuente: Rowan Renaissance IADC Equipment List, 2014

Las especificaciones generales de los equipos principales que se utilizarán para la perforación, se presentan en la Tabla 9.3

Tabla 9.3 Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación (unidad de perforación)

Equipo de perforación

Torre de perforación y Subestructura	
Modelo	NOV DDBN-1250/750 60x80x210
Clasificación de viento (Modo operacional - con set back)	38.2 - 63.75 m/s
Clasificación de viento (Modo Supervivencia - Sin set back)	59.5 – 115.65 m/s
Altura	210 pies
Dimensiones de la base	60 x 80 pies
Dimensiones de la corona	60 x 22 pies
Capacidad nominal bruta	Main 1,250 t; Aux 750 t; Comb. 2,000 t
Mástil (Racking Platform)	
Fabricante / Tipo	NOV FB-A Adjustable Fingerboard
Capacidad de 6 ¾" DC	16 x 120 pies
Capacidad de almacenaje	14" Casing - 84 x 141 pies 9.5/8" Casing - 98 x 141 pies 7" Casing - 98 x 141 pies 5" Casing - 98 x 141 pies
Brazo Racker	
Cantidad	2
Fabricante / Tipo	NOV Hydraracker IV-ER
Subestructura	
Altura (sobre el muelle principal)	57.1 pies
Longitud	83.9 pies (Drill floor deck 97.6 pies)
Ancho	87.7 pies (Drill floor deck 97.0 pies)
Malacate principal "Drawworks"	
Fabricante / Tipo	NOV AHD-1250-9000-70-100-10.5-FMM-NE-CLAC
Fabricante / Tipo (del motor)	General Electric B28A3 AC Drilling Motor
Cantidad	6
Potencia nominal de salida continua por motor	9,000 HP – 6,712 kW
Potencia nominal de entrada continua por motor	N/A

Potencia nominal máxima de entrada	N/A
Potencia nominal máxima de salida	12,600 HP – 9,396 kW
Tipo de drum	El drum se encuentra montado directamente al eje de activación principal y se encuentra dinámicamente balanceado; una funda acanalada marca <i>Lebus</i> removible de dos piezas se encuentra atornillada al fondo del drum y está soldada.
Diámetro del drum	1,778 mm
Diámetro del cable	2 ^{1/8} pulgadas
Máximo tirón de línea de 16 líneas	1,134 (16 líneas, 2da capa) t métricas
Máximo tirón de línea de 14 líneas	992 t métricas
Máximo tirón de línea de 12 líneas	N/A
Máximo tirón de línea de 10 líneas	N/A
Máximo tirón de línea de 8 líneas	N/A
Mesa rotaria general	
Fabricante / Tipo	NOV VBJ RST 755
Apertura máxima	75. ^{1/2} pulgadas
Capacidad nominal	1,250 t métricas
Capacidad de carga estática	1,250 t métricas
Capacidad de carga rotatoria	-
Torque máximo continuo	45,000 libras/pie
Torque de respaldo en las cerraduras	120,000 libras/pie
Bandeja de goteo / sistema de recogida de lodo	Si
Mesa rotaria auxiliar	
Fabricante / Tipo	NOV VBJ RST 605
Apertura máxima	60. ^{1/2} pulgadas
Capacidad nominal	907 t métricas
Capacidad de carga estática	907 t métricas
Capacidad de carga rotatoria	-
Torque máximo continuo	45,000 libras/pie
Torsión de respaldo en las cerraduras	120,000 libras/pie
Bandeja de goteo / sistema de recogida de lodo	Si
Buje maestro	
Fabricante / Tipo	NOV 37 1/2"
Top drive principal	
Fabricante / Tipo	NOV TDX-1250 / eléctrico dual motor AC
Código de diseño	API 8C
Capacidad nominal	1,236 short tons
Presión de trabajo de la prueba del circuito de agua	7,500 psi

Motor del top drive general	
Fabricante / Tipo	2 x Reliance TE/WC 1340, AC
Potencia de salida	2 x 1,340 = 2,680 HP
Máxima torsión continua de perforación	105,000 libras/pie a 130 rpm
Máxima torsión intermitente de perforación	150,000 libras/pie a puesta
Velocidad máxima de rotación	0 a 250 RPM continua
Kelly cock de operación remota	Operada por un dual ball IBOP + IBOP manual
Tipo de sistema de enfriamiento	Enfriado con motores de perforación tipo AC enfriados con agua
Peso	1,250 stons
Top drive general,	
Fabricante / Tipo	NOV-TDS-8SA/ Eléctrico AC
Clasificación	API-8C
Capacidad nominal	750 ton
Máxima torsión de arranque que puede ser aplicada por el sistema	95,000 libras/pie
Presión operación de trabajo de agua	7,500 psi
Manipulador de riser	
Cantidad	2
Tipo	2 hidraulicos / 2 manuales
Top drive auxiliar	
Fabricante / Tipo	NOV TDS-8SA / Electric AC
Capacidad nominal	750 short tons
Presión de trabajo de la prueba del circuito de agua	7,500 psi
Motor eléctrico Marca / tipo	1 x GEB-20 ^{a1}
Potencia de salida	1,150HP
Máxima torsión de perforación continua	62,500 libras/pie a 95 rpm
Máxima torsión de perforación intermitente	95,000 libras/pie a puesta
Velocidad máxima de rotación	270 rpm
Kelly cock de operación remota	Operada por un dual ball IBOP + IBOP manual
Tipo de sistema de enfriamiento	Soplador de admisión local
Malacate auxiliar	
Fabricante / Tipo	NOV AHD-1250-9000-70-100-10.5-FMM-NE-CLAC
Fabricante / Tipo (del motor)	General Electric B28A3 AC Drilling Motor
Cantidad	5
Potencia nominal de salida continua por motor	5,750 HP – 4,288
Potencia nominal de entrada continua por motor	N/A
Potencia nominal máxima de entrada	N/A
Potencia nominal máxima de salida	8,050 HP - 6,003 kW

Tipo de drum	El drum se encuentra montado directamente al eje de activación principal y se encuentra dinámicamente balanceado; una funda acanalada removible marca <i>Lebus</i> emovible de dos piezas se encuentra atornillada al fondo del drum y está soldada.
Diámetro del drum	1,600 mm
Diámetro del cable	1. ^{3/4} pulgadas
Máximo tirón de línea de 14 líneas	680 (14 líneas, 2da capa) t métricas
Máximo tirón de línea de 12 líneas	N/A
Máximo tirón de línea de 10 líneas	N/A
Máximo tirón de línea de 8 líneas	N/A
Fabricante / tipo del dispositivo de seguridad de bloque de corona	El Sistema de control de seguridad incluye un Sistema de protección de la corona y la base (KEMS).
Sistema independiente de enfriamiento de agua dulce para los estiramientos y frenos eléctricos.	Si

Sistema de Lodos de Alta Presión

Presion del trabajo del sistema	7,500 psi
Presión de prueba del sistema	11,250 psi
Presión de Diseño	API

Bombas de Lodo

Cantidad	5
Fabricante / Modelo	NOV 14-P-220
Fijo/Azimutal	Triplex
Motores	2

Bombas de Transferencia de Lodos

Cantidad	4
Fabricante / Modelo	Nov Vertical magnum 8 x 6 x 14
Tipo	Eléctrico
Potencia	125 HP

Sistema de Lodos de Baja Presión

Zarandas Vibratorias

Cantidad	8
Fabricante / Modelo	NOV Brandt VSM-300
Tipo	Movimiento Elíptico balanceado, bajo perfil, y vibración en cascada
Flujo de diseño total	2,200 galones por minuto

Bombas de Transferencia de Lodos

Cantidad	4
----------	---

Fabricante / Modelo	NOV Vertical magnum 6 x 5 x 14
Tipo	Electric
Potencia	125 HP
Cabrestante de Anclaje	
Cantidad	2
Fabricante / modelo	Rolls Royce
Tipo	Eléctrico
Motor	Ben Buchele Gimbh (BEN-440V60HZ-12/4/2-280)
HP	593.3 HP
Velocidad	9 m/min
Anclas	
Cantidad	2
Fabricante	Hyundai Steel
Tipo	Sockless high holding power type
Peso	10.57 ton

Fuente: Rowan Renaissance IADC Equipment List, 2014

Los planos del arreglo general del buque de perforación Rowan Renaissance se encuentran en el Anexo 9.1.

En la Tabla 9.4, se resumen los principales equipos auxiliares que estarán incluidos en el buque de perforación Rowan Renaissance (estructura prediseñada y armada).

Tabla 9.4 Principales equipos de auxiliares en la unidad de perforación.

Principales equipos de auxiliares en unidad de perforación

Grúa Giratoria	
Cantidad	3
Especificación	Codigo para el Diseño de Gruas/ Estándar: FEM-“Rules fo the design of Hoisting Appliances”, (1.001, 3rd edition 1998, 10.01.). Classification Rule: ABS, Guide for Certification of Cranes 2007.
Fabricante / Tipo	NOV OC4000KCE-(20-100)-(45-20)(30) / Knuckle Boom Crane
Ubicación	Fwd/Port, Fwd/stbd, Aft/Port
Longitud de boom	Principal - 30.613 m /Articulada – 22.414 m
Alcance de Gancho por debajo de cubierta principal	250 m/125 m/50 m (1 fall/2 fall/3 fall)
Carga/radio/velocidad	Carga interna 20 ton métricas/ 45 m Carga en el mar 20 ton métricas/42 m Carga interna 100 ton métricas/20 m Carga en el mar 100 ton métricas/15 m

	60 m/min a carga complete, 100 m/min a carga reducida
Grúa Giratoria Secundaria	
Cantidad	1
Especificación	Certificado DNV
Fabricante / Tipo	Oriental/Electro-hydraulic single jib crane
Ubicación	Cubierta de popa
Longitud de boom	20 m
Carga /velocidad	20.0 ton métricas / 10.0 m/s
Grúa pórtico para BOP	
Fabricante / Tipo	NOV BOP/Gantry Crane
Capacidad nominal	2x270 toneladas métricas
Cabrestante auxiliar	2x35 toneladas métricas
Cargador de BOP	
Fabricante / Tipo	NOV BOP Trolley con Sistema de guía integrado
Capacidad nominal	600 toneladas
Equipado con brazos colgantes para interfaz con BOP y LMRP	
Montacargas	
Cantidad	1
Fabricate/ Tipo	DOOSAN/B32S-5
Capacidad nominal	3,200 kg

Fuente: Rowan Renaissance IADC Equipment List, 2014

En el Anexo 9.2 se encuentran disponibles Diagramas de Tubería e Instrumentación y arreglos generales de los equipos de proceso y auxiliares principales, tales como: Arreglo General, Torre de perforación, Systems Choke & Kill”, cuarto de bombas de lodos, desviador, Sistema activo de lodos, sistema de mezclado de lodos, etc.

9.1.3.4 Equipos de Control de Pozo

En la Tabla 9.5, se presentan las especificaciones técnicas de los principales equipos de control de pozo. En el Anexo 9.3, se encuentran el esquema de los equipos de control de pozo, así como el sistema de interconexión del control del preventor de reventones.

Tabla 9.5 Principales equipos de control de pozo.

Columna de Preventor de Reventones Principal	
Presión de Trabajo	15,000 psi
Servicio H ₂ S	Si
Tamaño del agujero	18 ^{3/4} pulgadas

Preventores de Ariete “Ram type preventers”	
Fabricante / modelo / tipo	Cameron /TL / 2x Triple, 1x simple (removable)
Cantidad	7
Tamaño agujero	18 ^{3/4} pulgadas
Presion de trabajo	15,000 psi
Salidas laterales	Si / 3 ^{1/16} pulgadas / Conexión tipo Studded o Flange
Tipo de conexión del preventor	BX164 en ambos extremos
Conector Hidráulico en el Cabezal del Pozo	
Fabricante / modelo / tipo	Vetco Super HD H-4
Tamaño	30/27 pulgadas
Presión de trabajo	15,000 psi
Válvulas hidráulicas a prueba de falla	
Fabricante	Cameron MCS
Cantidad	2
Tamaño	3 ^{1/16} pulgadas
Presión de trabajo	15,000 psi
Bloque sólido	Sí
Sistema de Lodos de Baja Presión	
Tanques de lodos	
Cantidad	28 (incluyen activos, de reserva y slug)
Capacidad total	~20,000 (incluyen activos, de reserva y slug)
Tanques de procesamiento de lodos	
Cantidad	5
Capacidad total	475 barriles

Fuente: Rowan Renaissance IADC Equipment List, 2014.

9.1.3.5 Almacenamiento

Debido a que esta etapa del Proyecto contempla únicamente la exploración, no se tendrá almacenamiento de hidrocarburo. Los combustibles y demás sustancias almacenadas para el Proyecto se encontrarán dentro del buque y serán únicamente suministros para la perforación y combustibles para el funcionamiento del buque de perforación. En la Tabla 9.6 se presentan las capacidades de almacenamiento de la unidad de perforación Rowan Renaissance.

Tabla 9.6 Capacidades de almacenamiento del buque de perforación Rowan Renaissance

Sustancia	Capacidad
Combustible	47,604 barriles
Agua de perforación	18,602 barriles

Sustancia	Capacidad
Agua potable	8,834 barriles
Lodos líquidos activados	11,355 barriles
Tanque de procesamiento de lodos	476 barriles
Lodos líquidos de reserva	8,910 barriles
Bentonita/barita a granel	Total (útil) 456 m3 (408 m3)
Cemento a granel	Total (útil) 456 m3 (408 m3)
Cuarto de almacenamiento de sacos (Material Entarimado)	8,500 costales (25 kg)
Área de anaqueles de tuberías	
Áreas de almacenamiento y anaqueles de tubería:	
Proa-babor anaquel de tubería de cobertura (área=164 m2)	5 toneladas métricas/ m ²
Popa-babor área de almacenamiento tubular (área=97 m2)	7 toneladas métricas/ m ²
Popa-estribor área de almacenamiento tubular (área=94 m2)	7 toneladas métricas/ m ²
Área de instalación de pozo en el panel popa de borda (área=80 m2)	7 toneladas métricas/ m ²
Área de pruebas de pozo en la popa de borda (área=300 m2)	4 toneladas métricas/ m ²
Capacidad de almacenamiento de anaqueles de riser:	
Juntas de riser boyantes	165 juntas
Área general de almacenamiento:	toneladas métricas/ m ³
Almacenamiento de salmuera	7,916 barriles
Salmuera pesada aceptada (p.ej. bromuro)	Sí
Almacenamiento de aceite base	7,206 barriles
Almacenamiento de lodos base aceite	Incluidos arriba
Sistema de lastre (o precarga)	130,769 barriles

Fuente: Rowan Renaissance IADC Equipment List, 2014

9.1.3.6 Sistemas de Aislamiento

El buque se diseñó y construyó de acuerdo con las normas de la ABS y sus reglamentos.

Las líneas de drenaje sanitario en la cámara de distribución se recolectan en las tuberías principales del suelo en la sala de tratamiento de aguas residuales, conducidas al tanque de recolección de aguas residuales por vacío. Las aguas grises del hospital y el orinal de inodoro se conducen por separado al tanque de recolección de aguas residuales por gravedad.

El tanque de captación de aguas residuales (capacidad: 15 metros cúbicos) está provisto de interruptores de nivel alto / bajo y la unidad de vacío se combina con este tanque.

La bomba de transferencia de aguas residuales en el tanque colector de aguas residuales fwd es capaz de transferir las aguas residuales recolectadas a la planta de tratamiento de aguas residuales fwd o la conexión de descarga a tierra. Las plantas de tratamiento de aguas residuales FWD (capacidad: cada 105 personas / día, dos asientos se dividen en tres compartimentos).

1. **Compartimento de Aeración:** Las aguas residuales ingresan al compartimento a través de las entradas del suelo y una pantalla gruesa antes de ser mezcladas y aireadas por los aireadores ubicados en el fondo del tanque. La mezcla se desplaza en el compartimento de sedimentación por las aguas residuales entrantes
2. **Compartimento de Asentamiento:** Este compartimento está diseñado para precipitar todo el material sólido a la parte inferior de la tolva como lodo activado que luego se devuelve por medio de un levantamiento aéreo al compartimento de aireación donde se mezcla con las aguas residuales sin tratar. El líquido sobrenadante claro se desplaza al compartimento de desinfección.
3. **Compartimento de Desinfección:** Esta sección da tiempo para la desinfección absorbida por el efluente, para matar cualquier bacteria restante. La descarga del efluente resultante se controla mediante interruptores de flotador conectados a las bombas de descarga. Se agrega bisulfato de sodio al efluente a medida que se descarga para neutralizar cualquier cloro residual.

La bomba de descarga de aguas residuales en cada planta de tratamiento de aguas residuales hacia adelante es capaz de descargar el fluido tratado directamente a la conexión de descarga por la borda y la orilla. Tanto el tanque de recolección de aguas residuales como las plantas de tratamiento de aguas residuales están equipadas con alarma de alto nivel y ventilación a un área adecuada por encima de la cubierta de intemperie.

Los drenajes de aguas grises en el alojamiento y la sala de máquinas se conectan adecuadamente a la tubería principal y se dirigen directamente a la borda a través de la válvula de tormenta de rosca o el tanque de recolección de aguas residuales de proa. El desagüe del espacio de restauración está provisto de una trampa de grasa que se encuentra en el nivel superior de la plataforma en el área del elevador de servicio.

Los desagües de alcantarillado de los inodoros, inodoros, urinarios y desagües del piso del baño (agua negra) en el área de la sala de máquinas y el área de la cubierta principal se llevan a la planta de tratamiento de aguas residuales de popa.

Los controles de paso de agua para cada línea de agua gris / suelo / inodoro se llevan a cabo desde el espacio de alojamiento hasta el depósito de aguas residuales.

La planta de tratamiento de aguas residuales de popa (con capacidad: 20 personas por día, por juego) está dividida en tres compartimentos similares a la planta de tratamiento de aguas residuales de proa (compartimento de aireación, compartimento de ajuste y compartimento de desinfección).

La bomba de descarga de aguas residuales en la planta de tratamiento de aguas residuales de popa es capaz de descargar el fluido tratado directamente a la conexión de descarga por la borda y la orilla. Las aguas residuales de los inodoros espaciales podrían estar por la borda a través de la línea de ventilación (100A-PF-927083) y MV-927129 cuando la planta de tratamiento de aguas residuales no esté en funcionamiento. Los controles de paso de agua para cada línea de agua gris/ suelo/inodoro deben llevarse a cabo desde cada inodoro en el área de popa hasta la planta de tratamiento de aguas residuales (popa).

La planta de tratamiento de aguas residuales está equipada con una alarma de alto nivel y una ventilación a un área adecuada por encima de la cubierta de intemperie.

Las aguas negras de popa se reciben en una pequeña unidad de tratamiento de aguas residuales / MSD, y las aguas residuales tratadas se descargan por la borda. Un panel de control local controla la unidad de tratamiento de aguas residuales y la bomba de descarga de aguas residuales incorporada funciona mediante un interruptor de nivel del tanque de cloración. La alarma anormal del sistema se conecta al sistema de monitoreo del buque de perforación.

La unidad de perforación está equipada con cuatro tanques de almacenamiento de desagües de cubierta:

1. Tanque de almacenamiento No. 1 (P) (T-93801(4)), ubicado fuera de borda de los tanques Babor Proa para la recolección de desagües provenientes del piso de perforación y el cuarto de lodos de reserva. Cuenta con un tanque de almacenamiento de aceites (21.0 m³) integrado dentro del tanque de almacenamiento No.1. El tanque de almacenamiento de aceite de desecho es para almacenar lodos con aceites descargados por el sistema Zero Contaminación. La capacidad de este tanque, junto con el tanque de almacenamiento de aceites es de aproximadamente 117 m³.
2. Tanque de almacenamiento No.1 (S) (T-93801 (3)), ubicado fuera de borda de los tanques de estribor -Proa para la recolección de desagües no peligrosos provenientes de las instalaciones de perforación y del cuarto de bombas de lodos. La capacidad de este tanque para desagües no peligrosos es de 117 m³.
3. Tanque de almacenamiento No.2 (P) (T-93801 (2)), ubicado en popa del tanque lateral de lastre No.3 (P) y el tanque de almacenamiento No.2 (S) (T-93801 (1)), ubicado en popa del Tanque lateral de lastre No. 3 (S) los cuales colectan el agua de desagüe limpia de la cubierta. La capacidad de cada tanque es de aproximadamente 117 m³. Estos tanques de almacenamiento se encuentran conectados a la popa del cuarto de bombas del sistema de sentina y serán tratados por el separador de sentina. Estos tanques de almacenamiento se encuentran equipados con transmisores de nivel electro neumáticos.

El Procedimiento de Gestión de Residuos RMSQHSE-0203, de ROWAN, establece un proceso uniforme para el manejo, eliminación y transporte de desechos peligrosos y no peligrosos que requieren un manejo, capacitación y documentación especiales. Toda la manipulación, el embalaje, el envío y la documentación descritos en este procedimiento para envíos de materiales peligrosos desde instalaciones mar adentro a tierra se basan en los códigos y reglamentaciones de la Organización Marítima Internacional (IMO) y Mercancías de peligro marítimo internacional (IMDG). La manipulación y descarga de los recortes son responsabilidad del operador. Todos los envíos apropiados de desechos se ingresan en los Registros de envío de desechos ubicados en el Registro de EHS.

9.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

9.2.1 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas

De acuerdo a la información proporcionada por el Promovente, la capacidad de almacenamiento de las sustancias a utilizar en el área del Proyecto se presentan en la Tabla 9.7. En esta tabla se hace una comparación de las sustancias con los listados de actividades altamente riesgosas (LAAR).

Tabla 9.7 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.

Sustancia	Volumen total almacenado (m ³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
Combustible / Diésel	7,568	No
Lodos de perforación (activos, de reserva y de proceso)	3,297	No
Aceite base de lodos de perforación	1,145	No
Cemento	456	No
Bentonita / barita	456	No
Salmuera	1,258	No

Fuente: Rowan Renaissance IADC Equipment List

Como se puede observar en la Tabla 9.7 de las sustancias almacenadas ninguna se encuentra listada el Primer/Segundo LAAR. Sin embargo, en el “Segundo listado de actividades altamente riesgosas” publicado en el Diario Oficial de la Federación el 7 de mayo de 1992, en el artículo 4 sección VIII se menciona que las sustancias no indicadas que tengan las características indicadas a continuación y una cantidad a partir de 10,000 kg deben ser consideradas como altamente riesgosas.

- Temperatura de inflamación menor de 37.8 °C
- Temperatura de ebullición menor a 21.1 °C
- Presión de vapor de 760 mm Hg

Ninguna de las sustancias cumple con las características señaladas; sin embargo, cabe mencionar que independientemente del resultado de la comparación citada anteriormente es requerimiento de ASEA que todos los proyectos del sector hidrocarburos presenten estudios de riesgo ambiental ante esta dependencia. Por lo tanto, se incluye el presente análisis al ser el requerimiento regulatorio vigente al momento de la presentación de este estudio.

Las hojas de datos de seguridad (HDS) de los principales materiales utilizados en el proyecto se incluyen en el Aneo 9.5.

9.2.2 Propiedades de la mezcla de hidrocarburo

A continuación, en la Tabla 9.8 se presentan las propiedades estimadas del hidrocarburo en del pozo exploratorio utilizado para las modelaciones de derrame. Es importante mencionar que el prospecto a ser perforado nunca ha sido explorado por PEMEX o por alguna otra empresa. Por esta razón no existen pozos de correlación de los que se pueda estimar información del hidrocarburo esperado en el prospecto a perforar. Para propósitos de modelación de derrame se asumió que el volumen de hidrocarburo está ausente de los gases disueltos (como el metano) que normalmente escapan del petróleo tras su extracción del yacimiento una vez que la presión que rodea al petróleo se reduce a la presión

atmosférica. Por lo tanto, las proporciones volumétricas de los componentes del petróleo crudo están ausentes de los gases disueltos.

Debido a que no se conocen la composición real del hidrocarburo por la etapa actual del Proyecto (exploración) se procedió a utilizar la composición genérica presentada en la Tabla 9.9 para el análisis de consecuencias.

Tabla 9.8 Propiedades estimadas del hidrocarburo

Pozo	Gravedad API	Gravedad específica Gas, SG	Proporción gas a hidrocarburo (GOR) scf/STB
Yaxchilan Este 1-EXP	35	0.70	900

Fuente "Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yaxchilan Este-1EXP", 2019

Tabla 9.9 Composición estimada del hidrocarburo

Componente	Porcentaje Molar (%)
Monocromáticos	1.00%
Poliaromáticos C5-C6	1.00%
Poliaromáticos C7-C10	1.00%
Cicloalcanos	1.65%
Alifáticos C5-C6	5.56%
Alifáticos C7-C10	13.62%
Alifáticos C11-C17	22.24%
Alifáticos C18-C22	11.20%
Alifáticos C23-C40+	42.73%
TOTAL	100.00%

Fuente: ERM, 2019

9.2.3 Descripción de Principales Equipos de Proceso y Auxiliares

El Rowan Renaissance es una torre de perforación dual de aguas ultra profundas, posicionada dinámicamente para las actividades de perforación. Estará en disposición con los siguientes equipos principales y auxiliares para la perforación y el control de pozo indicados a continuación:

El casco del Rowan se divide en varios compartimentos; La central eléctrica principal se encuentra en el extremo de popa y consta de tres salas de máquinas adyacentes separadas. Los equipos marinos auxiliares están ubicados en las salas de bombeo de proa y popa. El sistema de propulsión consta de seis (6) propulsores de 5,000KW de tipo retráctil utilizando sistema de elevación de piñón y cremallera.

9.2.3.1 Sistemas Mecánicos

La condición de la estabilidad del barco de perforación se controla de forma remota desde el sistema VMS. El sistema VMS incluye la siguiente interfaz / control:

- Control de la bomba.
- Control de la válvula de succión y descarga de la bomba de lastre.
- Monitoreo del nivel del tanque.
- Función de llenado / vaciado remoto.
- Función de llenado / vaciado manual.
- Control de la válvula de descarga externa.
- Control de válvulas para facilitar las operaciones de la estabilidad en la sentina.

Sistema de sentina

El sistema de sentina en el buque de perforación se divide en el sistema de sentina para espacios de maquinaria y el sistema de sentina para el espacio del casco. Las principales características operativas del sistema de sentina son las siguientes:

Las bombas del sistema de sentina, los interruptores de nivel y las válvulas de control están conectados al VMS (Sistema de monitoreo del buque).

Sistema de sentina para espacio de maquinaria

El buque de perforación cuenta con dos bombas de sentina / lastre, P-92104 (1) y P-92104 (2) Estas bombas son bombas centrífugas verticales, cada bomba con una capacidad de 240 m³ / h a 3.5 bar.

Las bombas tienen una capacidad para bombear:

- Línea de cruce de agua de mar (operación de lastre).
- Cualquier tanque al operar las válvulas hidráulicas operadas por control remoto (operación de desbalasto).
- Cualquiera de los tanques de sentina de la sala de bombas de proa o los tanques de sentina de la sala de bombas de popa.

Sistema de fondeo y anclaje

Las clasificaciones de equipos específicos de sistema de fondeo son las siguientes:

- Levantadores de cable: 40.2 toneladas de carga nominal a 9 m / min de velocidad de elevación; 60.4 toneladas de fuga de anclaje; con freno de 279.2 toneladas con capacidad de retención.
- Extremos de deformación (1ª capa de cuerda): 20 toneladas a una velocidad de entrega de 0 a 15 m / min o de 0 a 30 m / min (98 pies / min) velocidad de entrega de luz.

Posicionamiento dinámico (DP)

El posicionamiento dinámico (DP) es el sistema mediante el cual se logra el mantenimiento de la estación durante las operaciones de perforación y es fundamental para la operación segura y la capacidad del buque de perforación para funcionar de manera efectiva como MODU. Los principales modos de operación del sistema DP son:

- Stand-by
- Joystick (y joystick mixto / Auto)
- Encabezado automático
- Auto
- Piloto automático

Para cumplir con la Clase 3 del equipo IMO, el sistema de control DP consta de los siguientes componentes con sensores y sistemas de referencia:

- K-POS DP-22 (sistema de control principal)
- K-POS DP-12 (sistema de control de respaldo)
- Sistema C-Joy (Sistema Joystick Independiente)

Detalles del sistema de propulsión

Los propulsores del buque de perforación se organizan en dos grupos con tres propulsores hacia proa y tres propulsores de popa:

Los seis propulsores son totalmente azimutales y de diseño retráctil. Los propulsores son Rolls Royce Ulstein Aquamaster modelo UUC 455 unidades FP, cada uno capaz de desarrollar 870 Kn de empuje. La potencia nominal es de 5,000 kW de un motor eléctrico de velocidad variable, montado verticalmente. Cada propulsor es impulsado por un motor 5,000 kW, 3000 VAC.

Torre de perforación

El buque de perforación está equipado con una torre de perforación de doble actividad de acero galvanizado de tipo atornillado, diseñada con NOV, con dos (2) paquetes completos de perforación diseñados para manejar soportes tubulares de una longitud máxima de 135 pies (41.15 m).

La altura nominal es de 210 pies (64.01 m), con una base inferior de 80 pies x 60 pies (24.38 m x 18.29 m) y una base superior de 20 pies x 60 pies (6.10 m x 18.29 m). El equipamiento de la torre incluye los siguientes equipos principales:

- Dos (2) sistemas de elevación y rotación;
- Dos (2) sistemas de manipulación y estantería tubulares verticales;
- Un (1) elevador para personal de transmisión de piñón y cremallera Alimak con una capacidad de 1,102 lb (500 kg), con aterrizajes a 31 pies, 51 pies, 102 pies, 147 pies y 217 pies (9.49 m, 15.70 m, 31.27 m, 44.98 m, y 66.34 m)

Niveles sobre unidad de perforación.

- Un (1) área de retroceso de 1,587 toneladas métricas en el modo de operación normal.
- Grupo de trabajo del centro del pozo principal de 8 poleas de 78" acanaladas para cableado de 2 1/8" montado en rodillos cónicos de servicio de rodamiento pesado. Conjunto de roldanas separadas de 2 "78" línea rápida (*fastline*) y 2 cada uno de 78 " línea muerta (*deadline*)
- Grupo de trabajo de centro de pozo auxiliar de 7 poleas de 72 "acanaladas para cableado de 1 3/4" montado en rodillos de rodamiento cónicos de alta resistencia. 2 roldanas separadas de 72 " línea rápida (*fastline*) y 2 ea 72" línea muerta (*deadline*)

El equipo de desplazamiento de la torre de perforación consiste en:

Principal:

- NOV 1.250 toneladas de capacidad con ocho (8) bloques de desplazamiento de polea de 78"
- TDX-1250 (1,250 ton) Top drive

Auxiliar:

- NOV de 750 toneladas de capacidad con siete (7) bloques de desplazamiento de polea de 72"
- TDS-8SA (750 ton) Top drive.

Otros equipos notables de la unidad de la perforación incluyen un orificio de maniobra "ratonera (*rathole*)" con alimentación NOV con capacidad nominal de 33,070 lbs (15 toneladas), una camisa de protección giratoria para instalación debajo de la mesa auxiliar de soporte giratorio y dos (2) NOV rejillas de hierro ARN-200 diseñadas para "confeccionar" y "romper" la tubería de perforación y los collares que van desde 3 1/2 " a 9" de diámetro.

Sistemas de control

El buque de perforación está equipado con un sistema de control de perforación Cyberbase. La unidad de perforación está equipada con cuatro sillas de Cyberbase dentro de la cabina del perforador. Las operaciones de perforación se pueden ejecutar y monitorear de forma remota de estas estaciones.

Hay tres niveles en la imagen total de un sistema de este tipo, donde los niveles uno y dos se conocen como DCDA y el nivel tres se conoce como HMI DCDA. Con las siguientes características:

- Las estaciones y terminales del operador de Cyberbase para el control remoto y las funciones de monitoreo, incluyendo opciones para acceso remoto (Hawk) y CCTV.
- Componentes de PLC / SBC y E / S para tareas de interfaz, control y automatización.
- Maquinaria física e instrumentación de campo.

Sistemas de tensión vertical

Las tensiones en los cables de soporte se mantienen por la presión hidráulica en el cilindro tensor. El pistón presuriza este fluido. Los tensores funcionan a una presión de hasta 3,000 psi (207 bar) con una carrera del pistón de 4,953 mm que resulta en una carrera del alambre de 19,812 mm. Se incluye un paquete anti-retorno vertical. El sistema de tensor vertical incluye:

- Tensores: 16 unidades individuales.
- Poleas de carga: 8 unidades duales
- Recipientes de presión de aire:

- En operación: 48 unidades cada 2,000 litros, trabajando a 207 bar.
- Stand-by: 8 unidades cada 1,815 litros, trabajando a 300 bar.
- Equipos de control:
 - Dos (2) patines de control de la válvula del tensor vertical.
 - Un (1) panel de control de PLC.
 - Un (1) panel de control local.
- Unidad de drenaje de fluidos: Si

9.2.3.2 Sistema de lodos.

Sistemas de lodo líquido

Sistema de almacenamiento y transferencia a granel seco

Se cuenta con un sistema completo de almacenamiento, transferencia y carga para lodo seco (barita / bentonita) y cemento, que comprende:

- Estaciones de carga para lodo y cemento a granel en la cubierta principal, una (1) en el lado de babor y otra (1) en estribor.
- Seis (6) tanques de almacenamiento de lodo a granel (barita / bentonita) (tanques P), con una capacidad operativa de 68 m³ cada uno, instalado debajo de la cubierta superior de estribor, en medio del barco. Cada tanque está provisto por compensación de movimiento y peso indicado.
- Seis (6) tanques de almacenamiento de cemento a granel (tanques P), con una capacidad de operación de 68 m³ cada uno, instalados entre cubierta de babor, en medio del barco. Cada tanque está provisto de peso compensado por el movimiento.
- Tres (3) colectores de polvo de 2 m³ para barita / bentonita a granel y cemento.
- Dos (2) tanques de carga de lodo a granel, con una capacidad de operación de 7.6 m³ cada uno, instalados por encima del lodo con tolvas mezcladoras, y dotadas de células de carga.

Laboratorio de lodos

Una sala completa de laboratorio de lodo está dispuesta a nivel del pozo de lodo, con las siguientes utilidades:

- Aire acondicionado.
- Agua
- Fuente de alimentación, 120 V
- Teléfono
- Fregadero con capucha.
- Escritorio

Área de Almacenamiento (sack store)

El área de almacén con el área de mezcla está ubicada en la cubierta principal sobre la sala de bombas de lodo y es adecuado para operaciones de montacargas, manejo de pallets y bolsas grandes. El área de almacenamiento tiene espacio de almacenamiento para 200 pallets.

El área de almacenamiento tiene el siguiente equipo instalado:

- Una (1) unidad de corte de sacos montada sobre patines que incluye transportador de tornillo dosificador, filtro de polvo y distribución para la alimentación de productos químicos en polvo en ambas tolvas de mezcla de lodo. Esta unidad es alimentada por el uso de un filtro de bolsa de vacío.
- Dos (2) tanques de carga de lodo a granel, cada uno con una capacidad de operación de 7.6 m³.
- Tres (3) mezcladoras de lodo (tipo vórtice) con tolva (dos accionadas neumáticamente, una manual)
- Válvula, y mesa de sacos manual.
- Una (1) capa de aditivo líquido con dos (2) bombas para productos químicos líquidos de barriles o contenedores.
- Dos (2) transmisores de densidad en línea instalados en dos líneas de mezcla.
- Una (1) unidad de mezcla cáustica con tanque de acero inoxidable de 320 litros, bomba de agitación accionada por aire y saco, mesa de sacos con tapa superior y guantes. La suspensión cáustica se entrega a las líneas de mezcla mediante el uso de un aditivo líquido.
- Un (1) sistema de control de mezcla.
- Una (1) carretilla elevadora.

Fosas de lodo y salmuera

El sistema activo de doble lodo tiene una capacidad total de 1,805 m³ (11,355 bbl) de la siguiente manera:

- Seis (6) fosas de salmuera integradas en tanques suspendidos en la sala de bombas de lodo, con capacidad de 20.9m³ (131 bbl), 21.9m³ (138 bbl) y 23.0m³ (145 bbl)
- Siete (7) pozos con una capacidad total de 837 m³ (5,263 bbl) para lodo activo ubicado en el lado de estribor de sala de bombeo de lodo.
- Siete (7) pozos con una capacidad total de 837 m³ (5,263 bbl) para salmuera activa ubicada en el lado de babor del lodo sala de bombas (esas fosas se pueden asignar al sistema de lodo activo)

El sistema de reservas consiste en lo siguiente:

- 1,416 m³ (8,909 bbl) para almacenamiento de lodo de reserva ubicado en pozos de reserva delante de la piscina lunar (moonpool)
- 1,258 m³ (7,912 bbl) para almacenamiento de salmuera en tanques laterales “de ala”.
- Almacenamiento de aceite de base de 1,146 m³ (7,210 bbl) ubicado en tanques laterales “de ala”.
- Equipos e instalaciones de tratamiento de lodo en el puerto de la subestructura debajo de la unidad de perforación.

Bombas de lodo y equipos asociados

El siguiente equipo está instalado en la sala de bombas de lodo:

- Cinco (5) bombas de lodo de 2,200 HP accionadas por CA (tipo de pistón triple)
- Cinco (5) bombas centrífugas de sobrealimentación
- Cuatro (4) bombas centrífugas de mezcla y transferencia
- Un (1) colector de válvulas de compuerta HP

Los motores de la bomba de lodo principal son enfriados por aire forzado. Se proporcionan vigas de elevación con capacidad adecuada en forma de extremos de fluido y extremos de potencia. Las bombas de lodo HP están en un patín de servicio pesado con transmisiones por correa y motores montados en la parte superior completamente y tienen el siguiente equipo integrado:

- Cruz de descarga del colador.
- Válvula de alivio de presión reajutable
- Amortiguadores de pulsaciones en el lado de descarga y manómetro
- Bridas y colectores HP

Se tienen instaladas las siguientes conexiones:

- Tubo / colector de succión, incluido el filtro de la bomba
- Línea de descarga y válvula, 5 "ID x 7,500 psi WP

Sistema de lodo de alta presión

El sistema de tuberías de lodo de alta presión esta adecuado para WP de 7.500 psi con una ID de 5 ". El paquete de tratamiento de lodo está dispuesto en el módulo de babor sobre la cubierta principal, entre la columna delantera y trasera de la subestructura. Los siguientes tanques de tratamiento están dispuestos e integrados en la cubierta inferior del módulo:

- Una (1) trampa de arena, abt. 20 m³
- Un (1) tanque desgasificador, abt.19 m³
- Un (1) tanque de desarenador, abt.13 m³
- Un (1) tanque de deslimizador abt.12 m³
- Un (1) tanque limpio, abt.12m³

El siguiente equipo está instalado en el módulo de subestructura del lado del puerto:

- Ocho (8) agitadores de lutitas "shale shakers", con campana de extracción de humos, montados en dos patines de cuatro patines cada uno.
- Un (1) hidrocarburo desoldante 3 x 12 "y un (1) hidrolizador antideslizante 24 x 4"
- montado en uno de los agitadores de lutitas "shale shakers".
- Dos (2) desgasificadores montados deslizando en el tanque desgasificador.
- Dos (2) centrifugadoras (suministro e instalación de terceros).

Ensamblaje submarino BOP

La pila del preventorio de reventones (BOP) de Rowan Renaissance tiene una capacidad nominal de 15,000 psi (1,035 bar) y tiene los siguientes componentes principales:

Paquete Lower Riser para 18-3 / 4 "15MW.P. de prevención de reventones:

- Ensamblaje, Conector Collet.
- BOP, 18-3 / 4 "10M dual anular.
- Acumulador, cámara de aire de 15 galones, 6000 psi MAWP.
- Junta de flexión, OSI, compensación de amortiguado de 10 grados.
- Conjunto de mini conector de Choke & Kill Line.
- Sistema operativo externo Choke & kill line conector.
- Ensamblaje, MCS marine choke & kill valve.
- Ensamblaje "MCS" marina choke & kill DBL mater target.
- Manguera, flexible, choke & kill manguera 3-1 / 16 15MWP.
- Manguera, flexible, manguera hidráulica 2-1 / 16 5M.
- Montaje diana (assembly bullseye).

9.2.3.3 BOP y sistema de control de desviación.

Ensamble de Columna BOP

La columna de prevención de reventones (BOP) del Rowan Renaissance tiene una presión nominal de 15.000 psi (1.035 bar) y tiene los siguientes componentes principales:

LMRP (Lower Riser package) -Paquete de elevador inferior para una pila de 18-3/4" 15MW.P. de prevención de reventón:

- Ensamblaje, Conector de pinza
- BOP, 18-3/4" 10M doble anular
- Acumulador, 15 galones de vejiga, 6000 psi MAWP
- Articulación flexible, OSI, 10 grados de inclinación
- Conjunto de conector a la línea de estrangulación y apagado (Choke & Kill line)
- Sistema operativo externo de conector de la línea Choke & Kill line
- MCS válvula de estrangulamiento marina y válvula de cierre
- Montaje de la válvula de estrangulamiento marino "MCS" DBL mater target valve
- Manguera estranguladora "Choke and Kill", flexible, 3-1/16 15MWP
- Manguera, flexible, manguera hidráulica 2-1/16 5M
- Montaje, centro de la diana

Columna BOP 18-3/4" 15M WP "TL" (7-cavidades):

- Conjunto, conector de cabeza de pozo 18-3/4" 15M
- BOP, triple, 18-3/4" 15M "TL"
- BOP, triple, 18-3/4" 15M "TL"
- BOP, simple, 18-3/4" 15M "TL"

- Kit de extracción del capó 2c/u
- Montaje de la válvula de estrangulamiento marino "MCS" y válvula maestra DBL (6 c/u).

Al mismo tiempo, GE Hydril proporcionó los siguientes artículos como parte del sistema de control BOP / Mux. unidad de potencia hidráulica (HPU):

- Reservorio hidráulico.
- Sistema de bomba hidráulica accionada por motor eléctrico.
- Sistema de filtración hidráulica.
- Medidor de flujo de superficie.
- Válvula de selección de conducto de 1-1 / 2 ".
- 1/4 "válvulas solenoides.
- Sistema de control de HPU (motor y sistema de alarma).
- Unidad de control del desviador.
- Sistema de mezcla de fluidos.
- Montaje, Skid de filtración de agua con sistema ultravioleta.

Equipo montado de columna BOP y LMRP:

- Receptáculo hembra multipuerto de subida en el LMRP.
- Apilamiento del receptáculo multipuerto hembra en la pila BOP.
- Módulo de válvula de conducto en el paquete del elevador marino inferior.
- Válvulas de traslado.
- Válvula de retención operada por piloto.
- Acumuladores submarinos montados en pila.
- AutoShear / Paquete de alta presión de corte.
- Ensamblaje de hombre muerto "deadman assembly".
- Deadman hidráulico, AMF (función de modo automático) Deadman Assembly.
- Sistema de retroceso vertical.
- Kit a prueba de fallos.
- Paneles de vehículos operados a distancia (ROV).

Sistema desviador "Diverter"

Se tiene instalado el sistema de desvío que incluye el siguiente equipo:

- Carcasa de soporte del desviador para mesa giratoria de 75.5 "
- Ensamblaje del desviador, 21-1 / 4 "500 psi
- Herramienta de ejecución y prueba del desviador.
- Articulación flexible del desviador superior.

Sistema Riser Marino

El sistema riser es un Cameron 3.5 "LOAD KING" con uniones elevadoras de 75 pies con 5 líneas auxiliares para 12,000 pies de profundidad de agua, e incluye:

- Ensamblaje, LK 3.5 junta vertical 75 pies. 160 c/u.
- Ensamblaje, junta de cría LK 3.5 40/35/30/25/20/15/10/5 ft. 1set
- Montaje, articulación telescópica 2 c/u.
- Montaje, anillo de tensión 1 c/u.
- Montaje, araña elevadora hidráulica 1 c/u.
- Ensamble, gimbal partido 1c/u
- Herramienta de carga de la plataforma vertical hidráulica "Load King" 2ea
- Herramienta de carga manual "Load King" 2 c/u
- Ensamblaje, herramienta de ayuda al aterrizaje BOP 1 c/u.
- Ensamble, accesorio de prueba de pila BOP 1 c/u

Sistema de estrangulación con separador de gas de lodo "choke and kill".

El colector W.O.M 15,000 psi WP Choke and Kill cumple con API 16C, 6A, PSL 3, DD, P + X y MR estándar 01-75 consiste en:

- Dos (2) válvulas hidráulicas ajustables de 3 1/16" x 15,000 psi cada una.
- Once (11) 4 válvulas de compuerta manuales de 1/16 "x 10,000 psi, MAGNUM FE
- Veinte (20) 3 1/16" x 15,000 psi válvulas de compuerta manuales, MAGNUM FE
- Cuatro (4) 2 válvulas de compuerta manuales de 1/16 "x 15,000 psi, MAGNUM FE
- Separador de gas de lodo, 72" vertical, presión de diseño 150 psi

El BOP y su sistema de control fueron diseñados para API 6A y 16D de acuerdo con RMS-WCM-012. La documentación del mantenimiento del sistema BOP de acuerdo con API RP 53 o equivalente se rastrea en el sistema de mantenimiento Rowan.

9.2.3.4 Generación y Distribución de Energía.

La embarcación de perforación cuenta con seis maquinas principales las cuales se encuentran en tres cuartos de máquina independientes. Cada set de generación se encuentra conformado por motores diésel marino Hyundai- Himsen de cuatro tiempos, 16H32/40V. Cada máquina tiene su propio sistema de soporte y componentes incluyendo gobernadores, sistema de lubricación y enfriamiento. La potencia nominal que alcanzan es de 8,000kW @720 rpm. Los motores principales alimentan a los seis propulsores azimutales de la embarcación.

ROWAN Renaissance cuenta con dos generadores; cada set de generación está conformado por un motor diésel Hyndai-Himsen y un alternador HAJ7 187-10P. Cada uno posee una capacidad de salida de 9500.0KVA y un voltaje de 1100Vac. El alternador convierte la energía mecánica del motor de diésel en energía eléctrica al sistema de distribución de la embarcación.

Control y Monitoreo

Una sala de control de motor (ECR) común está ubicada entre las salas de máquinas y la sala de tableros de HV. Los ECR también se designa como segunda sala de control de DP. El Rowan está equipado con un sistema de control y monitoreo integrado Kongsberg Simrad, que es un componente importante del poder Sistema de Gestión (PMS). El funcionamiento correcto del PMS es esencial para garantizar la seguridad, fiabilidad y operación económica de la central. En consecuencia, la premisa de diseño para el PMS debe ser entendido perfectamente por todo el personal de ingeniería y operaciones.

Debido a la naturaleza de una embarcación posicionada dinámicamente, los VFD (unidades de frecuencia variable) serán empleados para el sistema de propulsión del buque. Una fuente de energía confiable es crítica para el éxito.

Respuesta a transitorios y energía de emergencia

Para evitar apagones y lograr un sistema de distribución de energía confiable, el PMS realiza las siguientes funciones:

- Monitorea la condición de cada motor diésel / grupo electrógeno y arranque o cierres específicos de grupos electrógenos en respuesta a las condiciones de alarma de los parámetros medidos y monitoreados por el sistema.
- Controla los modos de compartir carga y las funciones de carga base.
- Supervisa la situación de carga de la red para iniciar el arranque y la parada de los conjuntos de motor / generador requerido para mantener suficiente potencia al equipo accionado eléctricamente. Esto se cumple mientras que, al mismo tiempo, no permite que se conecten cantidades de energía innecesariamente altas a la cuadrícula.
- Mantenga la potencia suficiente en todo momento para que la operación de los propulsores del barco mantenga la capacidad del barco en posición.
- Reducción rápida de la velocidad del propulsor y del sistema de perforación si un generador está sobrecargado o si inesperadamente queda fuera de línea.

Generadores de emergencia

El buque de perforación está equipado con un generador diésel de emergencia (EDG) HHI-CUMMINS / QSK60DM clasificado en 1,500 kW a 1800 rpm y la conducción de un generador eléctrico NEWAGE / PM734 G1, que suministra 480 V, 3 fases, corriente alterna de 60 Hz.

Sistemas de aire comprimido

El barco está equipado con sistemas de aire comprimido que suministran aire de servicio general de plataforma, aire de arranque del motor principal, control e instrumento de aire, y aire de alta presión tensor / compensador. Los sistemas de control de emergencia que dependen de la continuidad del suministro de aire son:

- Control de BOP / apagado
- Válvula by-pass del intercambiador de calor.
- Aire de control del motor principal.
- Aire de arranque del motor principal.
- Purgar el aire.

- Válvulas de transferencia de aire a granel y de control de aire a granel.
- Válvulas de control remoto de diluvio.
- Eyectores de aire principal de la bomba de sentina y lastre.

9.2.3.5 Otros Equipos

El Rowan Renaissance está equipado con los siguientes Winches de utilidad:

- Unidad de perforación: cuatro tornos neumáticos para servicios públicos, 10000 lbs SWL tirón de línea de capa media, con alambre de trabajo de 140 metros x 19 mm, con gancho, grillete, giratorio, con protecciones de tambor.
- Área de monopatín: dos tornos neumáticos de uso general, 2000 lbs SWL tirón de línea de capa media, con 100 metros, cable de trabajo de 10mm y con control colgante de 6 pies.
- Piscina lunar: Cuatro tornos neumáticos para servicios públicos, 10000 lbs SWL tirón de línea de capa media, con alambre de trabajo de 110 metros x 19mm, con gancho, grillete y giratorio, y con protector de tambor.

El barco también está equipado con el siguiente equipo de manejo diverso:

- Una carretilla elevadora de 3,2 toneladas de capacidad, tipo eléctrico con neumáticos de goma dura sólida, baliza amarilla giratoria, luz, ruedecita sobre la jaula, cinturón de seguridad, espejo retrovisor en ambos lados y alarma de respaldo.
- Vigas de carro provistas de carros de tipo plano manual y vigas de carro sobre las bombas de lodo para mantenimiento, bloque de cadena según sea necesario, cáncamos de elevación que se proporcionarán cuando sea necesario.
- Dos juegos de pescante de manejo portátil impulsado por motor neumático para retirar a la persona lesionada del tanque, 0.2 ton. SWL.

Los diagramas de tuberías e instrumentación, Diagramas de flujo de proceso y diagramas de interconexión de los principales sistemas y equipos del buque de perforación Rowan Renaissance se encuentran en el Anexo 9.2.

9.3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

El área de estudio denominada AC4, previamente establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos a través de la licitación CNH-R01-L04-A4.CS/2016. El pozo Yaxchilán Este- 1EXP se localiza dentro del AC4 aproximadamente a 154 km del puerto de Coatzacoalcos. El Área del Proyecto se encuentra dentro de la Provincia Fisiográfica Altos de Campeche; esta provincia se caracteriza por una topografía irregular en el fondo marino como resultado de la actividad diapírica de la sal en profundidad.

Las coordenadas de localización se presentan en la Tabla 9.10 y en la Figura 9.7.

Tabla 9.10 Coordenadas geográficas del AC4

Polígono	Vértice	Ubicación Geográfica	
		Longitud	Latitud
Área Contractual 4	1	-94° 04' 30"	19° 39' 00"
	2	-94° 00' 00"	19° 39' 00"
	3	-94° 00' 00"	19° 30' 00"

Polígono	Vértice	Ubicación Geográfica	
	4	-94° 12' 00"	19° 30' 00"
	5	-94° 12' 00"	19° 24' 00"
	6	-94° 00' 00"	19° 24' 00"
	7	-94° 00' 00"	19° 22' 30"
	8	-93° 58' 30"	19° 22' 30"
	9	-93° 58' 30"	19° 15' 00"
	10	-94° 22' 30"	19° 15' 00"
	11	-94° 22' 30"	19° 20' 30"
	12	-94° 21' 30"	19° 20' 30"
	13	94° 21' 30"	19° 24' 00"
	14	-94° 23' 30"	19° 24' 00"
	15	-94° 23' 30"	19° 32' 00"
	16	-94° 23' 00"	19° 32' 00"
	17	-94° 23' 00"	19° 36' 00"
	18	-94° 24' 00"	19° 36' 00"
	19	-94° 24' 00"	19° 40' 30"
	20	-94° 20' 30"	19° 40' 30"
	21	-94° 20' 30"	19° 54' 00"
	22	-94° 04' 30"	19° 54' 00"

Fuente: CNH, 2016

Tabla 9.11 Ubicación geográfica del pozo a perforar (escenario base)

Pozo	Latitud (N)	Longitud (O)
Yaxchilan Este-1EXP	<p style="color: red;">Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP</p>	

Fuente: PCCMO, 2019

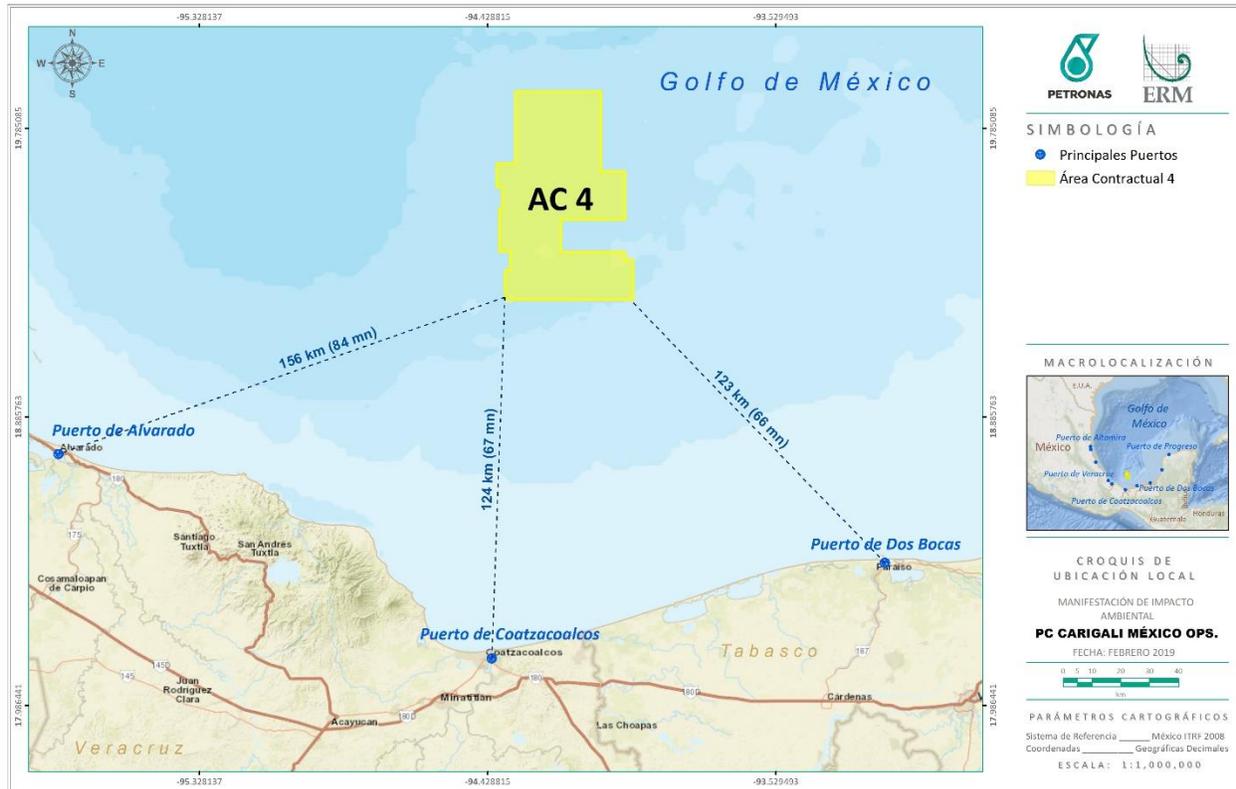


Figura 9.7 Ubicación del Área Contractual AC4.

Como se describió en el capítulo 4 de la MIA, el SAR del Proyecto es un marco de referencia en el cual se analiza y evalúa el desempeño ambiental de un Proyecto a través de sus distintas etapas considerando las formas particulares en que puede incidir sobre los distintos factores que le componen. A través de su análisis se determinan los procesos que ocurren en el sistema y cómo las modificaciones asociadas al Proyecto pueden impactar al ambiente. Por consiguiente, los impactos ambientales se producen por la alteración de las estructuras y de los procesos ecológicos, económicos o sociales de un ambiente determinado. También se consideraron aquellas áreas que pudieran ser afectadas fuera del sitio del Proyecto, y pudieran sufrir impactos ambientales por el desarrollo de los mismos (Ritter-Ortíz et al., 2007).

El Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC) publicado en el DOF el 24 de noviembre de 2012 se enfocó a la identificación de Tendencias de Deterioro Ambiental las cuales se usaron como ejes para establecer los Lineamientos Ecológicos que regirán cada una de las Unidades de Gestión Ambiental (UGA) en las cuales se ha dividido el POEMyRGMMyMC.

Se ha tomado como referencia las Unidades de Gestión Ambiental (UGA) del Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC) para el establecimiento del contexto regional. El AC4 se encuentra dentro de la UGA No. 185 y No. 187; para acotar la descripción del contexto regional también se tomó en cuenta la batimetría. (Figura 9.8)

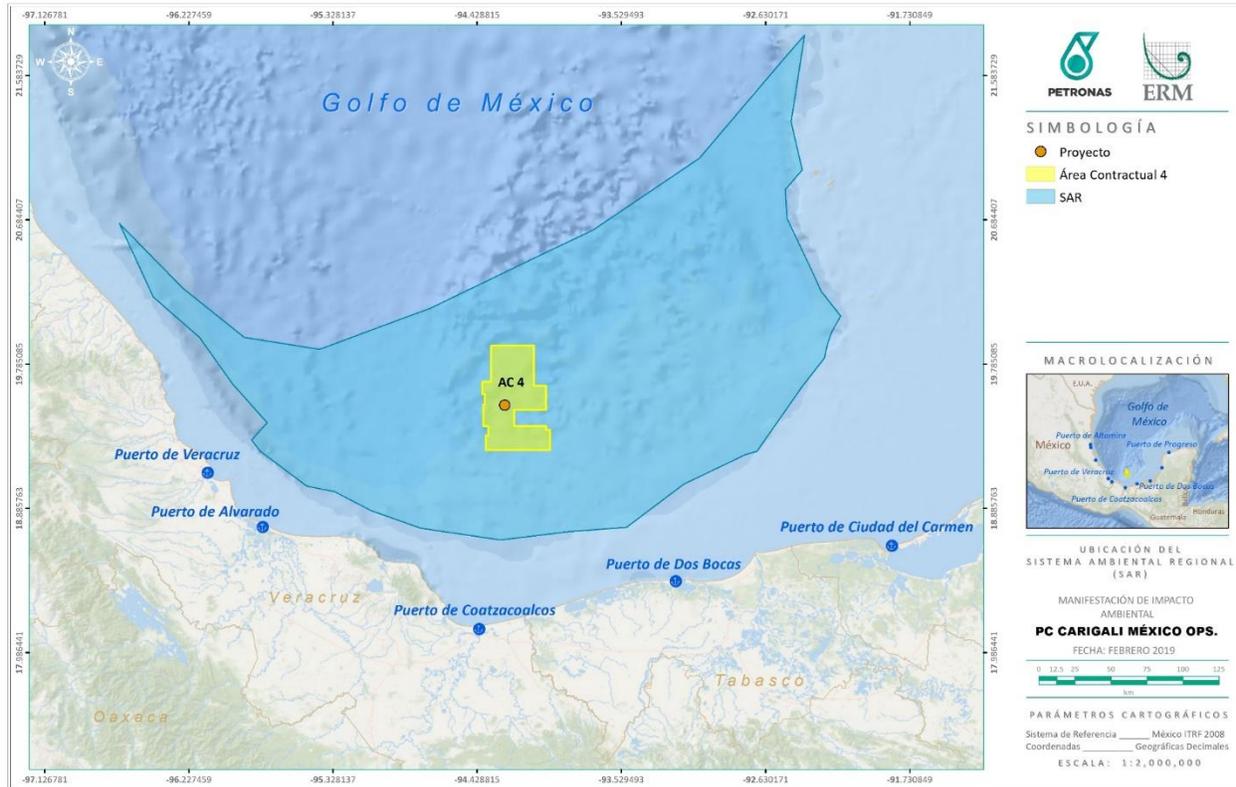


Figura 9.8 Sistema Ambiental regional para el AC4.

En la sección 4.3 del Capítulo 4, se presenta una descripción de las características abióticas existentes dentro del AC4 con base en el análisis de los resultados presentados en la Línea Base Ambiental (LBA), la cual cuenta con opinión técnica favorable por parte de la Dirección General de Gestión de Exploración y Extracción de Recursos Convencionales (DGGEERC) de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA), con base en el contrato CNH-R01-A4.CS/2016 (AC4, Cuenca Salina).

9.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS

9.4.1 Antecedentes de Incidentes y Accidentes en Proyectos o Instalaciones Similares

De acuerdo con la base de datos de la World Offshore Accident Database, WOAD, por sus siglas en inglés, la cual es una recopilación de información sobre 6,451 accidentes que han ocurrido en la industria de los hidrocarburos y gas en alta mar, desde 1970 hasta 2012. Se menciona que contiene información principalmente del Mar del Norte (57%) y el Golfo de México (26%) y en menor proporción de otras partes del mundo (17%).

De acuerdo con la información de dicha base, se tienen los siguientes accidentes reportados desde 1970 al 2012 por tipo de unidad, la Tabla 9.12 muestra los accidentes que involucran perforación y exploración de campos petroleros, y por lo tanto está más relacionado al proyecto. La Tabla 9.13 muestra accidentes

en general ocurridos en la industria de los hidrocarburos y no necesariamente involucran actividades de perforación y exploración.

Tabla 9.12 Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi incidente	Evento insignificante	Total
Barcaza de perforación	66	22	0	2	90
Barco de perforación	95	75	3	4	177
Equipo asistente de perforación	10	4	0	1	15
Instalación submarina	4	8	0	2	14

Fuente: World Offshore Accident Database.

Tabla 9.13 Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi Accidente	Evento insignificante	Total
Isla artificial	2	1	0	0	3
Barcaza (no de perforación)	63	34	2	1	100
Estructura de concreto	83	432	78	138	731
Quemador	1	0	0	1	2
Unidad flotante de producción, almacenamiento y transferencia de hidrocarburo construida a partir de un buque (FPSO, por sus siglas en inglés)	25	102	9	32	168
Helicóptero	243	19	13	3	278
Plataforma tipo Jacket	746	916	128	259	2,049
Auto elevable	577	219	13	35	844
Boya de carga	13	19	2	5	39
Unidad móvil (no equipo de perforación)	18	3	0	0	21
Otros	0	2	0	1	3
Otras estructuras fijas	4	6	0	2	12
Tubería	145	115	1	4	265
Semi-sumergibles	306	663	151	123	1,243
Sumergibles	19	5	0	1	25

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi Accidente	Evento insignificante	Total
Plataforma de tipo TLP	14	137	24	30	205
Estructura de soporte de pozo	127	36	2	2	167

Fuente: World Offshore Accident Database

Por otro lado, la Conferencia de Asesoría de Seguridad de Helicópteros (HSAC, por sus siglas en inglés Helicopter Safety Advisory Conference), en su reporte de seguridad del 2017 de operaciones con helicóptero costa afuera en el Golfo de México reporta que desde 1999 ha habido 29 accidentes de los cuales 7 fueron mortales (24%), resultando en 15 fatalidades y 18 lesiones.⁹

El Centro para la investigación de lesiones y política de lesiones Johns Hopkins, parte de la Escuela de Salud Pública de John Hopkins Bloomberg (JHSPH, por sus siglas en inglés John Hopkins Bloomberg School of Public Health) reporta que los helicópteros que trabajan con las plataformas de perforación y los buques en el Golfo de México colapsan en promedio más de seis veces al año, lo que resulta en un promedio de 5 muertes por año de 1983 a 2009. Durante el mismo periodo ocurrieron 178 accidentes que resultaron en 139 muertes, incluyendo 41 pilotos y 3 copilotos. Los análisis determinaron que el resultado más común de las fallas mecánicas en accidentes mortales y no mortales fue la pérdida de potencia del motor, que ocurrió en casi un tercio de los accidentes fatales. La mayoría de los aterrizajes forzosos posteriores a fallas mecánicas ocurrieron en el agua, con un 20 por ciento que resultó en el hundimiento del helicóptero a pesar del hecho de que la mayoría de los helicópteros están equipados con dispositivos de flotación activados por piloto.¹⁰

A continuación en la Tabla 9.14 se presentan algunos de los últimos accidentes de helicóptero relacionados con la industria petrolera costa afuera en el golfo de México y en el mundo.

Tabla 9.14 Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo.

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
19/Ene/1996	Eurocopter AS332	Aberdeen	El helicóptero volaba a las plataformas petroleras cuando el helicóptero fue golpeado por un rayo causando severos daños al rotor de la cola del helicóptero. El piloto se vio forzado a realizar un aterrizaje de emergencia en el mar. Todos sobrevivieron	Externo
18/Nov/1998	Helicópteros Aseca y Pegaso	Golfo de México, Campeche	Colisión entre dos helicópteros cuando trasladaban a directivos de PEMEX entre plataformas marinas de la sonda de Campeche. 20 muertos	Operacional- Error humano
2001	Aerosátiale AS332L1	Mar de norte	Movimiento de la plataforma petrolera causó que el helicóptero se volteara mientras los rotores seguían corriendo. 1 herido	Externa

⁹ "2017 HELICOPTER SAFETY ADVISORY CONFERENCE (HSAC) GULF OF MEXICO OFFSHORE HELICOPTER OPERATIONS AND SAFETY REVIEW", <http://www.hsac.org/library>

¹⁰ "Oil and Gas Operations in the Gulf of Mexico Claim 139 Lives in Helicopter Crashes over 26-year Period", <https://www.jhsph.edu>

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
16/Jul/2002	Sikorsky S-76A	Mar del Norte	Durante un vuelo a la plataforma petrolera Clipper las cuchillas del rotor principal se desprendieron, lo que causo un impacto a alta velocidad al mar. 11 personas murieron	Técnica
19/Jun/2003	BO-105	Golfo de México, Campeche	Helicóptero se precipito en el mar por causas desconocidas después de despegar de la plataforma Júpiter para recargar gasolina. 1 muerto	No se sabe
13/Abr/2006	XA-TNE	Golfo de México, Campeche	Pocos minutos después de que el helicóptero despegara rumbo a la zona de plataformas petroleras este sufrió falla mecánica del aparato, los tripulantes lograron acuatizar el helicóptero y fueron rescatados	Técnica
27/Dic/2006	Eurocopter AS365	Bahía de Morecambe, Inglaterra	Durante la transferencia de personal de noche, el piloto se desorientó debido a las condiciones climatológicas adversas y perdieron altitud estrellándose contra el mar. Los dos pilotos y 5 pasajeros murieron	Operacional
1/Abr/2009	Eurocopter AS332 L2 Super Puma	Escocia, UK	De regreso de la plataforma petrolera Miller el piloto perdió control del helicóptero cuando ocurrió una falla repentina en la caja de engranajes del rotor principal lo cual causo que se desprenda del helicóptero. El helicóptero se estrelló contra el mar a alta velocidad. El impacto destruyo el helicóptero y los 16 pasajeros murieron.	Técnica
2012	Eurocopter EC225	Mar del Norte	El piloto reporto problemas con la caja de engranajes y la intención del descenso de emergencia en el mar. No hubo fatalidades ni lesiones	Técnica
15/Feb/2015	AgustaWestland AW119 MK II	Golfo de México	EL helicóptero sufrió una abrupta y fuerte guiñada a la izquierda, lograron hacer aterrizaje de emergencia. No hubo muertes ni heridos. El helicóptero sufrió daño mecánico.	Externa
18/Jun/2015	Bell 407	Golfo de México	Fuertes vientos empujaron al helicóptero fuera del helipuerto y de la plataforma de perforación durante el arranque del motor. El piloto sufrió lesiones	Externa
6/Feb/2015	Bell 206B	Golfo de México	Helicóptero se estrelló contra el agua cerca de Galveston mientras regresaba de una plataforma de noche. 1 persona	Operacional

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
			desaparecida de 3. La causa fue error del piloto	
12/Ago/2015	Sikorsky S-76C	Lagos, Nigeria	El helicóptero estaba regresando de una plataforma cuando el helicóptero se estrelló en el lago. No se conocen las razones. 6 muertos	Desconocido
3/Nov/2015	Desconocido	Mumbai High Oil Field, India	El helicóptero estaba realizando pruebas de aterrizaje de noche y se estrelló contra el mar por razones desconocidas. Dos muertos	Desconocido
29/Abr/2016	Airbus H225	Bergen, Noruega	De regreso de una plataforma de perforación el rotor principal del helicóptero de desprendió y consecuentemente se estrelló en una pequeña isla y se incendió. Los 13 pasajeros murieron	Técnica
27/Feb/2017	Bell 407	Golfo de México	El piloto no fue capaz de mantener la altitud que resulto en una colisión en el mar mientras regresaba para una reparación del motor. 1 fatalidad (piloto)	Operacional
2/May/2017	Bell 407	Golfo de México	Pérdida del rotor de cola del helicóptero lo que causó un aterrizaje de emergencia. No hubo muertos ni lesionados	Técnica
26/Sep/2017	Desconocido	Cabinda, Angola	EL helicóptero estaba en ruta hacia la plataforma Tombua-Landana y nunca llegó a su destino. El helicóptero se estrelló contra el mar. 6 muertos	Desconocido

Fuente: HSAC (Helicopter safety advisory conference); National Transportation Safety Board y Aeroassurance

Operacional: evento relacionado con la operación del helicóptero

Externa: evento relacionado con condiciones climatológicas

Técnica: Evento relacionado con falla mecánica o de equipo

Fuentes: HSAC, National Transportation Safety Board, Aeroassurance, oilandgasuk.co.uk

9.4.1.1 Mayores incidentes de derrame en el mar de Estados Unidos

De acuerdo con el Buró de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés Bureau Ocean Energy Management) se tiene un registro de 47 derrames mayores de 1,000 barriles de hidrocarburos cada uno de 1964 al 2011, en aguas de jurisdicción federal de los Estados Unidos. En la Tabla 9.15 se muestran los accidentes que fueron causados por reventones.

Tabla 9.15 Mayores derrames de hidrocarburos en aguas de Estados Unidos.

Notas	Fecha	Compañía	Nombre de la Instalación	Clasificación USCG*	Total derramado (barriles)	Hidrocarburos y refinado (barriles)	Fluidos sintéticos (barriles)	Otros químicos (barriles)	Producto derramado	Causa
1, 3	1964-10-03	Signal Oil y Gas Company	Plataforma B	Mayor	5,100	5,100	0	0	Hidrocarburo	Clima, Fuerza externa, Huracán Hilda
1, 3	1964-10-03	Midwest Oil Corp. y/or Continental Oil Co.	Plataformas A, C, y D	Mayor	5,180	5,180	0	0	Hidrocarburo	Clima, Fuerza externa, Huracán Hilda
1	1965-07-19	Pan American Petroleum Corp.	Caisson No. 7	Mediana	1,688	1,688	0	0	Condensados	Falla del equipo
1, 2	1969-01-28	Union Oil Company of California	Plataforma A Pozo No. A-21	Mayor	80,000	80,000	0	0	Hidrocarburo	Falla del equipo, Error humano
1, 6	1969-03-16	Mobil Producing Texas y New Mexico	Pozo No. 3,	Mayor	2,500	2,500	0	0	Hidrocarburo	Clima, Colisión, Fuerza externa, Falla del equipo, Error humano
1, 2, 5	1970-02-10	Chevron Oil Company	Plataforma C	Mayor	65,000	65,000	0	0	Hidrocarburo	Fuerza externa, Falla del equipo, Error humano, Fuego,
1, 2, 7, 8	1970-12-01	Shell Offshore, Inc.	Plataforma B Pozo No. B-21.	Mayor	53,000	53,000	0	0	Hidrocarburo	Falla del equipo, Explosión/Fuego, 36 lesiones, 4 fatalidades

Notas	Fecha	Compañía	Nombre de la Instalación	Clasificación USCG*	Total derramado (barriles)	Hidrocarburos y refinado (barriles)	Fluidos sintéticos (barriles)	Otros químicos (barriles)	Producto derramado	Causa
1	2007-10-21	Anadarko Petroleum Corporation	Pozo No. 1	Mediana	1,061	0	1,061	0	Hidrocarburo base aceite sintético	Falla del equipo, Pérdida de control del pozo
1,2,5,7,8	2010-04-20	BP Exploration y Production Inc.	-	Mayor	Por determinar	Por determinar	Por determinar	Por determinar	Hidrocarburo	En investigación

Fuente: Buró de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés Bureau Ocean Energy Management).

Notas

1 Fugas menores causadas por reventones : Menos de 10,000 galones (menor a 238 barriles)

2 Fugas medianas que tocan tierra: 10,000 a 99,999 galones (238 to 2,380 barriles)

3 Fugas mayores causadas por huracanes: 100,000 galones y mayor (2,381 barriles and mayores)

4 Daños por huracanes: Basado únicamente en el tamaño del derrame, sin contabilizar impactos

5 Explosión/fuego

6 Colisión

7 Lesión 8 Fatalidad

9.4.1.2 Incidentes de derrame de hidrocarburos en PEMEX.

Con la intención de buscar incidentes relacionados en un sentido más local se revisaron las estadísticas de PEMEX. De acuerdo con la paraestatal mexicana Petróleos Mexicanos (PEMEX), derrames reportados en la Tabla 9.16 han tenido lugar en aguas de jurisdicción federal. Es de especial importancia el derrame del Ixtoc I, pues se trata de un incidente ocurrido durante la perforación de un pozo.

Tabla 9.16 Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex.

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
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 empresa Pemex 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 unidad de perforación colapsó.	3.3 millones de barriles de Hidrocarburo El Hidrocarburo alcanzo zonas costeras.
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 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar.	No disponible
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 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar	No disponible
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 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar	No disponible
2002	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX,	No disponible

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
			reporta que el 1% (200 toneladas) de los derrames registrado durante las actividades de 2002 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar.	
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 PEMEX Refinación (PR) y 70 de Pemex Exploración y Producción.	1,022 barriles de hidrocarburos, relacionados con los 72 derrames
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
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 unidad 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
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.	Un total de 40 barriles por los 12 eventos
2012	Monoboya número 3	Costa del Pacifico (Oaxaca)	El hundimiento de la monoboya número 3, inhabilitada desde 2008, derramó Hidrocarburo al mar en Salina Cruz.	Mil litros de Hidrocarburo
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	No disponible

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
			buques de respuesta a emergencias.	

Fuente: La información fue tomada de los reportes anuales de la paraestatal (PEMEX) en materia de seguridad, salud y medio ambiente.

9.4.1.3 Incidentes reportados por PCCMO

Grupo Petronas, el cual incluye a PCCMO ha estado expandiendo proyectos de exploración y producción de recursos en el extranjero en varias partes del mundo, incluyendo las Américas. La seguridad de los trabajadores y la protección y conservación del medio ambiente se encuentran entre las principales prioridades que se establecen en la política y forma de hacer negocios de Petronas. Basado en los antecedentes de los proyectos y campañas de exploración y producción de Petronas en las Américas, no se ha registrado ningún incidente importante de derrame.

9.5 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

9.5.1 Análisis Cualitativo de Riesgo

9.5.1.1 Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

El análisis de riesgos se realizó de acuerdo al procedimiento “Proceso de Gestión de Peligros y Efectos (HEMP)” de Petronas (PCCMO). Este documento proporciona una descripción del Proceso de Gestión de Peligros y Efectos (Hazards and Effects Management Process, HEMP) y una guía para su aplicación a fin de garantizar la implementación de un enfoque coherente para la gestión del riesgo y una reducción continua del riesgo.

El HEMP es una metodología estructurada para la identificación de riesgos de Salud, Seguridad y Medio Ambiente (Health, Safety & Environment, HSE) y la evaluación de los riesgos asociados, y el desarrollo del sistema de gestión requerido en términos de barreras para reducir los riesgos a un nivel “tan bajo como sea razonablemente práctico” (As Low as Reasonably Practicable, ALARP). El HEMP es fundamental para la implementación efectiva del Sistema de Gestión de HSE (HSE Management System, HSEMS). A continuación, se presenta una descripción del documento.

9.5.1.2 Jerarquización de Escenarios de Riesgo

El análisis de riesgo debe incluir un estimado de las consecuencias potenciales de los peligros identificados; con el fin de jerarquizar estas consecuencias. PCCMO utiliza una Matriz de Riesgos del Grupo de Empresas de Petronas (HSERM), la cual se describirá a continuación (Tabla 9.17).

La identificación de riesgos considera los siguientes receptores para consecuencias:

- Personas
- Ambientales
- Activos
- Reputación

La Matriz de Clasificación de Riesgos del Grupo de Empresas de Petronas (HSERM), la cual se fundamenta en metodologías reconocidas a nivel nacional o internacional, será empleada para categorizar

la severidad, la probabilidad en que puede suscitarse un impacto a la seguridad, salud y/o medio ambiente durante cualquiera de las etapas del proyecto y las acciones que deben tomarse en cuenta para mitigar los riesgos. Al usar la Matriz de Clasificación también se consideran los incidentes y accidentes previos ocurridos al personal y su salud, y al medio ambiente. Es importante mencionar que durante el análisis de riesgo actual no se tomó en cuenta el receptor de "Reputación" y los peligros identificados solo fueron evaluados para personas, medio ambiente y activos.

Matriz de Riesgo Del Grupo de Empresas de Petronas (HSERM)

La HSERM del Grupo de Empresas de Petronas (Tabla 9.17) se aplica para la evaluación cualitativa de riesgos de peligros para establecer la Calificación de Riesgo. Los peligros se evalúan en términos de severidad de las consecuencias (peor caso) y probabilidad (histórica) mediante el uso de los ejes X e Y. La intersección de los valores de consecuencia y probabilidad representa la clasificación de riesgo, es decir, BAJO, MEDIO, ALTO o MUY ALTO, para el peligro. La matriz se presenta a continuación.

Tabla 9.17 Matriz de Riesgo HSE del Grupo de Empresas de Petronas (HSERM)

			Menor		Mayor		
		Severidad	1	2	3	4	5
Consecuencia		Personas	Lesión Leve	Lesión Menor	Lesión Mayor	Fatalidad única	Múltiples Fatalidades
					Efectos de Salud Mayores* Incapacidad Parcial Permanente	Incapacidad Total Permanente	Múltiples Incapacidades Totales Permanentes
		Medio ambiente	Impacto Leve	Impacto Menor	Impacto Moderado	Impacto Mayor	Impacto Masivo
		Activos	Daño Leve	Daño Menor	Daño Local	Daño Mayor	Daño Extensivo
		Reputación*	Impacto Leve	Impacto Limitado	Impacto Considerable	Impacto Nacional Mayor	Impacto Internacional Mayor
PROBABILIDAD	E Altamente Probable	Incidente ha ocurrido varias veces por año en OPU	E1 MEDIO	E2 ALTO	E3 MUY ALTO	E4 MUY ALTO	E5 MUY ALTO
	D Probable	Incidente ha ocurrido en OPU; o más de una vez por año en Petronas	D1 BAJO	D2 MEDIO	D3 ALTO	D4 MUY ALTO	D5 MUY ALTO
	C Posible	Incidente ha ocurrido en Petronas; o más de una vez por año en la industria a nivel mundial	C1 BAJO	C2 BAJO	C3 MEDIO	C4 ALTO	C5 MUY ALTO
	B Improbable	Incidente ha ocurrido en industria nivel mundial	B1 BAJO	B2 BAJO	B3 BAJO	B4 MEDIO	B5 ALTO
	A Altamente Improbable	Nunca ha sucedido en la industria a nivel global pero podría ocurrir	A1 BAJO	A2 BAJO	A3 BAJO	A4 BAJO	A5 MEDIO

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, Petronas, 2017

OPU: Unidad Operativa del Grupo de Empresas de Petronas

*Reputación no fue tomado en cuenta durante al análisis actual

Como se ve en la Tabla 9.17, el eje Y vertical de la HSERM representa la probabilidad de ocurrencia de la posible consecuencia del peligro identificado, del "peor caso". La probabilidad se estima en una escala de A a E (A menos frecuente, E más frecuente). La frecuencia de probabilidad se basará en la ocurrencia histórica real de una consecuencia similar del "peor caso" en la OPU (Unidad Operativa del Grupo de Empresas de Petronas), o PETRONAS, o la industria en todo el mundo. Por consiguiente, no teniendo datos históricos de ocurrencia, pero donde no se puede descartar la posibilidad de ocurrencia, la probabilidad se considerará como A.

De la misma forma, la posible consecuencia del peligro se mide en términos de severidad a P, E, A, R. (Personas, Ambiental; Activos; Reputación) Esto se hace seleccionando una severidad en el eje X horizontal para la consecuencia del "peor caso" que podría ser causada por el peligro para P, E, A, R. La escala de "1" a "5" indica el nivel de severidad incremental para la consecuencia.

El peligro a menudo puede conducir a más de una consecuencia, en forma de consecuencias primarias, secundarias y terciarias. Por ejemplo, en incidentes de seguridad en el proceso, las consecuencias pueden incluir lesiones/fatalidades, daño ambiental, daño a los activos y/o pérdida de la reputación de la Compañía. La severidad de todas las consecuencias potenciales se evaluará durante la evaluación de riesgos.

Al determinar el nivel severidad de la posible consecuencia, se aplicarán las siguientes reglas:

- Suponga que no hay Barreras de Control o de Recuperación implementadas.
- Se realizará una evaluación independiente para cada una de las categorías P, E, A, R.
- El resultado del "peor caso" creíble se seleccionará entre todas las posibles consecuencias.

Al mismo tiempo, para cada receptor (P, E, A, R), se tienen en cuenta diferentes características de severidad para definir el nivel de severidad. De la Tabla 9.18 a la Tabla 9.20 se presentan los criterios para definir el nivel severidad incremental para "Daño a Personas", "Daño a Activos" y "Efecto Ambiental", respectivamente.

Tabla 9.18 Daño a Personas: Características de la Severidad

Clasificación	Puntuación	Descripción
Menor	1	<ul style="list-style-type: none"> ■ Caso que "no requiere tratamiento" o de Primeros Auxilios ■ Lesiones ocupacionales que resultan en incomodidad notoria, irritación menor o efectos transitorios después de la exposición
	2	<ul style="list-style-type: none"> ■ Caso que requiere tratamiento médico ■ Caso de Jornada Laboral Perdida o Caso de Trabajo Restringido, en donde la duración es igual o menor a 4 días de calendario. ■ Enfermedad Ocupacional con efectos reversibles en la salud como intoxicación o dermatitis aguda ■ Resultado positivo de monitoreo de efectos biológicos sin efecto permanente en la salud
Mayor	3	<ul style="list-style-type: none"> ■ Caso de Jornada Laboral Perdida o Caso de Trabajo Restringido, en donde la duración excede 4 días de calendario. ■ Lesión que resulta en Incapacidad Parcial Permanente ■ Enfermedad Ocupacional con efectos irreversibles en la salud que resultan en Incapacidad Parcial Permanente como pérdida de audición inducida por

Clasificación	Puntuación	Descripción
		ruido ocupacional, trastorno crónico de la espalda o lesión por esfuerzo repetitivo.
	4	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fatalidad por lesión o enfermedad ocupacional. ■ Lesión que resulta en Incapacidad Total Permanente. ■ Enfermedad Ocupacional con efectos irreversibles en la salud que resultan en Incapacidad Total Permanente como asbestosis, silicosis o fallas renales o del corazón por exposición a químicos.
	5	<ul style="list-style-type: none"> ■ Fatalidad por lesión o enfermedad ocupacional. ■ Enfermedad Ocupacional^{Nota1} incluyendo cáncer con efectos irreversibles en la salud que resultan en Incapacidad Total Permanente como asbestosis, silicosis y fallas renales o del corazón por exposición a químicos.

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, PCCMO , 2017

Notas:

1. Enfermedades ocupacionales incluyendo cáncer a trabajadores afectados expuestos a peligros similares en la misma Unidad de Operación.

Tabla 9.19 Daño a Activos: Características de la Severidad

Clasificación	Puntuación	Descripción
Menor	1	Costo directo del daño menor a 25,000 USD
	2	Costo directo del daño entre 25,000 USD y 99,999 USD
Mayor	3	Costo directo del daño entre 100,000 USD y 999,999 USD
	4	Costo directo del daño entre 1,000,000 USD y 9,999,999 USD
	5	Costo directo del daño mayor o igual a 10,000,000 USD

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, PCCMO , 2017

En la

Tabla 9.19, el Costo Directo del daño se refiere al costo atribuido al accidente, como por ejemplo, al valor de reemplazo del equipo perdido, limpieza, remediación ambiental y respuesta de emergencias. Estos costos no incluyen costos indirectos, como pérdida de oportunidades de negocios, pérdida de materia prima/producto, etc. Tampoco incluyen el costo del componente fallido que llevó al incidente, si el componente no fue dañado por fuego o explosión.

Tabla 9.20 Efecto Ambiental: Características de la Severidad

Clasificación	Puntuación	Descripción (satisfacer cualquiera de los criterios)
Menor	1	<p>Impacto Leve</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Liberación^{Nota1} que entra en contacto con suelos o agua, aún confinados al área de la fuente de liberación y con efectos adversos insignificantes para el medio ambiente.

Clasificación	Puntuación	Descripción (satisfacer cualquiera de los criterios)
	2	<p>Impacto Menor</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Liberación que entra en contacto con suelos o agua, no confinados al área de la fuente de liberación, pero aún confinadas al sitio de la empresa^{Nota2}, resultando en efectos limitados y transitorios para el medio ambiente. Este efecto no impide el uso beneficioso del ambiente para otros usuarios. ■ Emisión o descarga de una fuente regulada/permitida, con una violación única de los estándares de la empresa u otros pero sin exceder los estándares regulatorios.
Mayor	3	<p>Impacto Localizado</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Liberación que no está confinada en el sitio de la empresa, resultando en un trastorno y efectos transitorios al uso beneficioso del medio ambiente. Evidencia del efecto o daño ambiental fuera del sitio, pero en un área limitada. ■ Emisión o descarga de una fuente regulada/permitida, excediendo los estándares regulatorios^{Nota3}. ■ Derrame de aceite/químicos a drenaje público o corriente adyacente resultando en muerte de peces, pero no un trastorno significativo o pérdida dl uso beneficioso de la corriente, o pérdida de especies protegidas o sensibles. ■ Calidad del agua producida excede límite regulado para aceite y grasa. ■ Calidad del efluente tratado del Sistema de Tratamiento de Efluentes excede el límite regulado de demanda química de oxígeno (COD). ■ Calidad de emisión NO_x excede límites regulados.
	4	<p>Impacto Mayor</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Liberación llega al medio ambiente que resulta en trastorno significativo o impedimento del uso beneficioso del ambiente a receptores públicos. Evidencia de daño ambiental severo como: <ul style="list-style-type: none"> - Está extendido y es detectable desde alguna distancia más allá del sitio de la empresa; o - Se convirtió en sub-estándar o no apto para uno o más propósitos incluyendo mantenimiento de poblaciones de vida silvestre; o - Interfiere con otros usuarios causando pérdida de ingresos, impactos en la salud pública o demandas. ■ Requiere medidas extensivas o esfuerzo a grande escala para restaurar el ambiente contaminado a su estado original o a un nivel aceptable de riesgo.

Clasificación	Puntuación	Descripción (satisfacer cualquiera de los criterios)
		<ul style="list-style-type: none"> ■ Emisión o descarga de fuente regulada/permitida, con violación extendida o repetitiva del estándar regulatorio con posible sanción legal o procesamiento.
	5	<p>Impacto Masivo</p> <ul style="list-style-type: none"> ■ Liberación llega a áreas designadas con importancia ecológica o un área extensa que resulta en: <ul style="list-style-type: none"> - Pérdida significativa de usos beneficiosos del medio ambiente y/o pérdida de receptores públicos; o - Pérdida de especies raras, en peligro de extinción, amenazadas o endémicas. ■ Daño a largo plazo/irreparable o efectos ambientales extendidos. ■ Emisión o descarga de fuente regulada/permitida, con violación extendida o repetitiva del estándar regulatorio resultando en sanciones legales/procesamiento con posible cierre total de la instalación.

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, PCCMO , 2017

Notas:

1. Liberación se refiere a liberación sólida o líquida.
2. Sitio de la empresa incluye todas las áreas dentro del control operacional del OPU.
3. Incumplimiento de estándares/límites regulatorios, con respecto a pero no limitados a emisión de aire y descarga de efluentes. Cuando no estén disponibles los requerimientos regulatorios del país sede, entonces los límites/estándares de la empresa aplicarán.
4. Liberación a pozos o cuencas diseñadas para contención de hidrocarburos o químicos no contarán como derrames.

En la Tabla 9.20 el uso beneficioso significa los usos del ambiente o cualquier elemento o segmento del mismo que es conducente a salud pública, bienestar o seguridad y que requiere protección de los efectos de desechos, descargas, emisión y depósitos.

Un área de importancia ecológica es un espacio geográficamente definido, reconocido, dedicado y administrado, por medios legales u otros medios, para lograr la conservación a largo plazo de la naturaleza asociada con el ecosistema y los valores culturales. Esto incluye parques nacionales y estatales, áreas con especies endémicas o migratorias, Reservas de Biosfera y Patrimonios Culturales de la UNESCO, etc.

Una vez evaluados los niveles de consecuencias (peor caso) y probabilidad (histórica) mediante el uso de los ejes X e Y en la matriz HSERM (Tabla 9.17). La intersección de los valores de consecuencia y probabilidad representa la clasificación de riesgo, es decir, BAJO, MEDIO, ALTO o MUY ALTO, para el peligro. La Tabla 9.21 define la clasificación de riesgo correspondiente y establece las acciones de mitigación y respuesta a los riesgos para su implementación:

Tabla 9.21 Definición de clasificación de riesgo

Clasificación de Riesgos	Tolerabilidad e Intervención
Bajo	<ul style="list-style-type: none"> ■ El riesgo es tolerable

Clasificación de Riesgos	Tolerabilidad e Intervención
	<ul style="list-style-type: none"> ■ Monitorear a nivel operativo utilizando el procedimiento/control interno adecuado según HSEMS ■ Tomar medidas correctivas de acuerdo a la disponibilidad de recursos
Mediano	<ul style="list-style-type: none"> ■ Llevar a cabo una evaluación de Barreras de Control y Recuperación ■ El riesgo tolerable si es soportado por la Demostración de nivel ALARP ■ Monitorear utilizando el procedimientos o control interno apropiado según HSEMS
Alto	<ul style="list-style-type: none"> ■ Empezar la reducción de riesgo mediante la aplicación de Barreras de Control y Recuperación apropiadas ■ El riesgo es tolerable si es soportado por la Demostración de nivel ALARP ■ Revisión y aprobación de nivel ALARP
Muy Alto	<ul style="list-style-type: none"> ■ El riesgo no es tolerable ■ Mitigar el riesgo a través de Barreras de Control y Recuperación para reducir el riesgo de tolerancia/ALARP ■ Revisión y aprobación de nivel ALARP

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, PCCMO, 2017

Para esta etapa de proyecto se empleó la metodología HAZID, la cual se describe a continuación de acuerdo al procedimiento de Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos.

HAZID (Hazard Identification)

Esta metodología cualitativa es útil para las primeras etapas de diseño con el objetivo de identificar peligros asociados a actividades y posteriormente proceder a la evaluación y jerarquización de riesgos. El campo de aplicación de la metodología abarca temas de protección al medio ambiente, seguridad industrial, seguridad operacional, aspectos sociales y seguridad patrimonial.

Los peligros y amenazas se identifican principalmente haciendo una división en actividades independientes, considerando los datos históricos relacionados y/o las lecciones aprendidas de accidentes pertinentes, o conflictos sociales que se desarrollen en la zona y/o alrededores. La metodología está estructurada en una tormenta de ideas de los escenarios potenciales de peligro. Para cada peligro potencial identificado se especifica una causa y su correspondiente consecuencia.

La identificación general de peligros y amenazas debe de considerar al menos:

- Revisión amplia de los posibles peligros y amenazas, las fuentes de accidentes
- Revisión de las medidas de mitigación consideradas como elementos suficientes para prevenir el peligro o mitigar o reducir la consecuencia del riesgo

Registro de Peligros y Efectos (HER)

El Registro de Peligros y Efectos es un registro exhaustivo de los peligros HSE que tienen el potencial de afectar a P, E, A, R (Personas; Ambiente; Activos; Reputación) que probablemente existan durante el ciclo de vida del proyecto/instalación que se evalúa.

Se desarrollará un Registro de Peligros y Efectos para cada proyecto/instalación para proporcionar información sobre:

- Tipos de peligros que pueden existir en el proyecto/instalación que surgen de las operaciones y actividades
- Amenazas que pueden llevar a la liberación del peligro
- Eventos principales
- Consecuencias creíbles del "peor caso" para P, E, A, R
- Calificación de riesgo de las consecuencias para P, E, A, R en función de su severidad y probabilidad
- Lista de documentos en los que se detallan las Barreras de Control y Recuperación para la
- Gestión de las amenazas y consecuencias son especificadas

9.5.1.3 Sesión de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgo

El proceso de identificación y evaluación de riesgos se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario de expertos de PCCMO, incluidas las áreas de perforación e higiene, seguridad y medio ambiente (HSE). ERM actuó como facilitador de la sesión. La sesión se realizó mediante coordinación del Gerente de HSE de PCCMO el día 7 de febrero de 2019, en las oficinas de PCCMO en la Ciudad de México. El alcance del análisis incluyó las actividades de perforación del AC4 del Golfo de México. Las personas involucradas en la sesión de identificación fueron:

- Norazah Mohd Taib - Director HSE, PCCMO
- Paulino Alcántara - Ejecutivo HSE, PCCMO
- Amas Ahmad - Director de Planeación, PCCMO
- Irving Esqueda – Especialista Regional de Pozos, LR
- Salfir Anmar - Ingeniero de Pozo, PCCMO
- Félix Delgado - Ingeniero de Proyecto, ERM México
- Erick Flores - Coordinador de Proyecto, ERM México
- Jose Luis Monroy - Especialista de Riesgo, ERM México
- Huib Attema - Superintendente de Perforación, LR
- Nur Aiza Zaidin - Ingeniero de Pozo, PCCMO

En el Anexo 9.5, se incluye la lista de participantes de la sesión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos.

La sesión fue basada en el procedimiento descrito en la sección anterior empleando la metodología HAZID y el planteamiento general del análisis involucró las siguientes etapas:

- Identificar nodos y actividades;
- Seleccionar una actividad a la vez;
- Describir las actividades realizadas y los eventos que se incluyen en cada actividad;
- Identificar el peligro y el evento principal asociado a esa actividad;

- Asignar un nivel de severidad para afectación a Personas, Ambiente, Activos, sin considerar las salvaguardas;
- Identificar las salvaguardas existentes, tanto preventivas y de mitigación;
- Asignar un nivel de severidad para afectación a Personas, Ambiente, Activos; esta vez considerando salvaguardas;
- Asignar un nivel de probabilidad;
- Obtener la clasificación de riesgo considerando los niveles seleccionados de severidad y probabilidad;
- Cuando las salvaguardas o procedimientos existentes se determinaron insuficientes, el equipo generó recomendaciones para la reducción del riesgo;
- Documentar el proceso y los resultados.

La herramienta electrónica para documentar la sesión fue el software Sphera PHA-Pro ®. PHA-Pro®, software líder para el análisis de riesgos de proceso, es utilizado por las organizaciones para la realización de estudios de riesgo, resultando en procesos más receptivos y eficientes.

PHA-Pro está diseñado para ayudar a las organizaciones a poner en práctica políticas y programas de riesgo a nivel corporativo y ayudar en la adopción de normas y regulaciones de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos, de la Administración de Seguridad y Salud (OSHA por sus siglas en inglés), etc. Es utilizado en industrias del sector petróleo, químico y farmacéutico, entre otros. El software provee la posibilidad de elegir una herramienta de análisis de riesgo en los procesos, en este caso HAZID, y una plantilla para documentar la secuencia básica de la sesión.

En el caso del presente estudio se incluyeron cinco actividades para las operaciones de perforación, estas son: Diseño, construcción (movilización/desmovilización/instalación), operaciones rutinarias, operaciones no rutinarias y abandono.

La descripción de las actividades incluidas dentro del análisis HAZID así como las actividades asociadas se presentan en la Tabla 9.22.

Tabla 9.22 Descripción de las actividades incluidas

#	Actividades	Descripción
1	Diseño	Incluye el plan de exploración, selección de buque de perforación y diseño del pozo de exploración.
2	Construcción (Movilización / Desmovilización/Instalación)	Incluye movilización/desmovilización del buque de perforación dentro del área contractual y hasta el punto de perforación.
3	Actividades rutinarias	Incluye las actividades de perforación. También se incluyen las actividades de mezclado, filtrado y recirculación de lodos de perforación, así como operación del sistema de cementación, transferencia de personal y materiales dentro y fuera de la plataforma de perforación.
4	Actividades no rutinarias	Incluye evacuaciones de emergencia, actividades durante condiciones meteorológicas extremas, terrorismo y mantenimientos mayores no planeados.
5	Abandono	Incluye suspensión o abandono del pozo de exploración.

Fuente: ERM, 2019

Con base en la matriz y definiciones de impacto y probabilidad se evaluaron los niveles de acuerdo a los receptores de impacto sobre la salud e integridad de las personas, el medio ambiente y daños en los activos de acuerdo a las Tabla 9.18,

Tabla 9.19 y Tabla 9.20.

Al mismo tiempo se documentaron los siguientes elementos en el Registro de Peligros y Efectos de la sesión de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgo.

- Peligro identificado
- Causas
- Consecuencia
- Receptor de Impacto
- Evaluación de Riesgo antes de salvaguardas
- Salvaguardas como controles preventivos
- Salvaguardas como controles mitigantes
- Evaluación de Riesgo después de salvaguardas
- Recomendaciones y el responsable
- Comentarios adicionales

9.5.1.4 Resultados de la sesión de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgo

Una vez que se evalúan los niveles de severidad y probabilidad de acuerdo a las definiciones presentadas de la Tabla 9.18 a la Tabla 9.20, se utilizó la matriz de riesgos proporcionada por PCCMO (Tabla 9.17) para determinar el nivel de riesgo para cada escenario considerado.

En el Anexo 9.6 se presenta el Registro de Riesgos del Proyecto de la sesión de identificación de peligros en donde se presentan todos los escenarios identificados durante la sesión, así como el nivel de riesgo asignado a cada uno de los escenarios determinado a partir de la evaluación de los niveles de impacto y probabilidad.

Cada actividad tiene una serie de peligros identificados, cada peligro identificado puede tener una o más causas y cada causa tiene una o más consecuencias asociadas. De esta forma, se realizó el análisis de cada uno de las consecuencias relacionadas con los peligros identificados. Para los peligros identificados en los que no se identificaron consecuencias, se dejó documentado y no se realizó la evaluación de riesgo. En total resultaron 30 peligros, 39 causas y 48 consecuencias evaluadas y jerarquizadas. La distribución por actividad se muestra en la Tabla 9.23.

Tabla 9.23 Número de escenarios evaluados por actividad

Actividades	Número de Peligros Identificados	Número de Causas	Número de consecuencias evaluadas y jerarquizadas
Diseño	1	3	8
Construcción (Movilización / Desmovilización / Instalación)	2	3	3

Actividades	Número de Peligros Identificados	Número de Causas	Número de consecuencias evaluadas y jerarquizadas
Actividades rutinarias	20	24	32
Actividades no rutinarias	6	8	2
Abandono	1	1	3
	Total de peligros = 30	Total de causas = 39	Total de consecuencias = 48

Fuente: ERM, 2019

Notas: Únicamente consecuencias que fueron evaluadas y jerarquizadas fueron contabilizadas.

Para poder identificar los escenarios que son analizados en este reporte se les identificará con un ID de cuatro números con forma X.X.X.X. El primer número del ID establece la Actividad a la que pertenece el escenario (1. Diseño, 2. Construcción Movilización/Desmovilización/Instalación, 3. Operaciones Rutinarias, 4. Operaciones No-Rutinarias, 5. Abandono), el segundo numero corresponde al Peligro Identificado, el tercero a la Causa y el cuarto número a la Consecuencia. Por lo que al mencionar el escenario 1.1.2.2 se refiere a la consecuencia de “Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino” causado por “Pérdida de barreras”, parte del peligro identificado como “Pérdida de control o integridad del pozo” en la actividad de Diseño en el Registro de Peligros y Efectos de la Sesión de identificación de Peligros HAZID (Anexo 9.6)

Como se mencionó anteriormente, cada una de las consecuencias fueron evaluadas con un nivel de severidad y uno de probabilidad, de esta forma se obtuvo una clasificación de riesgo, en la Tabla 9.24, se presenta el número de consecuencias asociadas a cada clasificación de riesgo antes de salvaguardas, de acuerdo a la matriz proporcionada por PCCMO.

Tabla 9.24 Número de consecuencias clasificados por nivel de riesgo antes de salvaguardas

PROBABILIDAD	E Altamente Probable	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto	Muy Alto
	D Probable	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto
	C Posible	Bajo	Bajo 5	Medio 7	Alto 9	Muy Alto 3
	B Improbable	Bajo	Bajo	Bajo 8	Medio 9	Alto 5
	A Altamente Improbable	Bajo	Bajo	Bajo 1	Bajo 1	Medio
		1	2	3	4	5
SEVERIDAD						

También se obtuvo una clasificación de riesgo que fue evaluada y jerarquizada después de salvaguardas, tomando en cuenta los controles preventivos y mitigantes, en la Tabla 9.24, se presenta el número de consecuencias asociadas a cada clasificación de riesgo de acuerdo a la matriz proporcionada por PCCMO.

Tabla 9.25 Número de consecuencias clasificados por nivel de riesgo después de salvaguardas

PROBABILIDAD	E Altamente Probable	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto	Muy Alto
	D Probable	Bajo	Medio	Alto	Muy Alto	Muy Alto
	C Posible	Bajo 1	Bajo	Medio	Alto 1	Muy Alto
	B Improbable	Bajo	Bajo 6	Bajo 25	Medio 10	Alto 2
	A Altamente Improbable	Bajo	Bajo	Bajo 1	Bajo 2	Medio
		1	2	3	4	5
SEVERIDAD						

La Tabla 9.25 fue utilizada para identificar las consecuencias con clasificación de riesgo más alto y de esta forma establecer escenarios sujetos a análisis de consecuencia.

De acuerdo a la información mostrada en la Tabla 9.25, ninguna consecuencia fue evaluada con una clasificación de riesgo después de salvaguardas categorizada como “Muy Alto”, tres (3) consecuencias resultaron con clasificación de riesgo Alto, mientras que se tienen diez (10) consecuencias con clasificación de riesgo Medio y treinta y cinco (35) con nivel de riesgo Bajo.

Las tres consecuencias con mayor clasificación de riesgo (Alto) se presentan en la Tabla 9.26.

Tabla 9.26 Consecuencias evaluadas con mayor clasificación de riesgo después de salvaguardas

ID	Actividad	Peligro Identificado	Causa	Impacto	Receptor	S	P	Evaluación de Riesgo Residual
1.1.1.1	Diseño	Pérdida de control de pozo / integridad de pozo	Influjo de alta presión rompiendo la zapata superficial	Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino	Activos	5	Improbable	Alto
1.1.2.1	Diseño	Pérdida de control de pozo / integridad de pozo	Pérdida de barreras	Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino	Activos	5	Improbable	Alto
3.5.1.1	Operaciones Rutinarias	Accidente de helicóptero	Clima Adverso / Error Humano / Falla Mecánica o Eléctrica	Fatalidad	Personas	4	Posible	Alto

Fuente: Registro de Riesgos del Proyecto (HAZID), ERM, 2019

Se puede observar en Tabla 9.26, que los escenarios relacionados con el peligro “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” fueron categorizados con una clasificación de riesgo después de salvaguardas categorizado como “Alto” debido a que el receptor evaluado son los “Activos” y este evento implica afectaciones económicas importantes. El mismo peligro evaluado para los receptores de medio Ambiente y Personas fueron evaluados con un nivel de riesgo “Mediano” y “Bajo”, respectivamente.

Es importante notar que los escenarios de fuego y explosión analizados en las Registro de Peligros y Efectos no fueron evaluados con un nivel de riesgo residual Alto o Muy Alto. Esto quiere decir que el equipo evaluador consideró que los controles y salvaguardas tanto del buque de perforación (presentadas en la sección 9.6 y documentadas en el Registro de Peligros y Efectos de la sesión de identificación de peligros), como de PCCMO, son considerados adecuados y suficientes para considerar los peligros de fuego y explosión como tolerables soportado por la demostración del criterio ALARP y permiten la correcta administración de riesgos. Al mismo tiempo no se identificaron escenarios de dispersión tóxica debido a que no se espera presencia de H₂S en la reserva. Por estas razones no se procedió a realizar un análisis de consecuencias para los eventos mencionados anteriormente.

Al mismo tiempo, dentro de las tres (3) consecuencias con mayor nivel de riesgo, se identificaron eventos sujetos a análisis de consecuencias los cuales se presentan en la Tabla 9.27 y se analizarán en la siguiente sección.

Tabla 9.27 Consecuencias evaluadas con nivel de riesgo residual sujetos a modelación

ID	Actividad	Riesgo Identificado	Causa	Impacto	Nivel de Severidad	Nivel de Probabilidad	Evaluación de Riesgo Residual
1.1.1.1	Diseño	Pérdida de control de pozo / integridad de pozo	Influjo de alta presión rompiendo la zapata superficial	Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino	5	Improbable	Alto
1.1.2.1	Diseño	Pérdida de control de pozo / integridad de pozo	Pérdida de barreras	Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino	5	Improbable	Alto

Fuente: Registro de Riesgos del Proyecto (HAZID), ERM, 2019

9.5.2 Análisis Cuantitativo de Riesgo

9.5.2.1 Análisis Detallado de Frecuencias

Debido a la etapa actual del proyecto (campaña de exploración) no se procedió a realizar un análisis detallado de frecuencia. Esto se debe principalmente a que el equipo de perforación a utilizar es una estructura prediseñada y construida de acuerdo a estándares internacionales y mejores prácticas por lo que el análisis detallado de los equipos de proceso y auxiliares dentro de ésta, no es parte del alcance del proyecto. De igual forma, para los peligros clasificados con mayores niveles de riesgo, como es la “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo”, al estar en la etapa de exploración, no se cuenta con información detallada respecto a las condiciones de la reserva para poder hacer un análisis detallado sobre la frecuencia del evento. Aun así, como se documentó en el Registro de Peligros y Efectos de la sesión de identificación (Anexo 9.6), fue clasificado con una un nivel de probabilidad “B” implicando que el suceso es improbable.

Al mismo tiempo se cuentan con salvaguardas para la prevención de este escenario, como lo es la columna BOP, la cual es un equipo preventor de reventones, equipado con una serie de válvulas calibradas para soportar hasta 15,000 psi y poder controlar el pozo. El BOP y su sistema de control fueron diseñados de acuerdo a API 6A y 16D y mantenido de acuerdo al estándar API RP 53.

9.5.2.2 Análisis Detallado de Consecuencias

Esta sección tiene como objetivo analizar las consecuencias de los eventos que presentan un mayor nivel de riesgo y por lo tanto se centró de un evento de derrame de Hidrocarburo en el Golfo de México producto de una pérdida de contención del pozo. Este escenario se seleccionó con base en la metodología de identificación y jerarquización descrita anteriormente. Y fue seleccionado para ser modelado considerando que se trata del escenario con un mayor impacto (mayor severidad).

Como se mencionó anteriormente, es importante notar que los escenarios de fuego y explosión analizados en las Registro de Peligros y Efectos no fueron evaluados con un nivel de riesgo residual Alto o Muy Alto. Esto quiere decir que el equipo evaluador consideró que los controles y salvaguardas tanto del buque de perforación (presentadas en la sección 9.6 y documentadas en el Registro de Peligros y Efectos de la sesión de identificación de peligros), como de PCCMO, son considerados adecuados y

suficientes para considerar los peligros de fuego y explosión como tolerables soportado por la demostración del criterio ALARP y permiten la correcta administración de riesgos. Al mismo tiempo no se identificaron escenarios de dispersión tóxica debido a que no se espera presencia de H₂S en la reserva. Por estas razones no se procedió a realizar un análisis de consecuencias para los eventos mencionados anteriormente.

Derrame de hidrocarburo

El modelo del impacto de un derrame accidental de hidrocarburos se realizó utilizando los módulos hidrodinámicos (HDM), químicos y de hidrocarburo (COSIM), módulos de GEMSS® (Sistema de modelado ambiental generalizado para aguas superficiales), software de modelado de aguas superficiales tridimensionales. Para los estudios de impacto ambiental, se aplicará un procedimiento típico al modelo de derrame en modo estocástico para predecir la probabilidad de un impacto de derrame en la superficie del agua, subsuelo y costa. Las condiciones a las que se llevó a cabo la modelación del derrame se obtienen generalmente de la línea de base ambiental, mediciones en campo, datos de monitoreo a largo plazo que puedan estar disponibles dentro del Área del Proyecto.

Las simulaciones realizadas con COSIM fueron usadas para predecir la extensión espacial del hidrocarburo derramado para el caso de Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo. El objetivo de esto es proporcionar un rango de opciones que podrían ocurrir en caso de un derrame y que representan los casos de mayor preocupación para los encargados de responder ante dichos eventos.

Para la duración del reventón se han tomado dos escenarios diferentes:

- Duración de reventón igual a 20 días. La duración corresponde al tiempo necesario para la movilización, instalación y control de pozo por medio del equipo especializado Capping Stack.
- Duración de reventón igual a 90 días. Para este caso se considera el tiempo extremo en donde es necesario la construcción de un pozo de alivio, para controlar el derrame.

Para cada iteración del modelo se simuló una descarga de hidrocarburo con una duración de liberación continua de 20 días y de 90 días, bajo tres temporadas meteoceánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de noviembre a febrero) y seca (de marzo a mayo).

Las iteraciones del modelo fueron ejecutadas dos veces por mes para cinco años de información hidrodinámica y meteorológica (desde el 1 de junio del 2009 hasta el 31 de mayo del 2014) con un total de 120 iteraciones.

Enfoque general

Este estudio evalúa los impactos de dos eventos de reventón no planificados (es decir, emisiones al medio ambiente de naturaleza accidental fuera de las descargas planificadas y efluentes diseñados) en forma de escenarios hipotéticos de derrames de hidrocarburos, que se espera que tengan una probabilidad muy baja de ocurrencia (según el Informe OGP 434-02, 2010).

Dos (2) escenarios evaluados fueron

- Escenario 1: Reventón de petróleo que contempla el tiempo máximo de llegada e instalación del equipo especializado Capping Stack para controlar el reventón. Con una duración 20 días (más 15 días de seguimiento).
- Escenario 2: Reventón de petróleo que contempla el tiempo necesario para la perforación de un pozo de alivio y el posterior control de pozo. Con una duración 90 días (más 30 días de seguimiento).

Cabe señalar que, de conformidad con las mejores prácticas internacionales, estos dos escenarios de modelización se han llevado a cabo partiendo de la hipótesis de que no se aplicarían medidas de respuesta a los derrames de hidrocarburos y de que no se adoptarían medidas de mitigación en el momento del derrame. Por lo tanto, los resultados de la modelización presentan el "peor escenario posible" que podría resultar de un derrame de petróleo en particular.

La evaluación de los impactos sobre las aguas superficiales y el litoral se completó utilizando un enfoque de modelización integral centrado en un único sistema de modelización, GEMSS®. Se utilizaron varios módulos de GEMSS, además de un modelo hidrodinámico externo¹¹, para estimar el transporte y el destino del petróleo liberado.

Se realizaron un total de dos (2) simulaciones probabilísticas (una simulación probabilística para cada Escenario). Cada simulación incluía múltiples iteraciones que cubrían un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas. Estas iteraciones se iniciaron el 1er y 15to día de cada mes durante las temporadas especificadas en el período de cinco años de 2013 a 2017 para el Escenario 1 (un total de 120 iteraciones). Para el Escenario 2, las iteraciones se iniciaron el primer día de cada mes durante las estaciones especificadas durante el mismo período de cinco años (60 iteraciones). Estas iteraciones se dividieron en tres estaciones (estación seca: de marzo a mayo; estación de lluvias: de junio a octubre, y estación anticiclónica: de noviembre a febrero).

Al mismo tiempo, se han identificado tres (3) criterios para analizar los peores casos de cada escenario:

- Criterio 1: Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua
- Criterio 2: Mayor masa de hidrocarburo en las costas
- Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera

Los resultados de la simulación fueron evaluados para tres (3) estaciones climatológicas

- Época seca: de marzo a mayo
- Temporada de lluvias: de junio a octubre
- Temporada Anticiclónica: de noviembre a febrero

Duración estimada del derrame

1. Capping Stack

PCCMO tiene un contrato con la empresa Wild Well Control para el uso de del "capping stack" para las operaciones de perforación en aguas profundas en México. Wild Well Control está familiarizado con la planificación logística para movilizar el "capping stack" a México, ya que han proporcionado cobertura de "Capping stack" a PEMEX desde 2012.

Wild Well Control ofrece un paquete de equipos de respuesta adaptable creado para una variedad de escenarios submarinos. Basado en una amplia experiencia en el control de pozos submarinos, los criterios de diseño del kit proporcionan una calificación de profundidad de 3.8 m, presión de cierre de 15,000 psi y barreras mecánicas duales, con funcionalidad controlada por ROV (Vehículo operado remotamente, por sus siglas en inglés).

El plan de logística comprende la movilización del Capping Stack desde su base en el Reino Unido, y el plan de movilización se presenta en la Tabla 9.28.

¹¹ Para el modelo se utilizaron datos hidrodinámicos (velocidad de la corriente, temperatura y salinidad del agua) del modelo HYCOM.

Tabla 9.28 Plan de logística para la movilización del Equipo de Contención.

Acción	Tiempo (horas)	Tiempo (Días)
El equipo de contención de pozo será movilizado al aeropuerto de Glasgow Prestwick	54	2.25
El Capping Stack será cargado en un avión Boeing 747 o Antanov An-124 y tiempo de tránsito a Houston, EEUU	106	4.42
Llegada del equipo, Aduana y el equipo de contención será transportado vía terrestre a la base de ASCO Houston, TX	60	2.5
Ensamblado del equipo Capping Stack	48	2
Pruebas de Verificación compeltas	14	0.58
El equipo será cargado y amarrado en una embarcación de transporte	36	1.5
El Capping Stack será transportado a la ubicación del Pozo Yaxchilan Este-1EXP en AC4 en el Golfo de Mexico.	53	2.2
El Capping stack será instalado en el cabezal de pozo y se controlará el reventón	108	4.5
Total	479 hr	19.95 días

Fuente: Capping Stack Logisitcs Plan, Wild Well Control, PC Carigali Mexico Operation (PCCMO), Jan 2019

Con esta información se procedió a realizar la modelación de un escenario de derrame hipotético con una descarga continua por 20 días, la cual contempla el tiempo necesario para la instalación y control de pozo por medio de un equipo Capping Stack.

2. Pozo de alivio

La duración del segundo derrame hipotético modelado se estableció tomando en cuenta el tiempo necesario para la perforación de un pozo de alivio en caso de ser necesario. Para el diseño y el tiempo estimado se tomaron en cuenta varios factores críticos, los principales se presentan a continuación.

- El perfil del pozo debería permitir alcanzar al pozo objetivo tan pronto como sea posible.
- La trayectoria de los pozos de alivio potenciales será definida para interceptar al pozo Yaxchilan Este-1EXP
- Movilización del equipo de perforación a utilizar

Se estima que el tiempo necesario para la perforación de un pozo de alivio y el control del pozo, considerando los factores previamente mencionados, es de aproximadamente 30 días a partir de que el equipo de respuesta decida esta medida para controlar el pozo en caso de derrame. El tiempo estimado para la perforación del pozo de alivio se muestra en la Tabla 9.29.

Tabla 9.29 Tiempo estimado necesario para construcción de pozo de alivio

Acción	Tiempo (Días)
Mobilización de Unidad de Perforación	3
Perforación de Pozo de alivio a objetivo a 3275 m TVD	43
30 Corridas de alcance (<i>Ranging run</i>) (1.2 días cada una)	37
Imprevistos	7
Total	90 días

Fuente: Información proporcionada por PCCMO, 2019

Cabe mencionar que se asume que una unidad de perforación estará disponible en el Golfo de México (GdM) debido que existe un acuerdo común entre operadores y contratistas de la industria costa afuera en el que en caso de que exista una emergencia se apoyaran mutuamente. Es común que, en eventos de pérdida de control de pozo o reventones, operadores cercanos de plataformas de perforación ofrezcan su disponibilidad y equipo para atender a la emergencia. Al mismo tiempo, actualmente, existen una gran cantidad de proyectos petroleros en el GdM tanto en México como en EE.UU, por lo que incrementa más aun la probabilidad de disponibilidad de una unidad de perforación en caso de una emergencia.

Al mismo tiempo, el número de días estimados para perforar el pozo de alivio presentados en esta sección no deben de ser tomados como una versión definitiva y dependiendo de las condiciones actuales podrán modificarse en función de la situación, los resultados reales durante la operación de perforación, la disponibilidad de los equipos de apoyo y la disponibilidad de servicios.

Con esta información se procedió a realizar la modelación de un escenario de derrame hipotético con una descarga continua por 90 días, la cual contempla el tiempo necesario para la construcción de un pozo de alivio con el fin de controlar el pozo.

Estimación de flujo de descarga

Para la estimación de flujo de descarga se utilizó un estudio de evaluación de reventón de pozo realizado por PCCMO previamente respecto al AC4¹². A partir de este se obtuvieron los datos para el flujo de descarga del peor escenario posible. A continuación, se presenta la metodología y los resultados del estudio de evaluación de pozo realizado previamente para la estimación de flujo de descarga.

PCCMO solicitó que Wild Well Control provea modelado de tasas de descarga (BRM) para el pozo Yaxchilán Este-1EXP. El pozo está ubicado en el Golfo de México con una profundidad de 1,085m. El análisis cubre dos escenarios de reventón que resultan de una pérdida de contención durante las operaciones de perforación en la sección de perforación de 12 ¼" piloto x 22" con exposición al Oligoceno, así como la sección de perforación de 12 ¼" con exposición combinada a las formaciones Cretácica y Jurásica. Los escenarios representan el peor caso desde una perspectiva de restricción de flujo y de alcance donde no hay barras de perforación en el pozo en el momento del reventón.

Para las simulaciones se utilizó Prosper (Petroleum Experts). PROSPER es un programa de rendimiento, diseño y optimización de pozos para modelar la mayoría de los tipos de configuraciones de pozos que se encuentran hoy en día en la industria mundial del petróleo y el gas. PROSPER ayuda a los ingenieros de producción o de yacimientos a predecir la hidráulica de tuberías y ductos y las temperaturas con

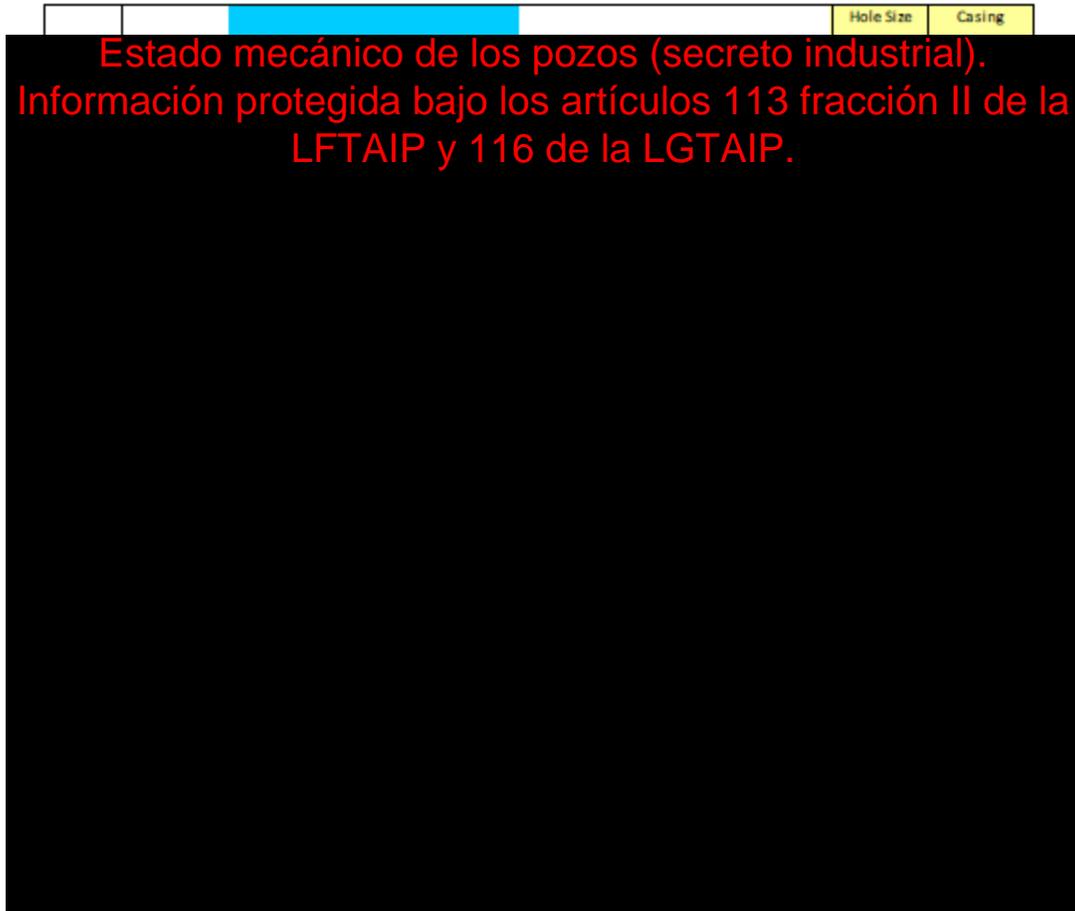
¹² "Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yaxchilán-1", Rev B, Wild Well Control, Petronas Carigalli, 2019.

precisión y velocidad. Las características de cálculo de sensibilidad de PROSPER permiten optimizar los diseños de pozos existentes y evaluar los efectos de futuros cambios en los parámetros del sistema. PROSPER está diseñado para permitir la construcción de modelos de pozo confiables y consistentes, con la capacidad de abordar cada aspecto del modelado del pozo: PVT (caracterización de fluidos, presión, temperatura, volumen), correlaciones VLP (Vertical Lift Performance, para el cálculo de la línea de flujo y la pérdida de presión de la tubería) y IPR (Inflow Performance Relationship). Al modelar cada componente del sistema de pozo productor, el usuario puede verificar cada subsistema del modelo mediante la comparación de rendimiento. Una vez que un modelo de sistema de pozo ha sido ajustado a los datos reales de campo, PROSPER puede ser utilizado con confianza para modelar el pozo en diferentes escenarios y para hacer predicciones de la presión del yacimiento basadas en los datos de producción de la superficie. PROSPER proporciona características únicas que ajustan el PVT, correlaciones de flujo multifásico y el IPR para que coincidan con los datos de campo medidos, lo que permite construir un modelo coherente antes de utilizarlo en la predicción del pozo.

La estimación del flujo de descarga potencial de un pozo durante un reventón se logra evaluando el flujo de entrada del yacimiento y el flujo de salida a través del diámetro del pozo. La relación de desempeño del flujo de entrada (*Inflow Performance Relationship*-IPR) representa la capacidad del yacimiento para flujo de fluidos producidos desde el espacio poroso de la roca hacia el pozo. El rendimiento de elevación vertical (*Vertical lift Performance* - VLP) describe la caída de presión de flujo total contra el depósito. Esta caída de presión es una combinación de la presión hidrostática de los fluidos del yacimiento y la fricción inducida por su movimiento hacia el diámetro del pozo.

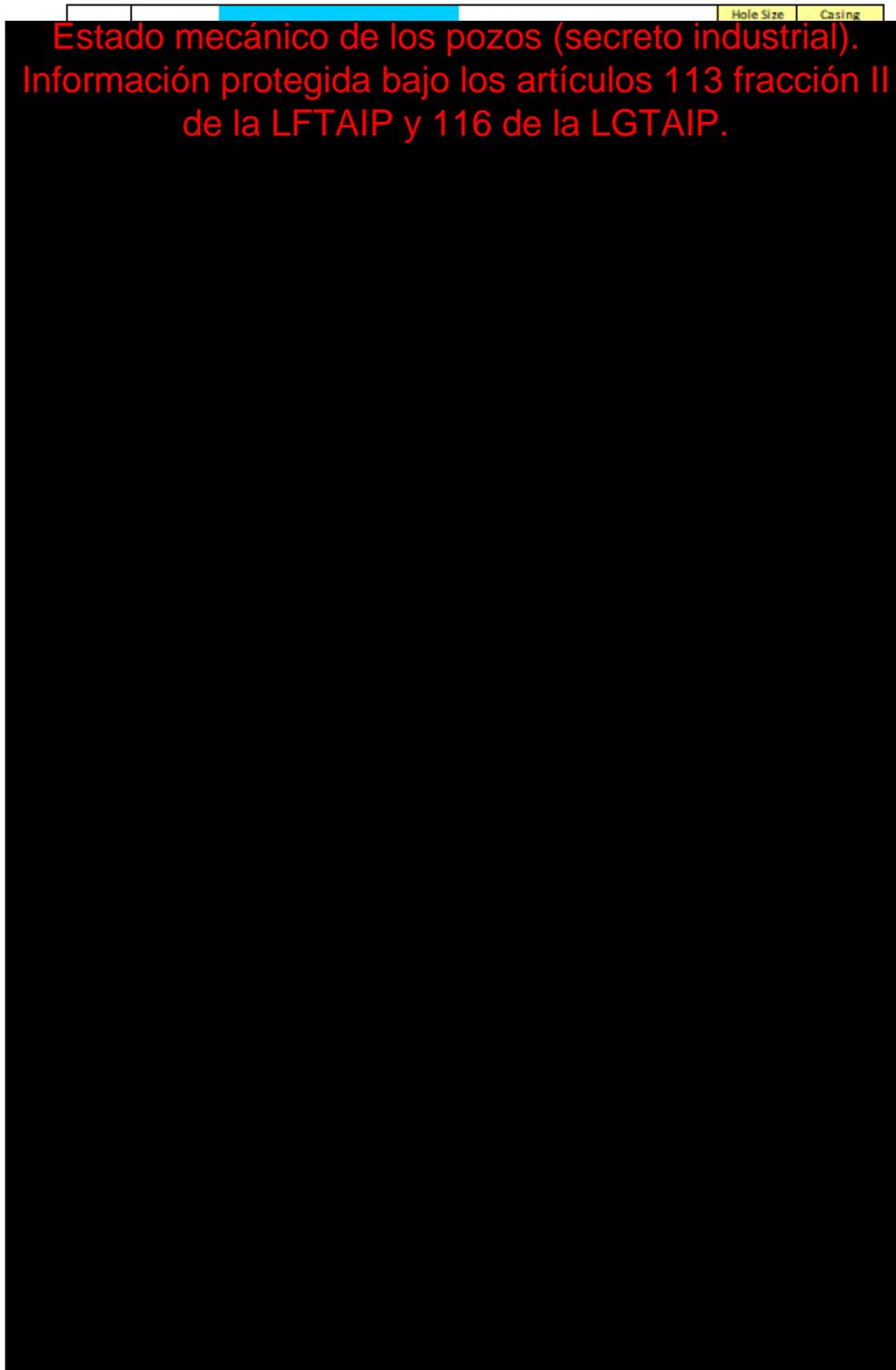
Se examinaron dos escenarios de reventón para el modelado y análisis de la tasa de descarga de reventón. Cada escenario asume un reventón de la línea de lodo sin sarta de perforación en el pozo. En las Figura 9.9 y Figura 9.10 se presentan las trayectorias de ambos escenarios.

1. Una reventón del Oligoceno mientras se perfora la sección del agujero de 12 ¼" x 22" después de la tubería de revestimiento de 22".
2. Una reventón del Cretácico y el Jurásico mientras se perfora la sección de agujeros de 12 ¼" después de la tubería de 13 ⅝".



Fuente: "Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yaxchilan Este-1EXP", 2019

Figura 9.9 Trayectoria de reventón de Escenario 1 – Sección de pozo de 12 ¼" x 2"- Reventón en el Oligoceno



Fuente: "Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yaxchilán Este-1EXP", 2019

Figura 9.10 Trayectoria de reventón de Escenario 2 – Sección de pozo de 12 ¼" - Reventón en el Cretácico y el Jurásico

Información y Datos

En la Tabla 9.30 se presentan los datos y la información respecto a las propiedades de la reserva y del fluido, proporcionada por PCCMO, para la determinación del flujo de descarga de ambos pozos.

Tabla 9.30 Parámetros y Propiedades de Alimentación para el modelo

	Oligoceno	Cretáceo	Jurásico
Modelo de flujo de salida	Petroleum Experts 2	Petroleum Experts 2	Petroleum Experts 2
Fluido	Petróleo	Petróleo	Petróleo
Presión de la reserva ppg	9.2-11.2	13.5	13.5
Permeabilidad, md	50	750	70
Espesor Bruto, m	570	340	300
Espesor Neto, m	342	102	150
Temperatura de la reserva, °C	43.5	92.5	103
Dietz	31.6	31.6	31.6
Gravedad Especifica gas, SG	0.7	0.7	0.7
Gravedad especifica condensado, °API	35	35	35
GOR, scf/stb	750	900	900
Salinidad del Agua, ppm	10,000	10,000	10,000
Porcentaje Mol H ₂ S	0	0	0
Porcentaje mol CO ₂	0	0	0
Porcentaje mol N ₂	0	0	0

Fuente "Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yaxchilan Este-1EXP", 2019

Suposiciones

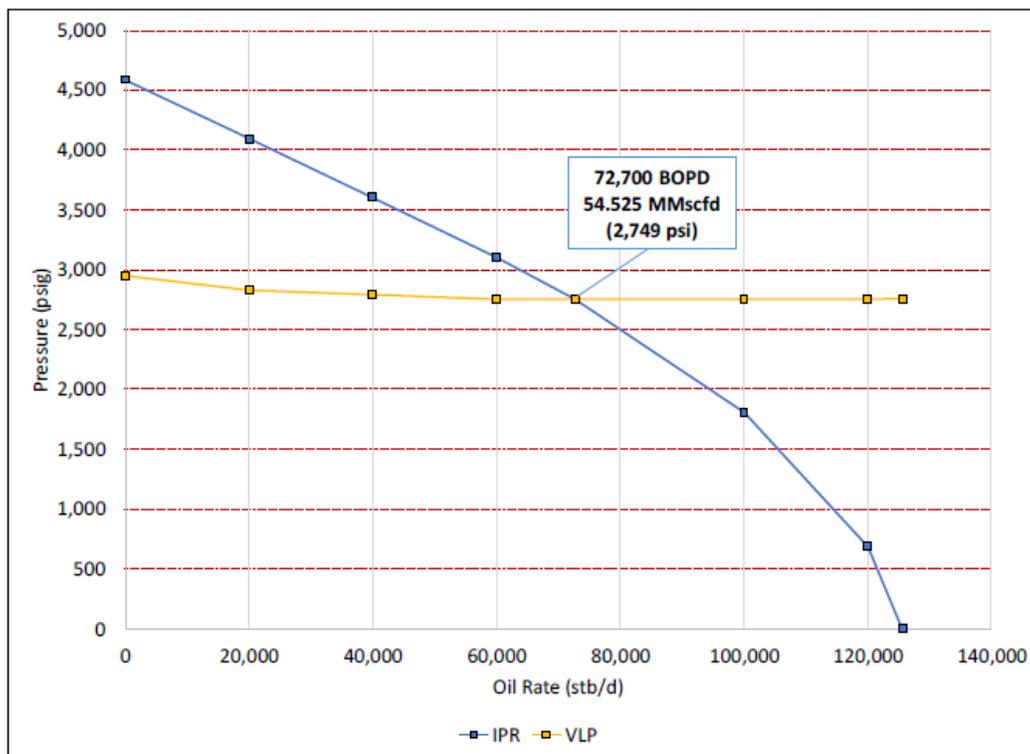
Los supuestos principales cumplen con las recomendaciones oficiales del BOEM NTL 2010-N06 sobre la descarga en el peor de los casos de pozos en alta mar y con las directrices de la SPE para cumplir con las recomendaciones del BOEM. Wild Well utilizó los siguientes supuestos de acuerdo con los documentos mencionados anteriormente:

- Presión límite de salida en la línea de lodo y es igual a la presión hidrostática ejercida por una columna de agua de mar (1,580 psi).
- No hay sarta de perforación de perforación ni sarta de trabajo presentes en el pozo.
- Sin restricción de flujo a través de BOPs o cabezales de pozo (supuestamente erosionados o no cerrados)
- Radio de taladro constante (sin puenteo de taladros ni desprendimiento de la formación de taladros)

- No hay bloqueo de hidratos ni taponamiento de asfaltenos
- Sin daño mecánica / factor de daño (*mechanical skin*)
- Características del yacimiento suministradas por el cliente
- No se considera el agotamiento del yacimiento

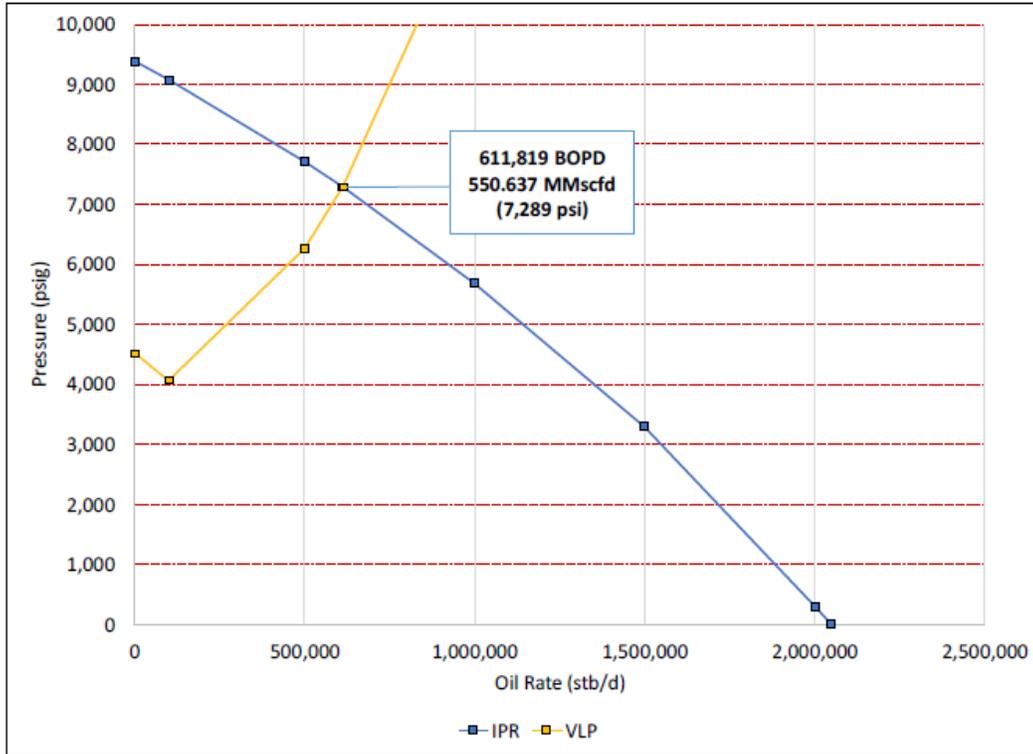
Gráficos del sistema

El IPR para un pozo es la relación entre la presión de flujo en el yacimiento y el caudal. Las curvas IPR fueron generadas usando PROSPER desarrollado por Petroleum Experts Limited (Petex). Se utilizó un enfoque tradicional de petróleo negro con el modelo de fluido de petróleo y agua y las correlaciones estándar. En estos cálculos se utilizó un factor de daño (*skin factor*) de cero. El VLP se calculó utilizando la correlación Petroleum Experts 2. Esta correlación combina las mejores características de las correlaciones existentes y utiliza correlaciones variables según el régimen de flujo. En la Figura 9.11 y Figura 9.12 se presentan los gráficos para cada uno de los escenarios analizados.



Fuente: “Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yachilan Este-1EXP”, 2019

Figura 9.11 Gráfico del Sistema del escenario 1-Oligoceno



Fuente: “Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yaxchilan Este-1EXP”, 2019

Figura 9.12 Gráfico del Sistema del escenario 2 – Cretácico y Jurásico

Resultados de flujo de descarga

El resumen de los resultados de flujo de descarga del estudio se presente a continuación (Tabla 9.31)

Tabla 9.31 Resumen de Resultados de modelado de flujo de descarga

Escenario	Sección de pozo	Reserva	Flujo de Petróleo	Flujo de Gas
1	12 ¼" x 22"	Oligoceno	72,700 stb/d	54.525 MMscfd
2	12 ¼"	Cretácico y Jurásico	611,819 stb/d	550.64 MMscfd

Fuente: “Blowout Rate Modeling, Relief Well planning, and Dynamic Kill Analysis Gulf of Mexico Block 4 Yaxchilan Este-1EXP”, 2019

A partir de estos resultados el índice de flujo esperado de petróleo liberado del WCD submarino para el caso más desfavorable (mayor flujo) es de aproximadamente **611,819 stb/d**, con un volumen total liberado de aproximadamente **55,063,710 stb** en 90 días y **12,236,380 stb** en 20 días.

Por lo tanto, para los propósitos de la simulación se procedió a utilizar el valor **611,819 stb/d** para las modelaciones de derrame. Es importante mencionar que este flujo de descarga es correspondiente al peor de los casos, por lo que si el evento fuera a suceder el flujo probablemente sería considerablemente menor.

Metodología utilizada

La evaluación de derrames potenciales de hidrocarburos en el Golfo de México debido a la operación del Proyecto, se realizó con el modelo Generalized Environmental Modeling System for Surfacewaters (GEMSS®) y su módulo de derrames de hidrocarburos, Módulo de Impacto de Derrames de Químicos e Hidrocarburos (COSIM por sus siglas en inglés). Detalles sobre la formulación teórica de COSIM se describen en Kolluru, et al. (1994).

Una aplicación COSIM requiere tres tipos de datos:

- *Espaciales*: principalmente de, la línea costera y la batimetría del cuerpo de agua (en este caso el GdM), pero también de, las ubicaciones, las elevaciones y las configuraciones de estructuras construidas.
- *Temporales*: es decir, datos que varían con el tiempo y definen las corrientes y las condiciones meteorológicas, así como los índices de liberación del derrame; y
- *Propiedades químicas y proporciones volumétricas* de las sustancias derramadas.

Para su ingreso al modelo, los datos espaciales se codifican primariamente en dos archivos de entrada: el de control y la batimetría. Los datos de estos archivos están geo-referenciados. Los datos temporales se codifican en varios archivos, cada uno de los cuales representa un conjunto de condiciones que varían con el tiempo. Cada registro en los archivos de condiciones límite tiene un sello de año-mes-día-hora-minuto. Los valores de propiedades químicas y proporciones volumétricas se almacenan en una base de datos que lee el archivo de control de COSIM. Esta base de datos contiene las propiedades de varios químicos y tipos de hidrocarburos y los compuestos que los conforman.

Los modelos numéricos hidrodinámicos y de transporte que varían con el tiempo se pueden ejecutar en dos modos: determinista y estocástico. Las simulaciones deterministas se usan primariamente para análisis retrospectivos, es decir, reproducir un período histórico usando conjuntos de datos que representan las condiciones reales del período histórico que se simula.

Los modelos probabilísticos pueden ejecutar múltiples iteraciones en fechas aleatorias durante un período de muchos años. La simulación usa los vientos observados y las corrientes modeladas a partir de las fechas de inicio seleccionadas. Este proceso se repite varias veces para simular un rango de condiciones. En este estudio, en lugar de usar un enfoque estocástico para elegir fechas de inicio al azar, se eligieron fechas de inicio a intervalos uniformes durante todo el período de estudio del escenario.

El modo estocástico (o probabilístico) permite el análisis prospectivo de los resultados del modelo mediante el muestreo repetido de una representación estadística de los datos temporales. Se ejecuta el modelo varias veces y se resumen los resultados como diagramas de probabilidad.

Diagramas de Probabilidad y Control de COSIM

Los resultados de los modelos de derrames de hidrocarburos que pronostican eventos hipotéticos, por lo general se muestran como diagramas de probabilidad que tienen por objeto representar el rango de ubicaciones potencialmente afectadas debido a la presencia del hidrocarburo bajo las condiciones que definen el escenario y la simulación. Estos diagramas de probabilidad son el resultado de combinar varias iteraciones en las que una iteración individual representa un único evento de derrame. Así, el uso de varias iteraciones presenta un resumen de todos los resultados potenciales.

En cada ubicación de una cuadrícula a una frecuencia especificada (p.ej. cada hora), la concentración del componente en cuestión se organiza en una serie de cajas, una caja para cada rango. Un ejemplo podría ser una caja que representa un rango de concentraciones de químicos de 0.0 a 0.2 miligramos/litro (mg/l).

En los análisis probabilísticos, para cada una de las simulaciones y para cada incremento de tiempo en cada celda de la superficie, se realiza un conteo si se determina que un mínimo de una sola partícula de hidrocarburo alcanza esa celda. Para cada iteración, se puede contar una celda una sola vez. Al final de todas las simulaciones, se presentan los resultados como el porcentaje de tiempo en que una partícula alcanzó la celda al menos una vez durante cada una de las simulaciones. Los resultados se presentan en mapas con cuadrícula de celdas de la superficie, a las cuales se les puede colocar un contorno. El mapa de contorno resultante se puede interpretar como la probabilidad de que al menos una sola partícula de hidrocarburo alcance esa ubicación. Por lo general, la caja de contorno mínima es el valor de un conteo en la cantidad total de iteraciones. Por ejemplo, si había hidrocarburo presente en una celda de la cuadrícula de la costa una vez en 25 iteraciones en total, el valor mínimo del contorno de probabilidad es 4%.

Cabe mencionar que los resúmenes probabilísticos no representan el resultado de un solo derrame; más bien, estos resúmenes muestran la probabilidad de que haya hidrocarburo presente en varias ubicaciones. Una sola iteración, que representa un evento de derrame individual, cubriría solo una porción del área que se muestra.

Se define la deposición superficial significativa de hidrocarburo como todo el hidrocarburo que tenga un espesor por encima del umbral de espesor mínimo, valor que delinea dónde se hace visible el hidrocarburo y debajo del cual la biota acuática estaría en riesgo casi nulo de asfixiarse por el hidrocarburo. Tal y como se muestra en la Tabla 9.32, el primer hidrocarburo claramente visible se ve como un lustre plateado a espesores entre 0.04 micrómetros (μm) y 0.3 μm sobre la base de los valores catalogados en el Código de Apariencia de los Hidrocarburos del Acuerdo de Bonn 2006 (BAOAC) (Lewis 2007).

Tabla 9.32 Descripción de los Espesores del Hidrocarburo.

Color	Espesor (μm)
Color plateado	0.04 – 0.3
Color arco iris	0.3 – 5
Metálico	5 – 50
Color verdadero discontinuo	50 – 200
Color verdadero continuo	200 y más

Fuente: ERM, 2018

μm = micrómetros

Se definió el valor mínimo del umbral de espesor como 0.1 μm . El hidrocarburo de este espesor puede ser visible y potencialmente verse en la costa con un color plateado, pero no se espera que cause daños físicos (p. ej., deposición de hidrocarburo, asfixia) a la vida silvestre que entre en contacto con el mismo. El resultado del modelo de deposición de hidrocarburo visible en la superficie y el tiempo mínimo para impactar la costa se filtra para eliminar el hidrocarburo de menos de 0.1 μm de espesor.

Se realizaron investigaciones para estimar los valores umbrales de exposición para aves y mamíferos que entran en contacto con una capa oleosa. Peakall et al. (Peakall et al. 1985) y French (French 2009) hallaron que las capas oleosas de hidrocarburo de menos de 1 μm no eran perjudiciales para las aves marinas; por eso, se eligió la exposición al Hidrocarburo visible entre 0.1 μm y 1.0 μm como el rango de espesor de bajo riesgo. Estudios adicionales hallaron que las aves y los mamíferos marinos pueden verse afectados a espesor de capa oleosa en el rango de 10 μm a 25 μm [Engelhardt 1983, Clark 1984, Geraci and St. Aubin 1988, Jenssen 1994 y Scholten et al. 1996]. Así, el rango del umbral de exposición media comienza en el umbral de impacto en la vida silvestre para Hidrocarburo de 1 μm de espesor,

mientras que se define el umbral de exposición alta como todo el hidrocarburo con un espesor de más de 10 μm (ver Tabla 9.33).

Tabla 9.33 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.

Rango de espesores (μm)	Umbrales de exposición al espesor
0.1 – 1.0	Bajo (umbral de visibilidad)
1.0 – 10.0	Medio (umbral de impacto en la vida silvestre)
> 10.0	Alto

Fuente: ERM, 2018

μm = micrómetros
Umbrales de COSIM

En la Tabla 9.34 se presenta un resumen de la importancia de los resultados del modelo de derrames y cómo se pueden usar en una evaluación general de riesgos con base a diferentes componentes. Esto componentes son: términos de la probabilidad de que el hidrocarburo entre en contacto con el agua, la distribución espacial de la capa oleosa de la superficie, el espesor del hidrocarburo, la probabilidad de que el hidrocarburo llegue a la costa, el tiempo que tarda el hidrocarburo en desplazarse a varias ubicaciones, así como las concentraciones de hidrocarburos aromáticos disueltos (HAD).

Tabla 9.34 Resultados del modelo COSIM.

Componente de los resultados	Importancia de la información	Uso potencial de la información
Distribución geográfica y probabilidad de la capa oleosa	Entender el riesgo relativo y el alcance de un evento de derrame	Análisis de riesgos y planificación de respuestas
Distribución geográfica de los espesores del hidrocarburo	Entender el alcance de una masa de hidrocarburo significativa por área y el riesgo de que la biota se asfíxie	Planificación de respuestas y efectos ecológicos
Probabilidad de deposición de hidrocarburo en las costas y tiempo de llegada	Entender el riesgo para los receptores costeros y el alcance de la deposición de hidrocarburo en las costas	Análisis de riesgo y planificación de respuestas (tiempo para interceptar antes de que el hidrocarburo se deposite en las costas o alcance de la limpieza)
Concentraciones de HAD (Hidrocarburos Aromáticos Disueltos)	Las fracciones disueltas presentan un riesgo y un problema de respuesta diferentes de los de las formas en vapor y líquido libre de los productos y tienen implicaciones para la vida acuática	Evaluación de toxicidad acuática y riesgo ecológico

Fuente: ERM, 2019

Para la presentación de resultados, se usaron dos suposiciones de umbrales críticos en el diseño de los modelos y la interpretación de los resultados. Estas suposiciones abordan los umbrales críticos para el espesor de las capas oleosas del hidrocarburo y las concentraciones de HAD, así como la relación directa con los efectos ecológicos (Tabla 9.35).

Tabla 9.35 Suposiciones de Umbrales.

Suposición	Valor	Importancia	Fuente
Espesor significativo de la mancha	0.1 μm y 1.0 μm	Visibilidad del hidrocarburo (respuesta a derrame) y espesor mínimo para asfixiar organismos y vida silvestre acuáticos. Rango de espesores de asfixia mínimos 1-10 μm citados en la literatura.	Peakall et al. (1985); French (2009)
Flujo en línea costera	100 g oil/m ² de costa	Proporciona un límite inferior para delinear la importancia del impacto en la vida silvestre que entra en contacto con los depósitos de la costa.	French-McCay (2009)
Concentraciones críticas de HAD	5 partes por mil millones (ppb)	Umbral conservador 1 a 2 órdenes de magnitud debajo de LC50 (50 por ciento de mortalidad) para impactos narcóticos agudos en organismos acuáticos sensibles.	ANZECC y ARMCANZ (2000) y French (2000)

Fuente: ERM, 2018

μm = micrómetros; ppb = partes por billón.

Diseño de escenario

Como se mencionó anteriormente, dos (2) escenarios de reventón fueron evaluados:

- Escenario 1: Reventón de crudo desde el cabezal de pozo hasta que se instala un Capping Stack para controlar el pozo. (20 días)
- Escenario 2: Reventón de crudo desde la cabeza del pozo hasta que se construye un pozo de alivio para controlar el pozo (90 días)

Se realizaron un total de dos (2) simulaciones probabilísticas (una simulación probabilística para cada Escenario). Cada simulación incluía múltiples iteraciones que cubrían un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas. Estas iteraciones se iniciaron el 1er y 15to día de cada mes durante las temporadas especificadas en el período de cinco años de 2013 a 2017 para el Escenario 1 (un total de 120 iteraciones). Para el Escenario 2, las iteraciones se iniciaron el primer día de cada mes durante las estaciones especificadas durante el mismo período de cinco años (60 iteraciones). Estas iteraciones se dividieron en tres estaciones (estación seca: de marzo a mayo; estación de lluvias: de junio a octubre, y estación anticiclónica: de noviembre a febrero).

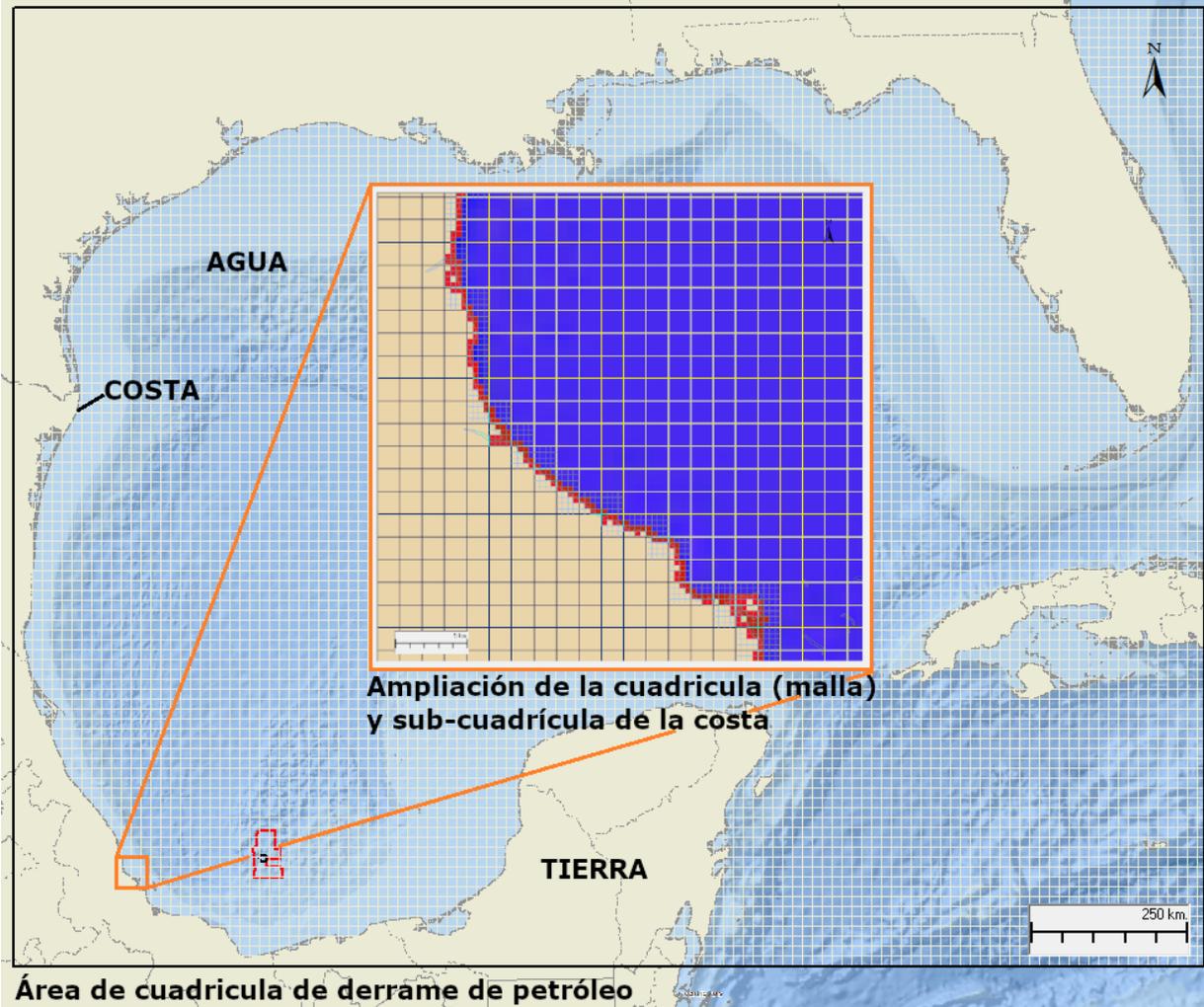
La Tabla 9.36 presenta el volumen del derrame, la tasa de descarga, la relación gas a petróleo, la duración del derrame y de la simulación y la profundidad de liberación. El modelo se ejecutó para simular 35 días para el escenario 1 y 120 días para el escenario 2.

Tabla 9.36 Descripción de escenarios

Escenario	Descripción	Parámetros de descarga	Duración de Derrame / Simulación	Profundidad de liberación
Escenario 1	Reventón de Crudo Capping Stack	Volumen: 1,945,429 m ³ (12,236,380 stb) Tasa de Descarga: 1.126 m ³ /s/ (611,819 stb/día) Gas to Oil ratio (GOR): 900 scf/stb	20 días / 35 días (20 días + 15 días de seguimiento)	1,085 m
Escenario 2	Reventón de Crudo Pozo de Alivio	Volumen: 8,754,431 m ³ (55,063,710 stb) Tasa de Descarga: 1.126 m ³ /s/ (611,819 stb/día) Gas to Oil ratio (GOR): 900 scf/stb	90 días / 120 días (90 días + 30 días de seguimiento)	1,085 m

Fuente: ERM, 2019

Se construyó una cuadrícula de 1219 por 983 celdas para cubrir un área de aproximadamente 1,828.5 km por 1,475.5 km en las direcciones este-oeste y norte-sur, respectivamente. Cada celda de la cuadrícula se clasificó como terrestre, acuática o costera. Las partículas que representan el crudo sólo pueden moverse en las celdas de agua. Cada red de agua tiene asignado un valor de profundidad. Las celdas de la cuadrícula de la línea costera, que actúan como una barrera entre el agua y las celdas terrestres, se dividieron a su vez en 16 celdas de la subred para proporcionar una delineación más precisa de la línea costera. El empetrolamiento costero ocurre cuando una partícula modelada entra en contacto con una célula costera. La cuadrícula de derrame de petróleo, con una muestra de la subcuadrícula de la línea costera, se muestra en la Figura 9.13



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.13 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa

Los compuestos químicos dentro del crudo varían en términos de solubilidad, presión de vapor, densidad y otras propiedades. Como tal, el destino del crudo también variará compuesto por compuesto, de manera que, con el tiempo, los componentes solubles y volátiles saldrán del crudo líquido dejando atrás un crudo más insoluble y no volátil. Para efectos de la simulación en este estudio, el crudo se divide en varias clases principales de componentes, de modo que el destino de cada clase puede calcularse por separado.

COSIM calcula el destino y el transporte de cada componente del hidrocarburo por separado. El volumen total liberado se divide entre cada grupo de componentes sobre la base de las proporciones de masa descritas en el ensayo. Las proporciones de masa se convierten a proporciones volumétricas sobre la base de la densidad promedio de cada grupo de componentes.

PCCMO proporcionó algunas propiedades para el petróleo crudo, pero no se dispuso de información química detallado para este estudio, debido a la etapa actual del proyecto (exploración). De la base de datos de ERM, se utilizó en las simulaciones un tipo de petróleo crudo genérico, cuyas propiedades

físicas se aproximan a las propiedades del petróleo crudo proporcionadas por PCCMO. Al mismo tiempo no se consideró H₂S en la composición por que no se espera presencia de este compuesto en el prospecto. De acuerdo con la información proporcionada por PCCMO, el fluido del yacimiento se definió con una Gravedad API de aceite de 35 (correspondiente a una gravedad específica de 0.8498), una gravedad específica de gas de 0.70, y una relación gas/petróleo (GOR) de 900 scf/stb. Utilizando información adicional obtenida de la base de datos de ERM sobre las propiedades del petróleo crudo compilada a partir de otros ensayos, las propiedades de los componentes del petróleo crudo y su composición se simplificaron en los nueve grupos presentados en la Tabla 9.37.

Tabla 9.37 Proporción volumétrica del crudo

Componente	Porcentaje Molar (%)
Monocromáticos	1.00%
Poliaromáticos C5-C6	1.00%
Poliaromáticos C7-C10	1.00%
Cicloalcanos	1.65%
Alifáticos C5-C6	5.56%
Alifáticos C7-C10	13.62%
Alifáticos C11-C17	22.24%
Alifáticos C18-C22	11.20%
Alifáticos C23-C40+	42.73%
TOTAL	100.00%

Fuente: ERM, 2019.

Resultados del escenario

Los resúmenes de los resultados de la modelación de derrames de petróleo de las iteraciones del caso más desfavorable de dos escenarios de reventón de crudo (Instalación de Capping Stack y Construcción del pozo de alivio), junto con sus probabilidades de empetrolamiento de la línea costera, se presentan en la Tabla 9.38 y en la Tabla 9.39.

Tabla 9.38 Resultados del Modelo – Escenario 1 Capping Stack

Temporada	Criterio 1: Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral 1 µm (km²)	Criterio 1: Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral 10µm (km²)	Criterio 1: Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD (km²)	Criterio 2: Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Longitud de Costa en México (km)	Criterio 2: Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Longitud de Costa en otros países(km)	Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera (días)	Probabilidad de contacto de petróleo con alguna línea costera
Seca	309,020	192,368	25,567	564	0	9.75	100.00%
Lluviosa	286,511	159,406	44,447	276	0	8.25	87.50%
Anticiclónica	329,256	161,030	45,245	526	0	9.50	96.00%

Fuente: ERM, 2019

Tabla 9.39 Resultados del Modelo – Escenario 2 Pozo de Alivio

Temporada	Criterio 1: Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral 1 µm (km²)	Criterio 1: Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral 10µm (km²)	Criterio 1: Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD (km²)	Criterio 2: Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Longitud de Costa en México (km)	Criterio 2: Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Longitud de Costa en otros países (km)	Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera (días)	Probabilidad de contacto de petróleo con alguna línea costera
Seca	995,168	943,648	179,186	1,144	172	9.25	100.00%
Lluviosa	796,140	743,348	230,379	1,182	216	8.25	100.00%
Anticiclónica	965,941	386,633	266,681	1,298	126	10.50	100.00%

Fuente: ERM, 2019

9.5.2.3 Representación en Planos de los Resultados de la Simulación de Consecuencia (Radios de Afectación)

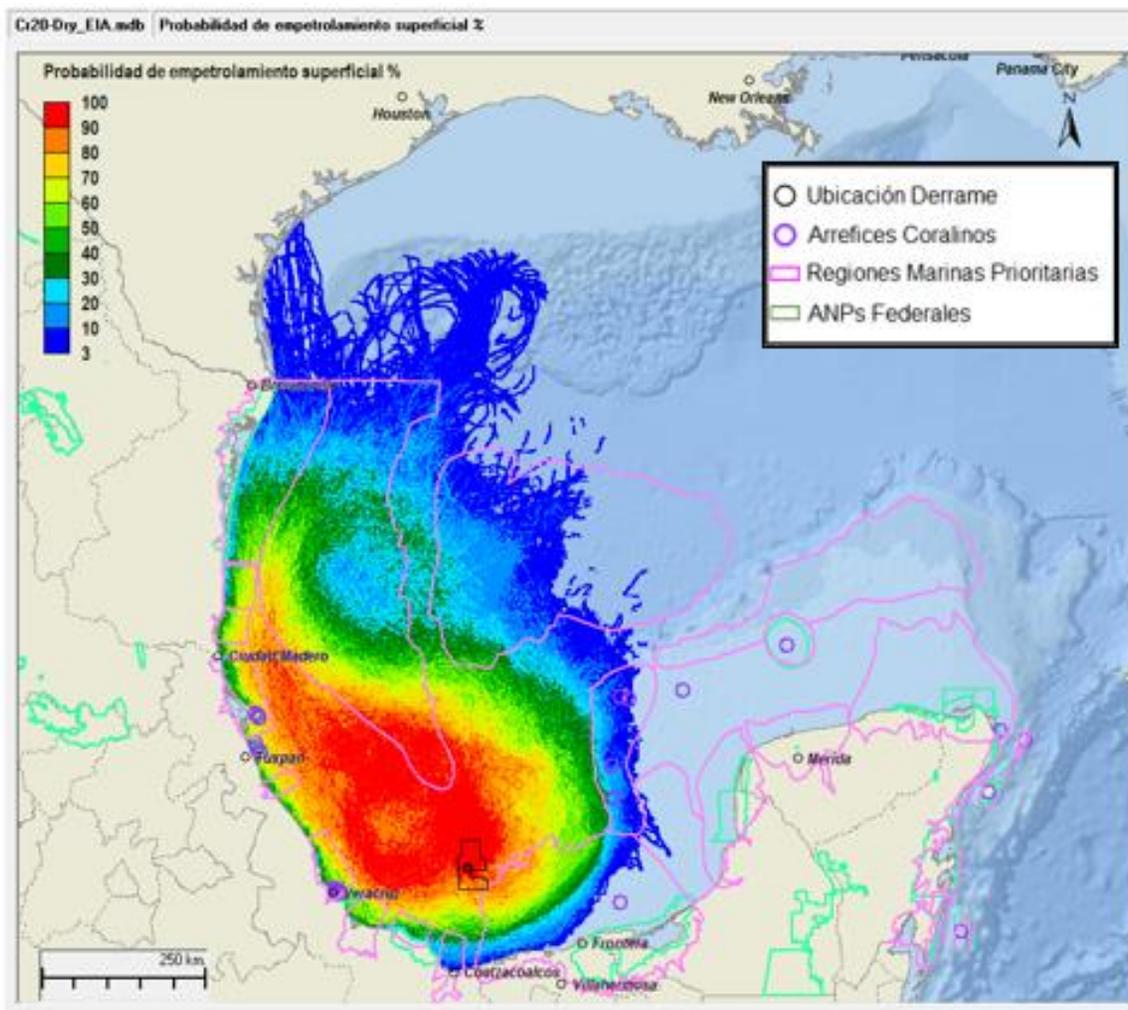
Escenario 1 Reventón de Crudo con instalación de Capping Stack

De la Figura 9.14 a la Figura 9.16 se presentan los gráficos probabilísticos del petróleo visible (espesor > 0.1 μm) después de 35 días en caso de que un reventón de crudo durara 20 días en la ubicación del pozo de exploración (Yaxchilán Este-1EXP) durante tres temporadas. El área de las trayectorias potenciales de la superficie se presenta de acuerdo con la probabilidad de que el petróleo viaje a un lugar determinado al menos una vez durante el análisis quinquenal. La iteración inicial de las simulaciones espaciadas uniformemente a lo largo del período de cinco años proporciona una variedad de combinaciones de viento y corrientes oceánicas para predecir el rango de posibles trayectorias de derrames. En general, el petróleo se esparce en todas las direcciones desde la ubicación de la perforación, pero se mueve hacia las direcciones oeste y norte. En las tres estaciones, el petróleo llega hasta la frontera mexicana con Estados Unidos (Brownsville) y más allá. En caso de un reventón de 20 días, la probabilidad de que el petróleo llegue a las costas de Ciudad Madero es superior al 90% en las estaciones seca y lluviosa, y puede llegar hasta el 60% en la temporada anticiclónica.

De la Figura 9.17 a la Figura 9.19 se presenta la probabilidad de que se deposite un nivel significativo de hidrocarburos en la costa (>100 g/m^2) en las temporadas seca, lluviosa y anticiclónica para el caso de que se produzca un reventón de crudo durante el tiempo necesario para la instalación del Capping Stack. En las tres temporadas, la mayor parte de la extensión de la línea costera entre la ciudad Frontera (Tabasco) y la frontera de México con los Estados Unidos (Brownsville) recibe petróleo por encima del umbral significativo de contaminación de la línea costera (100 g/m^2) en un plazo de 35 días después de derrame de crudo que duró 20 días. Sin embargo, la probabilidad de que se depositen hidrocarburos en la costa es baja porque el petróleo tiende a viajar cerca y en paralelo a la línea costera. La extensión de los hidrocarburos costeros importantes (>100 g/m^2) y sus probabilidades varían ligeramente de una estación a otra.

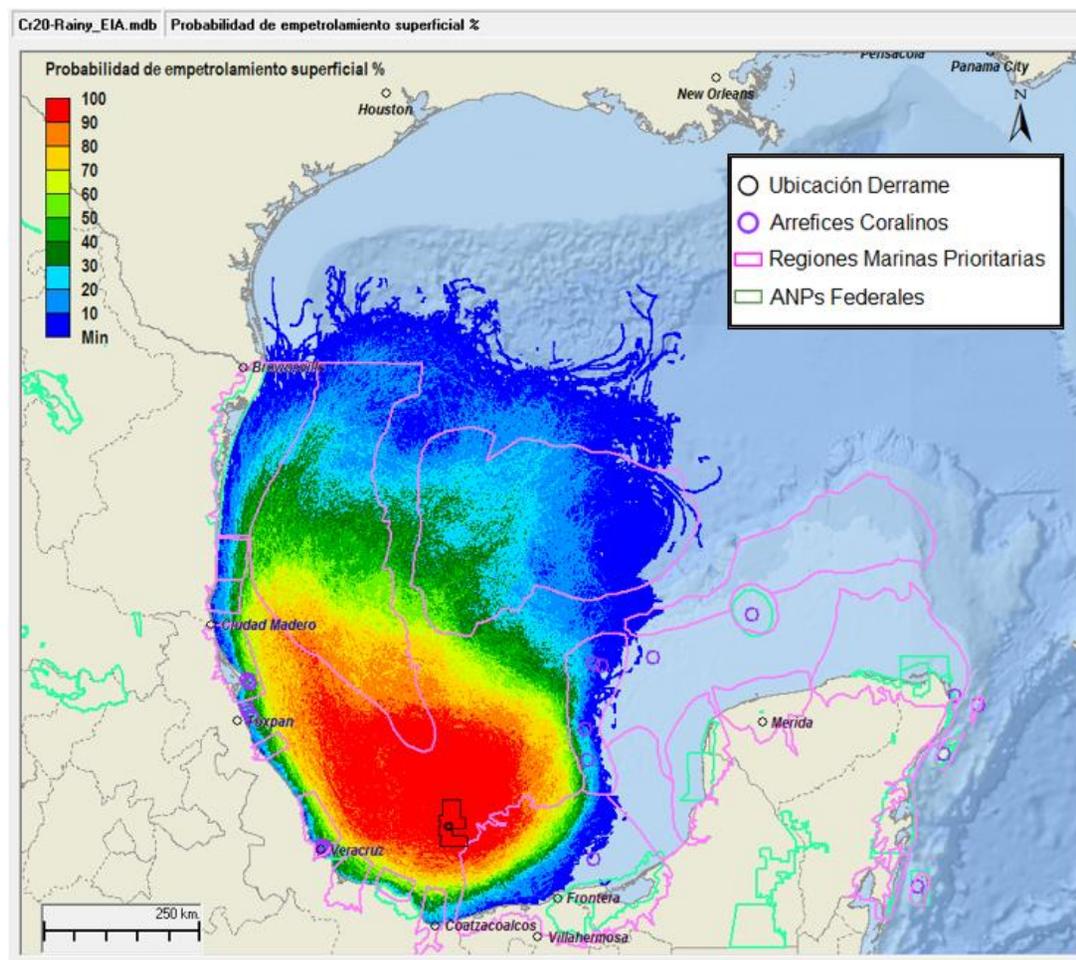
De la Figura 9.20 a la Figura 9.22, se muestran las trayectorias de los tres criterios o peores casos analizados (WC: *Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua, Mayor masa de hidrocarburo en las costas y Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera*, respectivamente) para el escenario de derrame con duración del tiempo necesario para la instalación del equipo Capping Stack (escenario 1). Se presentan los gráficos de la temporada más representativa de cada criterio, de acuerdo a la tabla de resultados del modelo (Tabla 9.38)

Adicionalmente, en la Figura 9.23, se presenta el escenario de mayor superficie con máxima concentración de componentes aromáticos disueltos (HAD) del petróleo. El peor escenario se dio en la temporada anticiclónica, con un área de superficie en riesgo de 45,245 km^2 . Estas fracciones disueltas presentan un riesgo y un problema de respuesta diferentes de los de las formas en vapor y líquido libre de los productos y tienen implicaciones para la vida acuática.



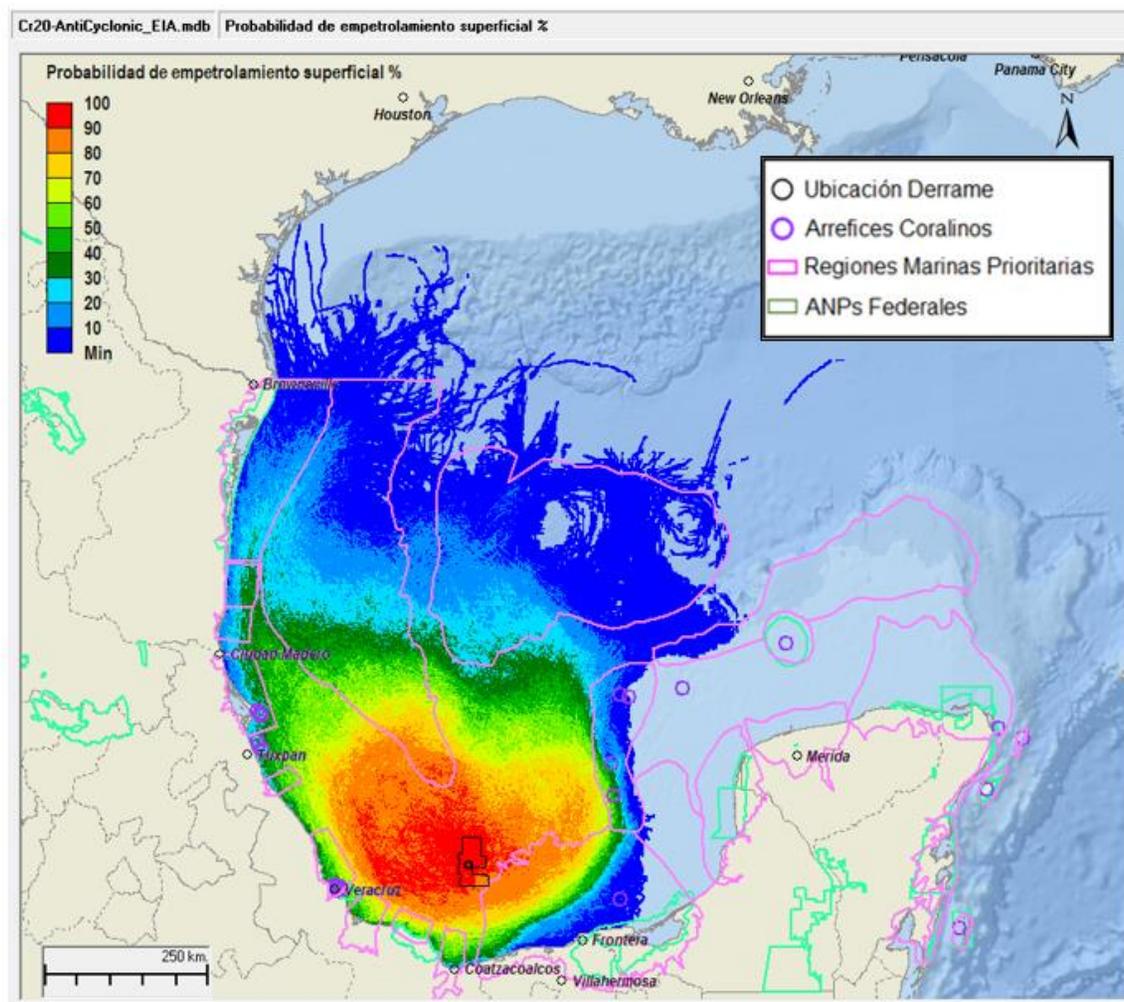
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.14 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 μm) - Temporada Seca



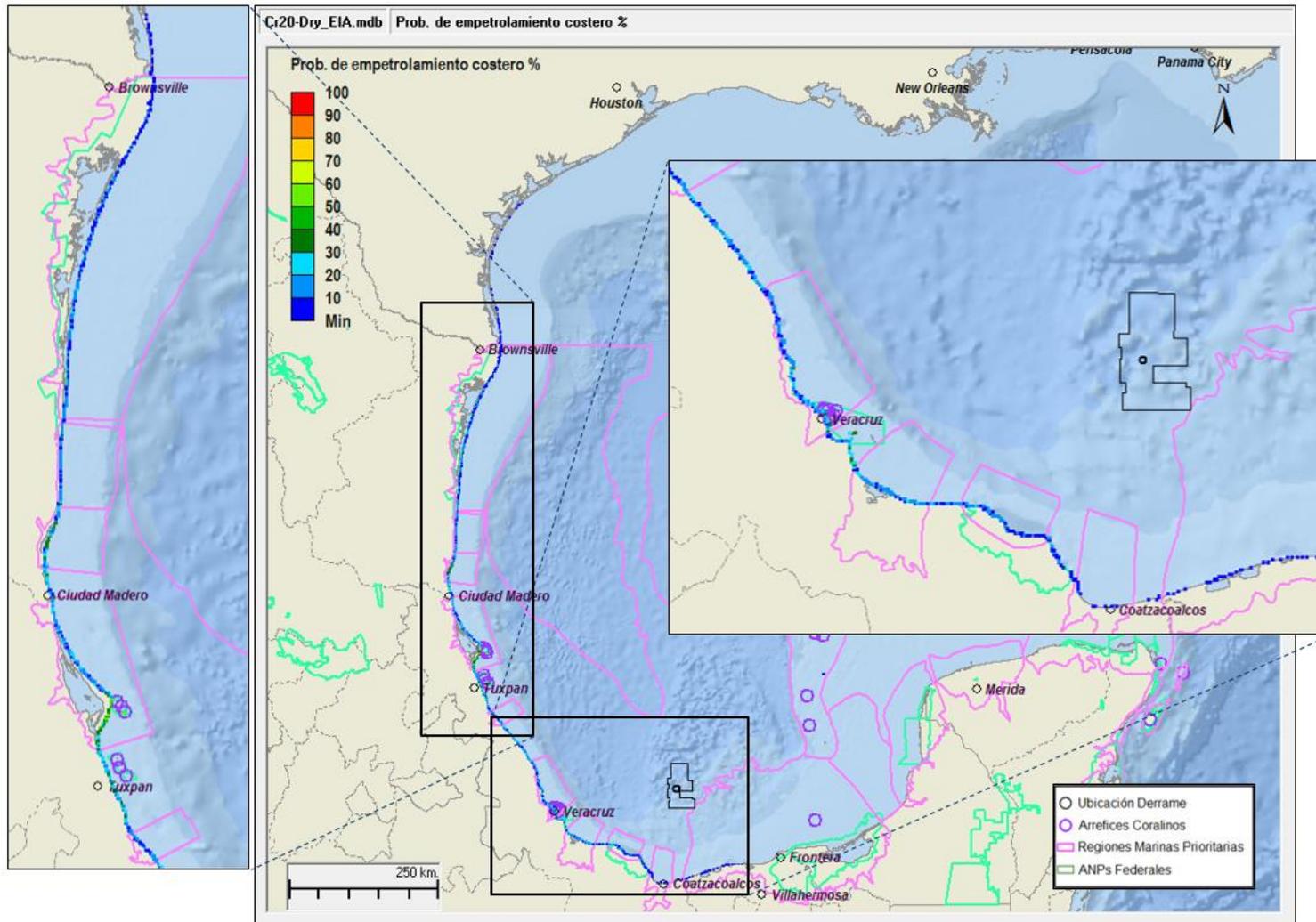
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.15 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada de lluvias



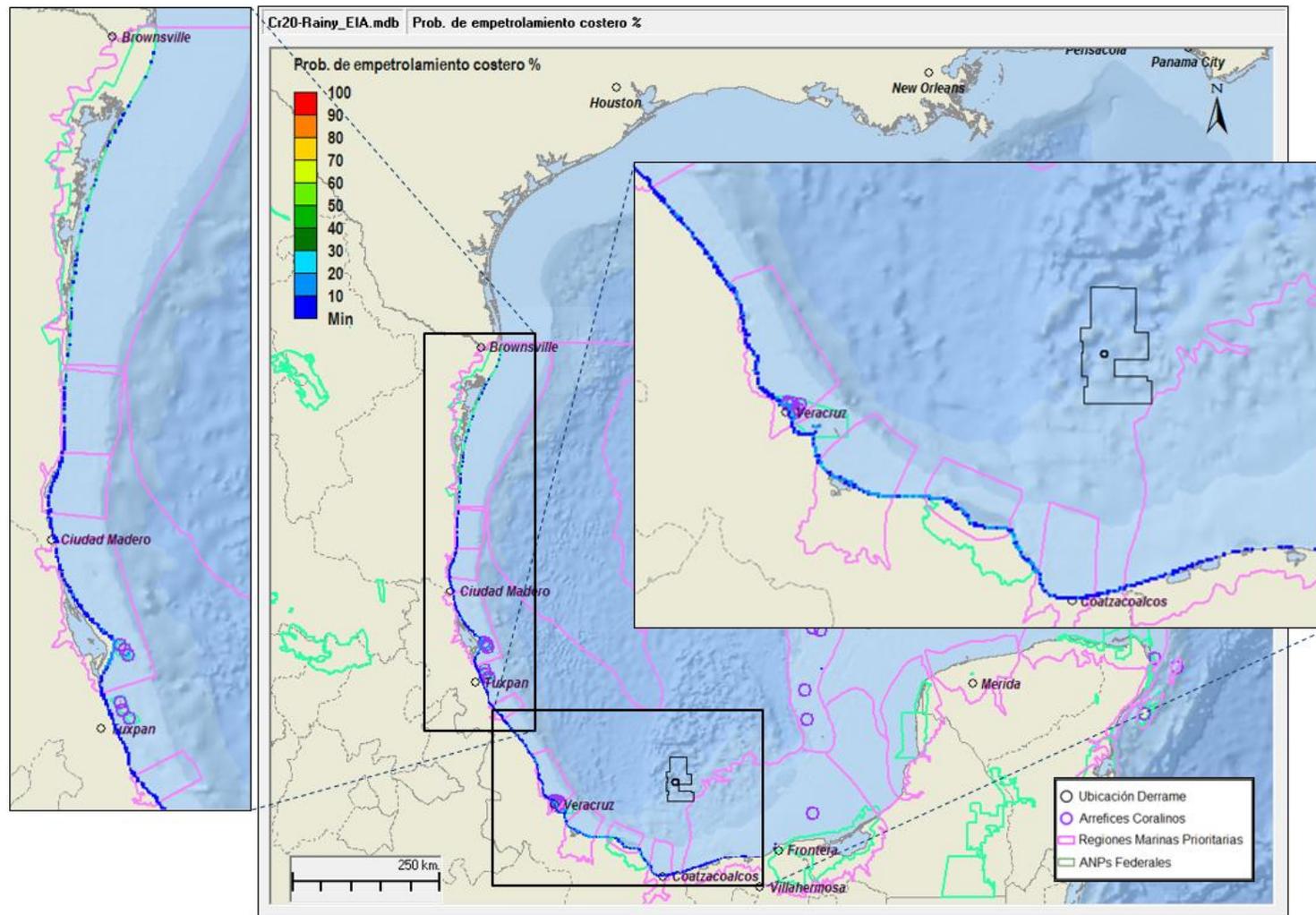
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.16 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos



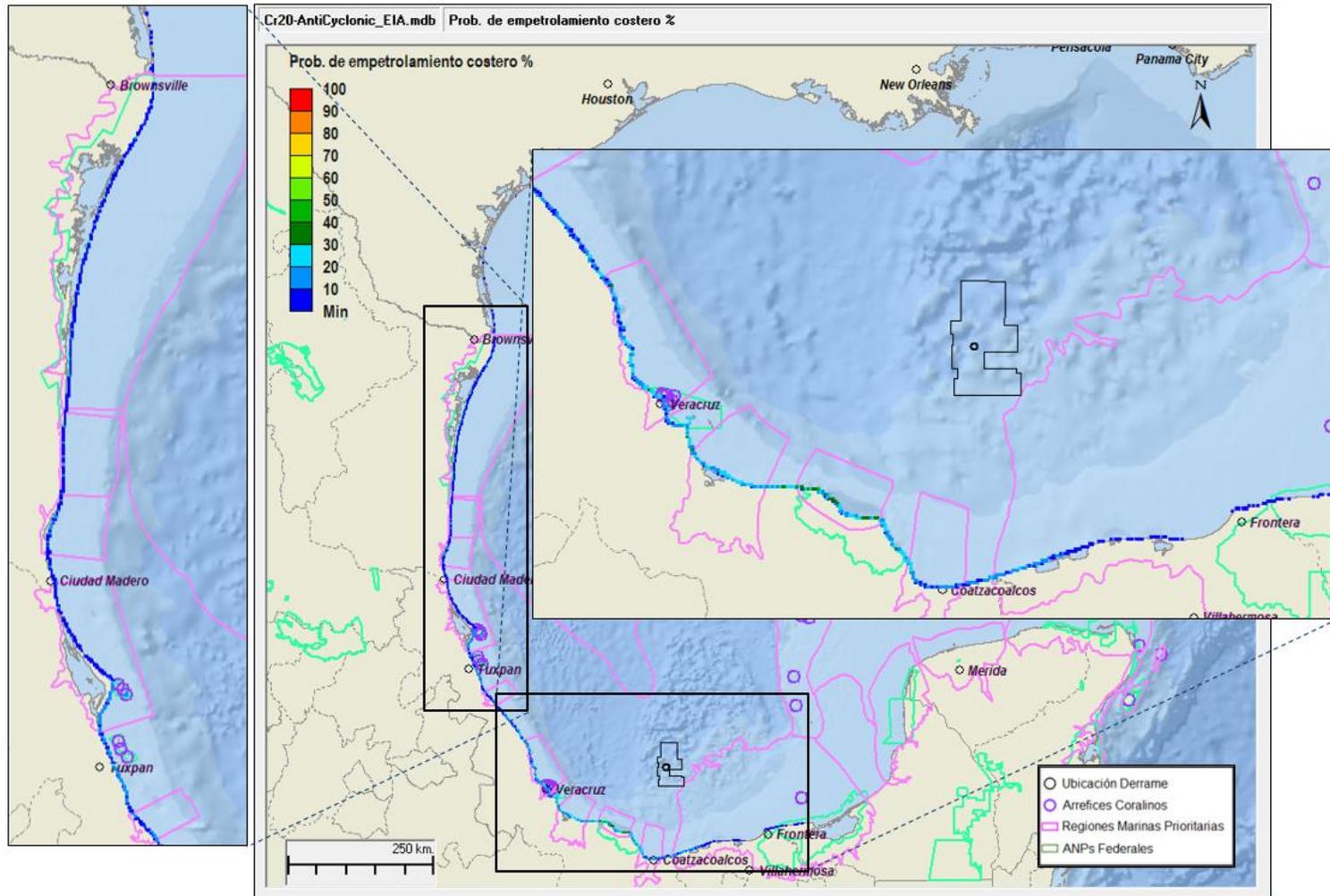
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.17 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento costero ($>100 \text{ g/m}^2$) - Temporada Seca



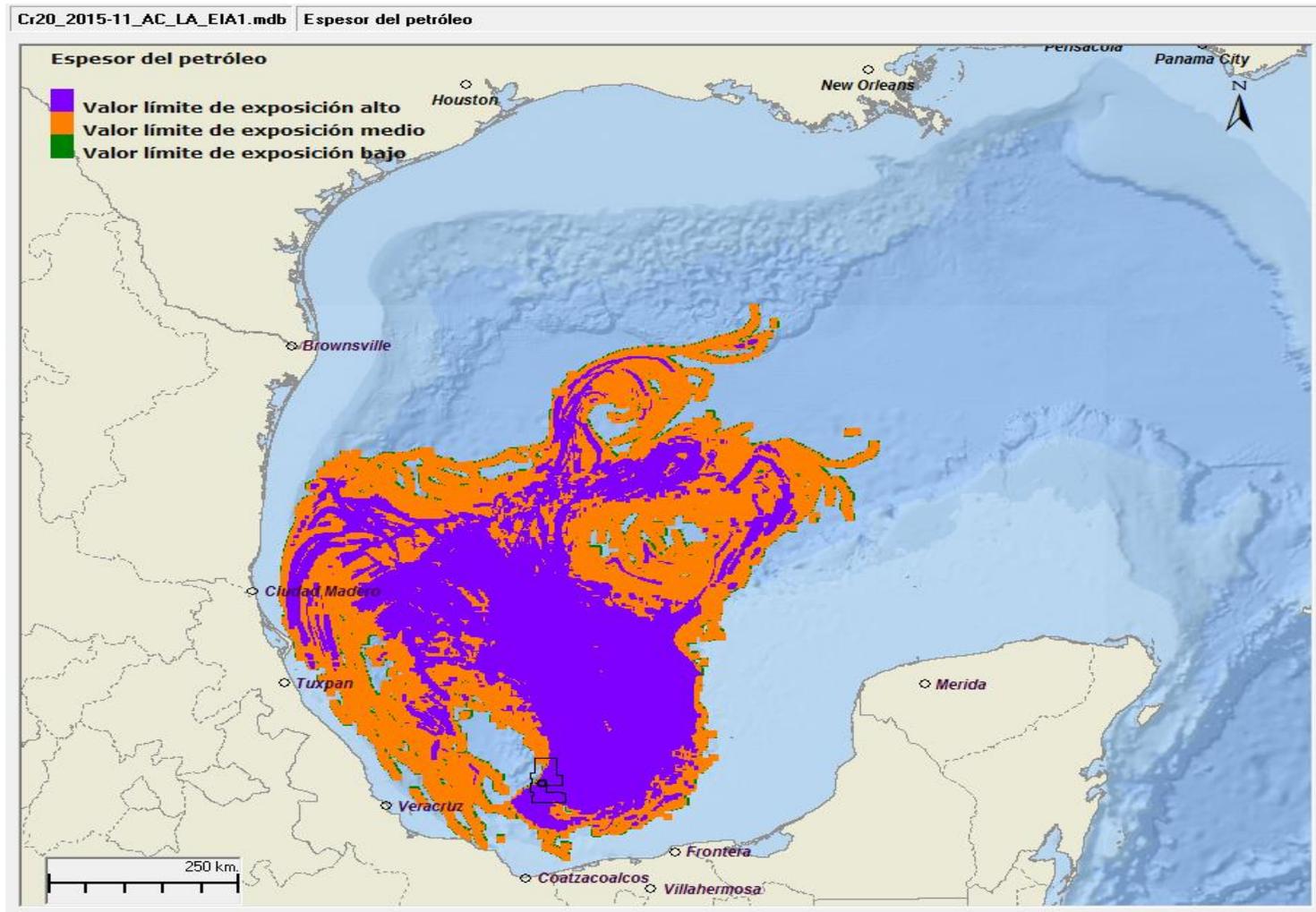
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.18 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empetrolamiento costero ($>100 \text{ g/m}^2$) - Temporada de lluvias



Fuente: ERM, 2019

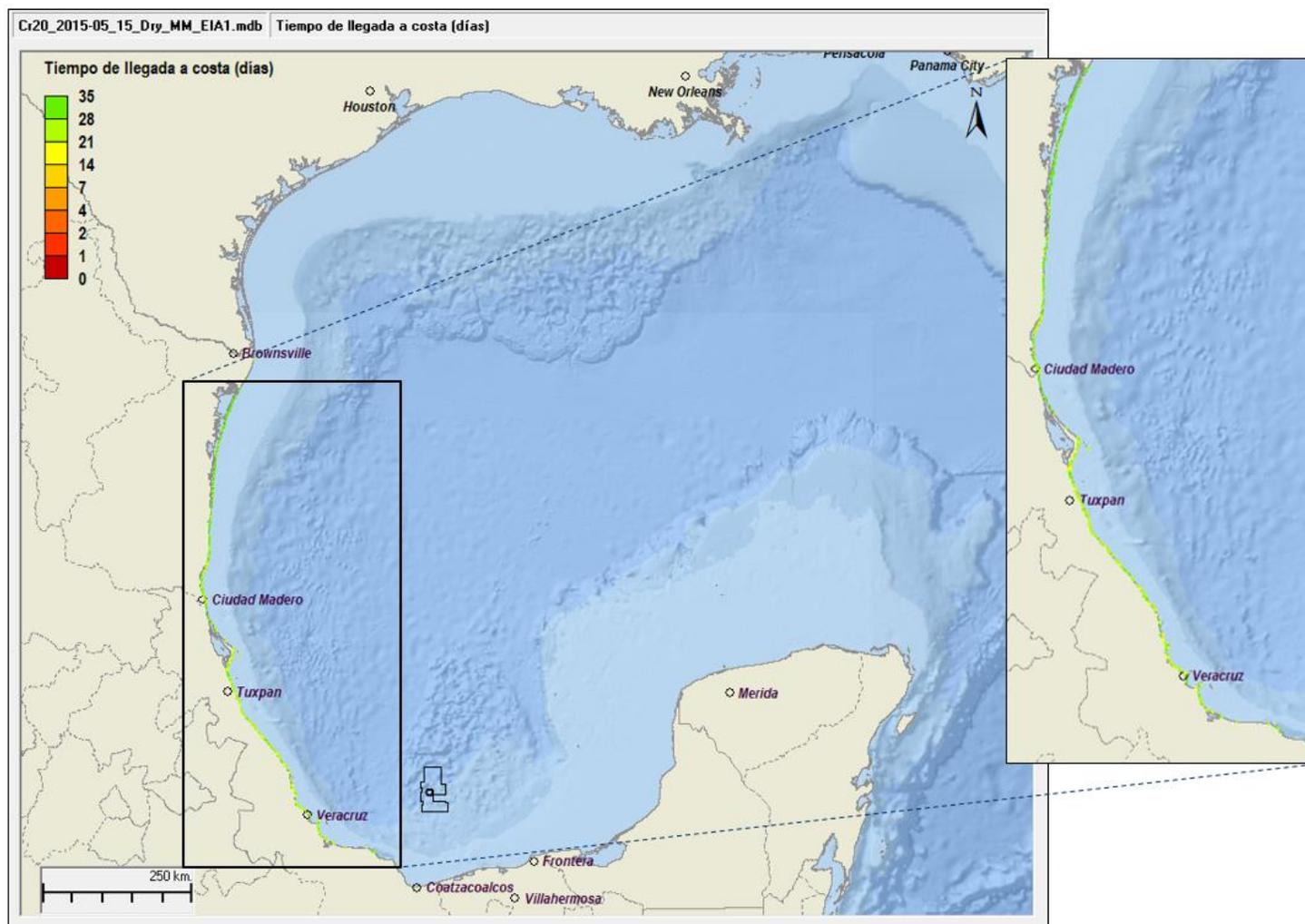
Figura 9.19 Escenario 1: Reventón de crudo para la instalación de Capping Stack- Probabilidad empotrolamiento costero ($>100 \text{ g/m}^2$) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos



Área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral $1 \mu\text{m}$: 329,256 km^2

Fuente: ERM, 2019

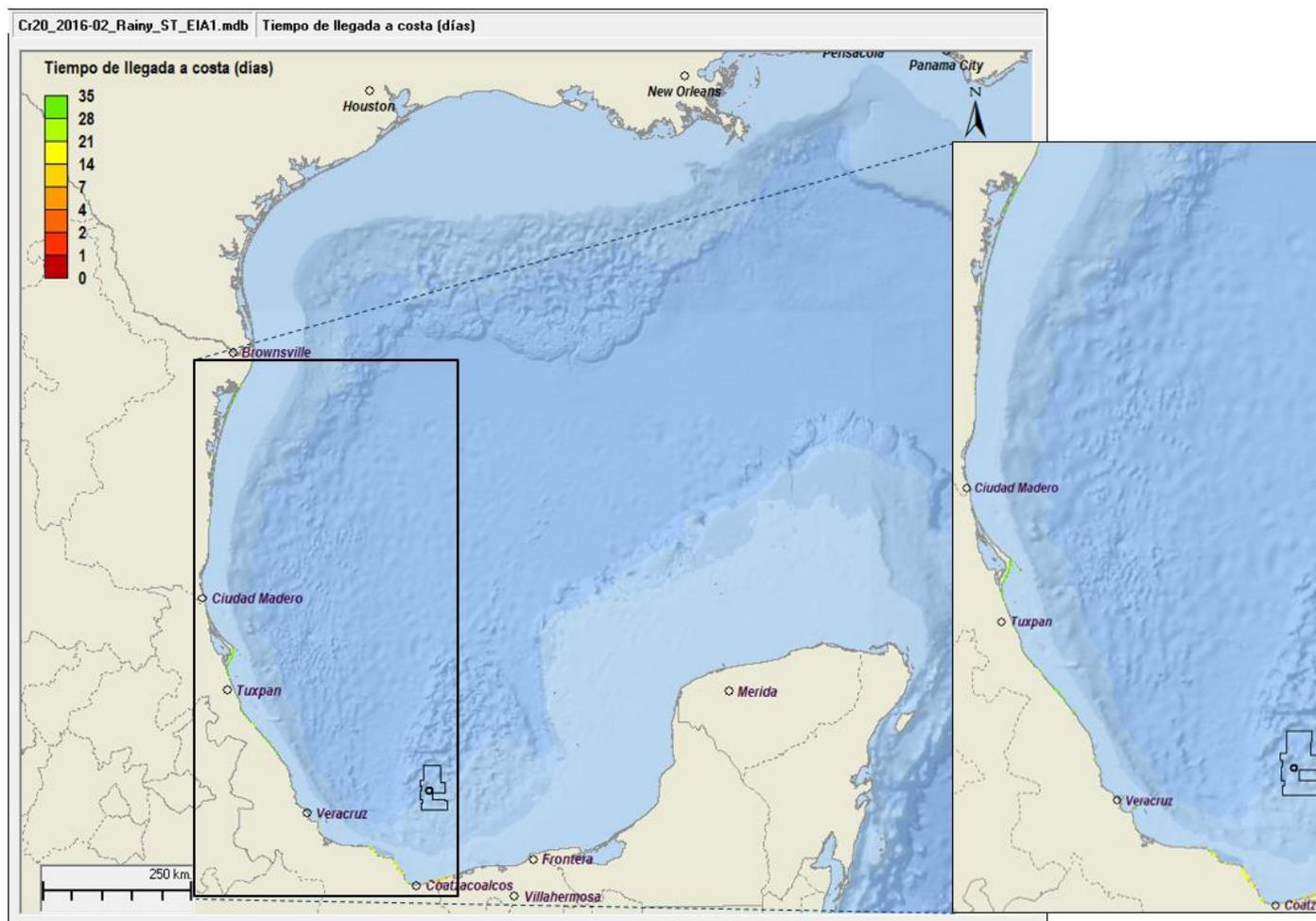
Figura 9.20 Escenario 1: Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral $1 \mu\text{m}$ - Temporada Anticiclónica



Longitud de costa con masa de hidrocarburo depositada >100 g/m²: 564km

Fuente: ERM, 2019

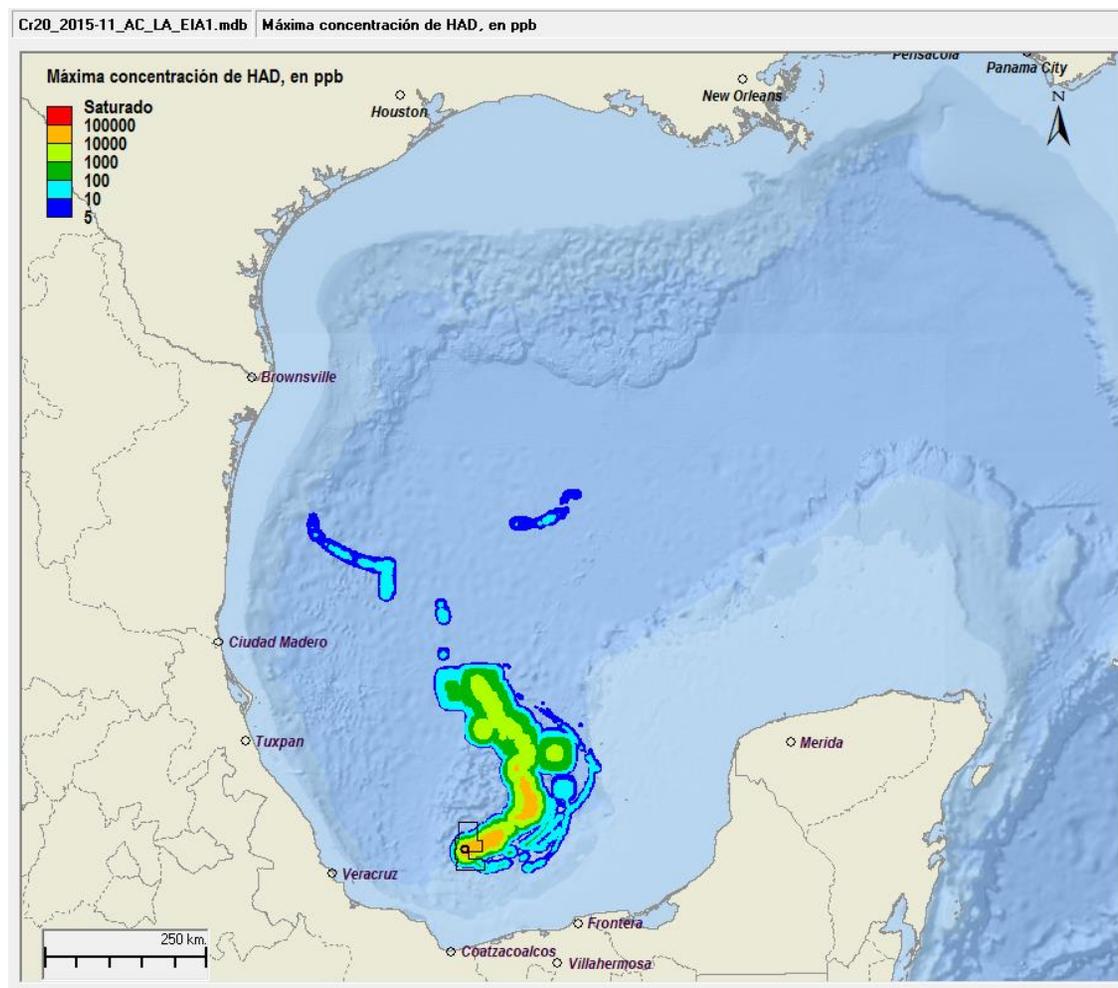
Figura 9.21 Escenario 1: Criterio 2 Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Temporada Seca



Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera: 8.25 días

Fuente: ERM, 2019

Figura 9.22 Escenario 1: Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Temporada de lluvias



Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD: 45,245 km²

Fuente: ERM, 2019

Figura 9.23 Escenario 1: Criterio 1: Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD – Temporada Anticilónica

Escenario 2 Reventón de Crudo con construcción de pozo de alivio

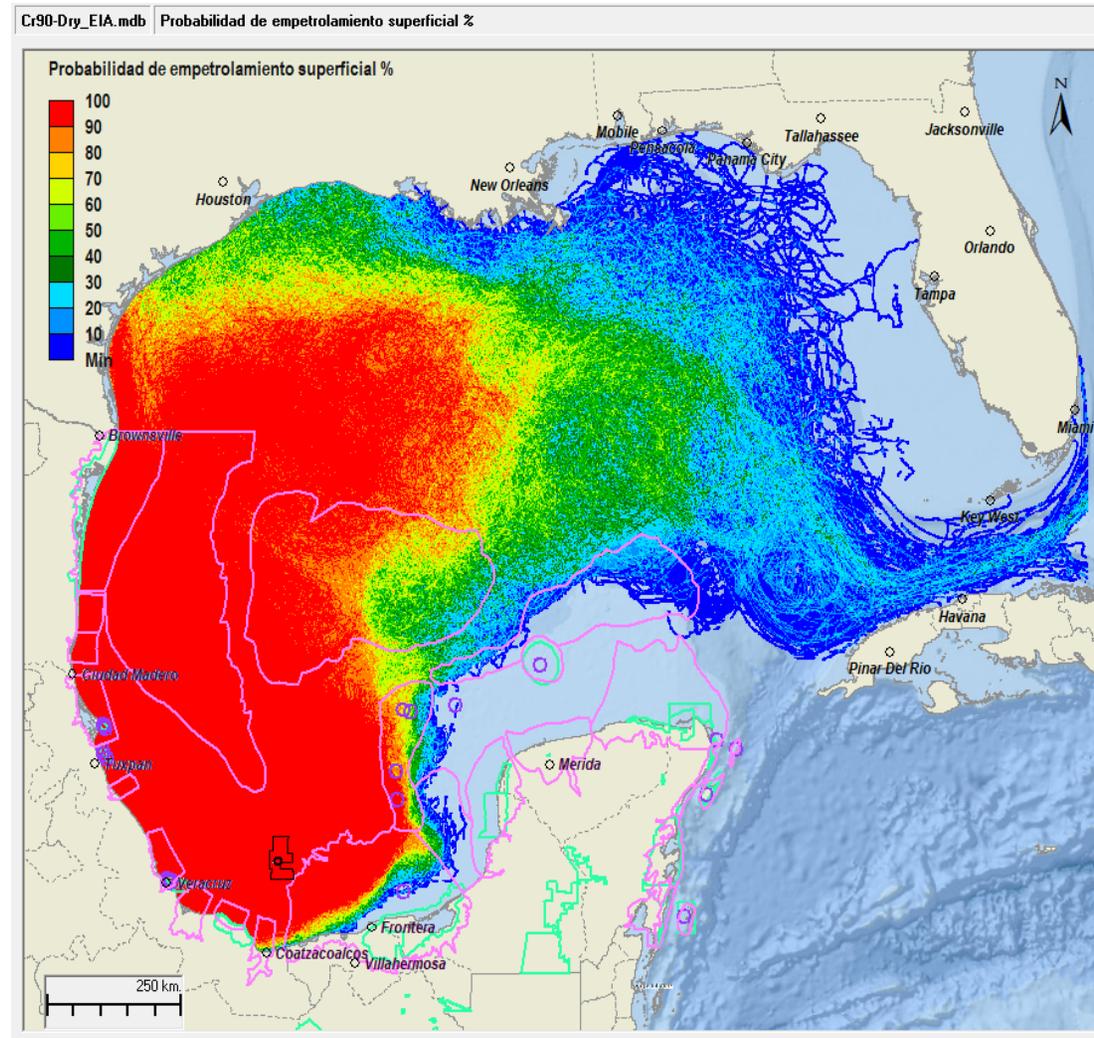
De la Figura 9.24 a la Figura 9.26 se presentan los gráficos probabilísticos del petróleo visible (espesor > 0,1 μm) después de 120 días para un reventón de crudo que tuvo una duración de 90 días durante las estaciones seca, lluviosa y anticiclónica respectivamente. El área de trayectorias potenciales de la superficie se colorea de acuerdo con la probabilidad de que el petróleo viaje a un lugar dado al menos una vez en las 60 iteraciones a través del análisis de cinco años. Como se mencionó anteriormente, cada escenario de derrame se ejecutó 60 veces (iteraciones) con la fecha de inicio del derrame espaciada uniformemente a lo largo del período de cinco años. Esto proporciona una variedad de combinaciones de combinaciones de viento y corrientes oceánicas para predecir el rango de posibles trayectorias de derrames.

Similar al Escenario 1 (reventón de crudo para la instalación de Capping Stack), el petróleo se esparce en todas las direcciones desde el lugar de perforación, pero el petróleo viaja predominantemente hacia el oeste y el norte. Una vez que el movimiento de petróleo es limitado por las costas del Golfo de México, el petróleo se mueve hacia el norte en dirección paralela a las costas. Más tarde, el petróleo gira en el sentido de las agujas del reloj hacia la dirección este a lo largo de la costa del Golfo de México de los Estados Unidos. En caso de una explosión de crudo que dure 90 días, la probabilidad de que el petróleo pase por aguas mexicanas hacia el territorio de los Estados Unidos es superior al 90% en las tres temporadas. Durante las tres estaciones, existe la posibilidad de que el petróleo eventualmente viaje hacia el Océano Atlántico a través del Estrecho de la Florida (el paso del océano entre la Península de la Florida y Cuba). Esta probabilidad es mayor durante la temporada de lluvias (alrededor del 40%) y menor en la temporada anticiclónica (menos del 10%).

De la Figura 9.27 a la Figura 9.29 se presenta la probabilidad de que se deposite un nivel significativo de hidrocarburos en la costa (>100 g/m^2) en las temporadas seca, lluviosa y anticiclónica para el caso de que se produzca una fuga de crudo para la instalación de la chimenea de taponado. En las tres estaciones, la mayor parte de la extensión de la línea costera entre la ciudad Frontera (Tabasco) y el delta del Mississippi recibe petróleo por encima del umbral significativo de contaminación de la línea costera (100 g/m^2) en un plazo de 120 días después de una explosión de crudo que duró 90 días. La probabilidad de que se produzca un nivel significativo de hidrocarburos en la costa supera el 90% en casi todo el tramo costero entre Coatzacoalcos y Brownsville durante la estación seca. La mayor parte de este tramo costero sigue recibiendo un importante volumen de hidrocarburos, con una probabilidad superior al 70% también durante la temporada de lluvias. Durante la temporada anticiclónica, la mayor parte del tramo costero entre Ciudad Madero y la ciudad Frontera recibió un importante flujo de petróleo costero con una probabilidad superior al 70%.

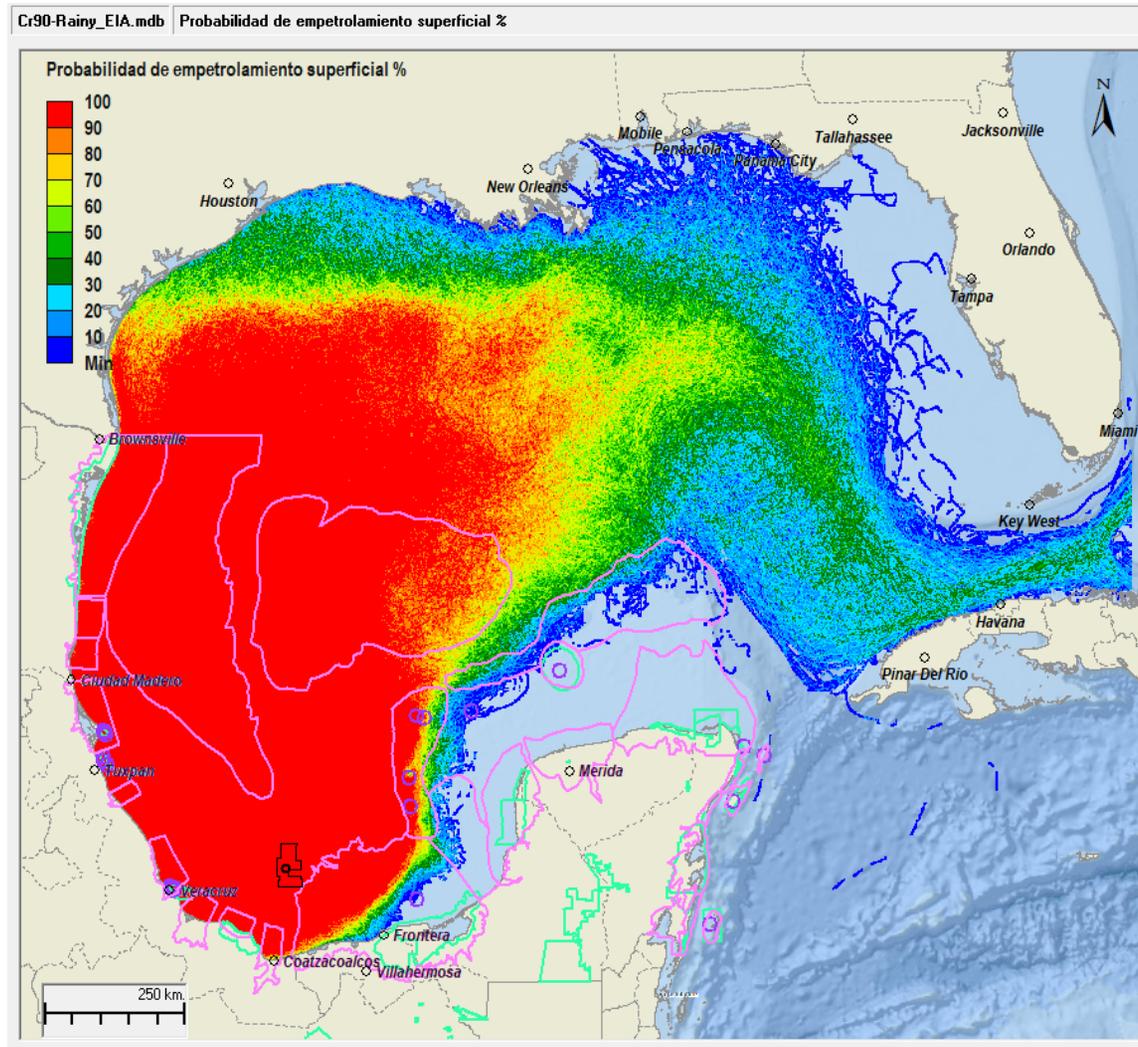
De la Figura 9.30 a la Figura 9.32, se muestran las trayectorias de los tres criterios o peores casos analizados (WC: *Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua, Mayor masa de hidrocarburo en las costas y Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera*, respectivamente) para el escenario de derrame con duración del tiempo necesario para la construcción de un pozo de alivio y el posterior control de pozo (escenario 2). Se presentan los gráficos de la temporada más representativa de cada criterio, de acuerdo a la tabla de resultados del modelo (Tabla 9.38)

Adicionalmente, en la Figura 9.33, se presenta el escenario de mayor superficie con máxima concentración de componentes aromáticos disueltos (HAD) del petróleo. El peor escenario se dio en la temporada anticiclónica, con un área de superficie en riesgo de 266,681 km^2 . Estas fracciones disueltas presentan un riesgo y un problema de respuesta diferentes de los de las formas en vapor y líquido libre de los productos y tienen implicaciones para la vida acuática.



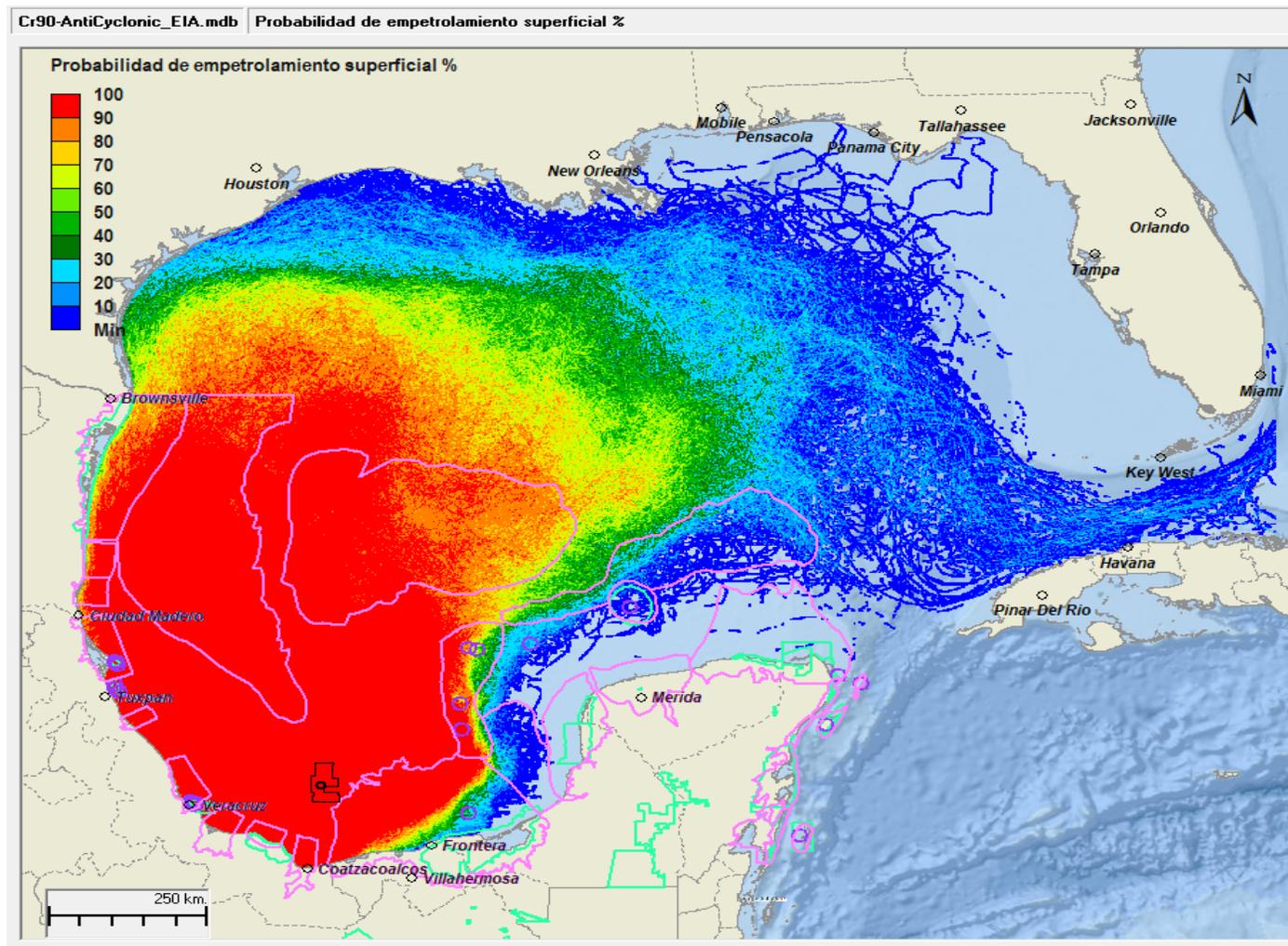
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.24 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada Seca



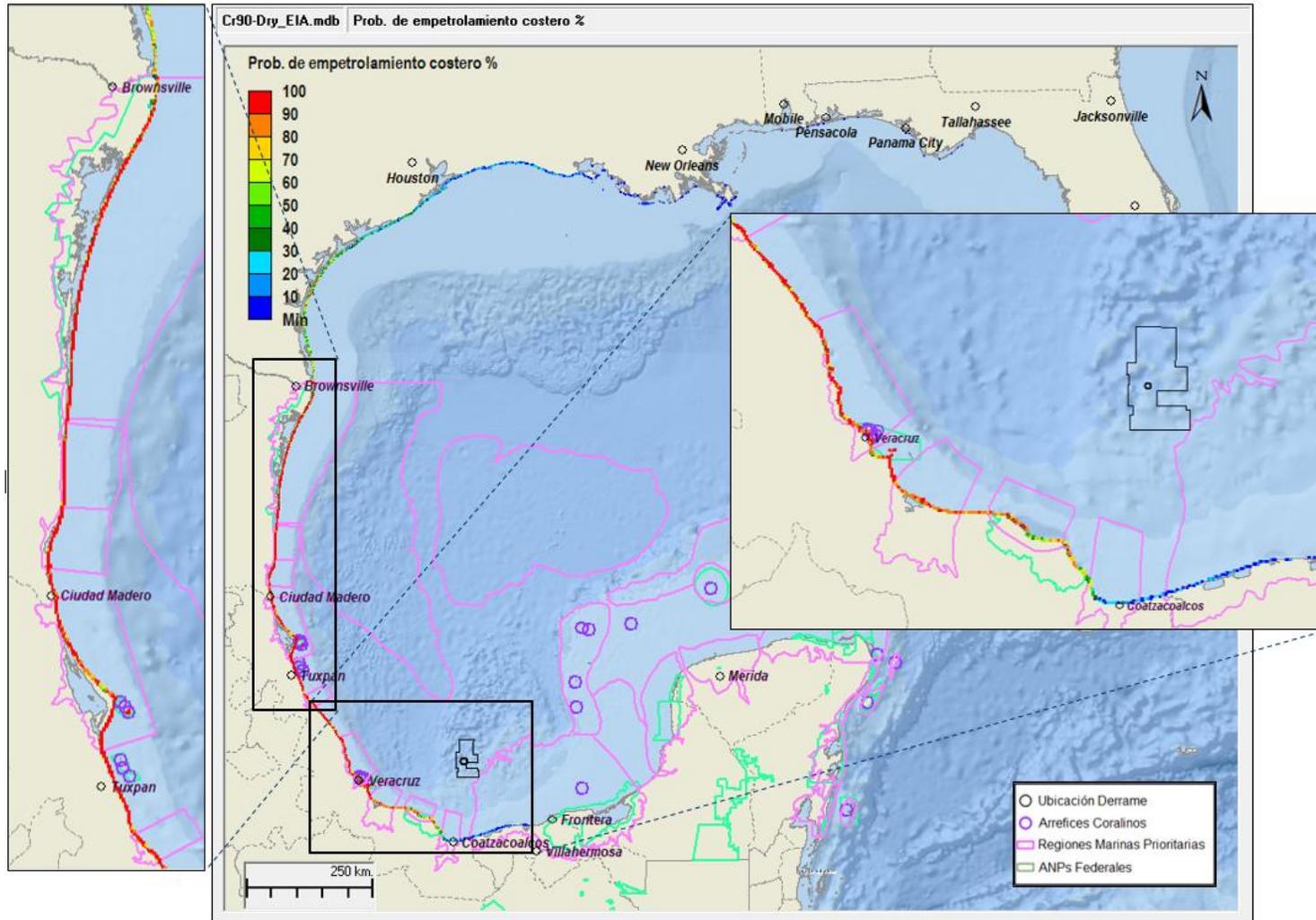
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.25 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada de lluvias



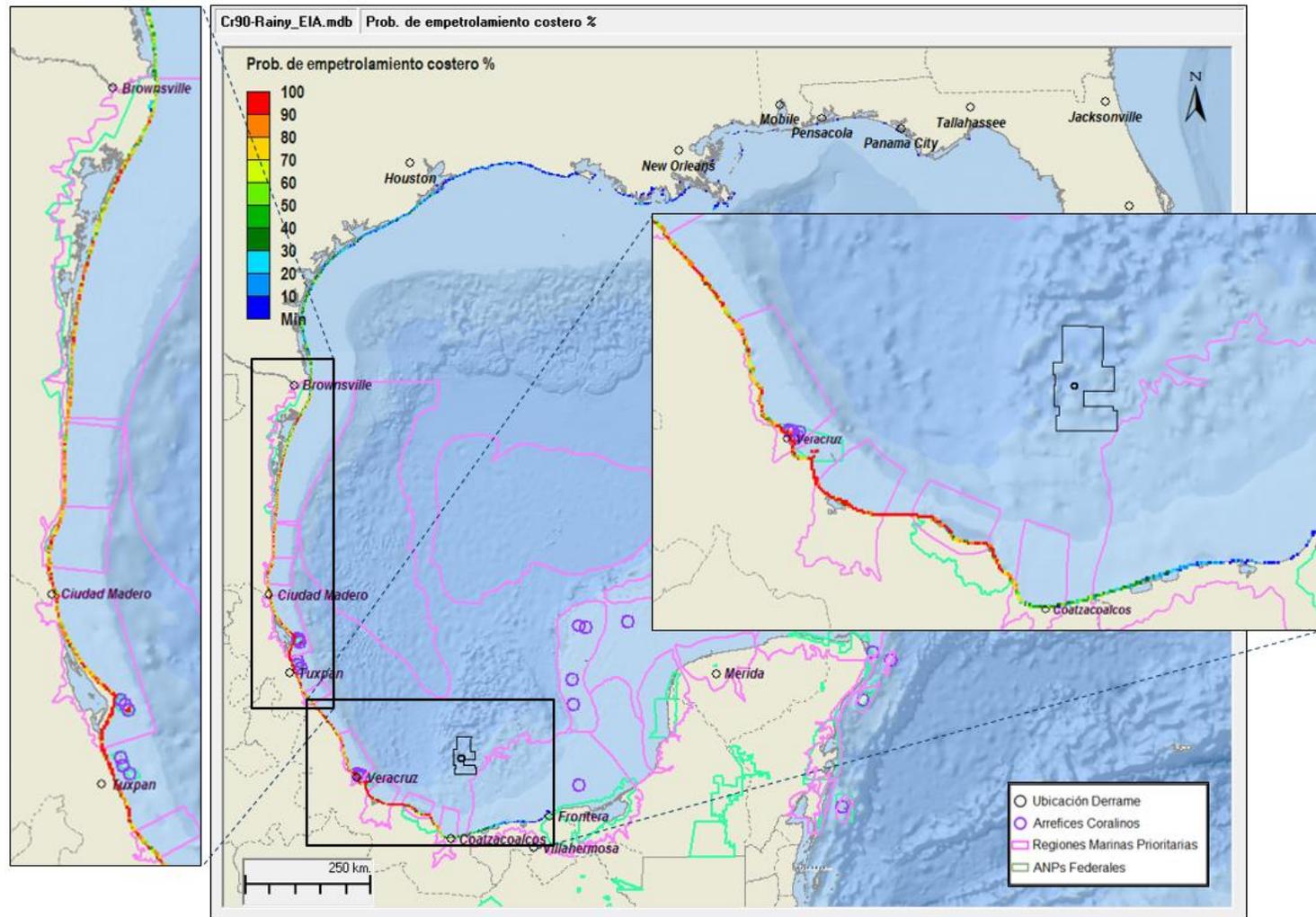
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.26 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento visible en la superficie (>0.1 µm) - Temporada anticiclónica



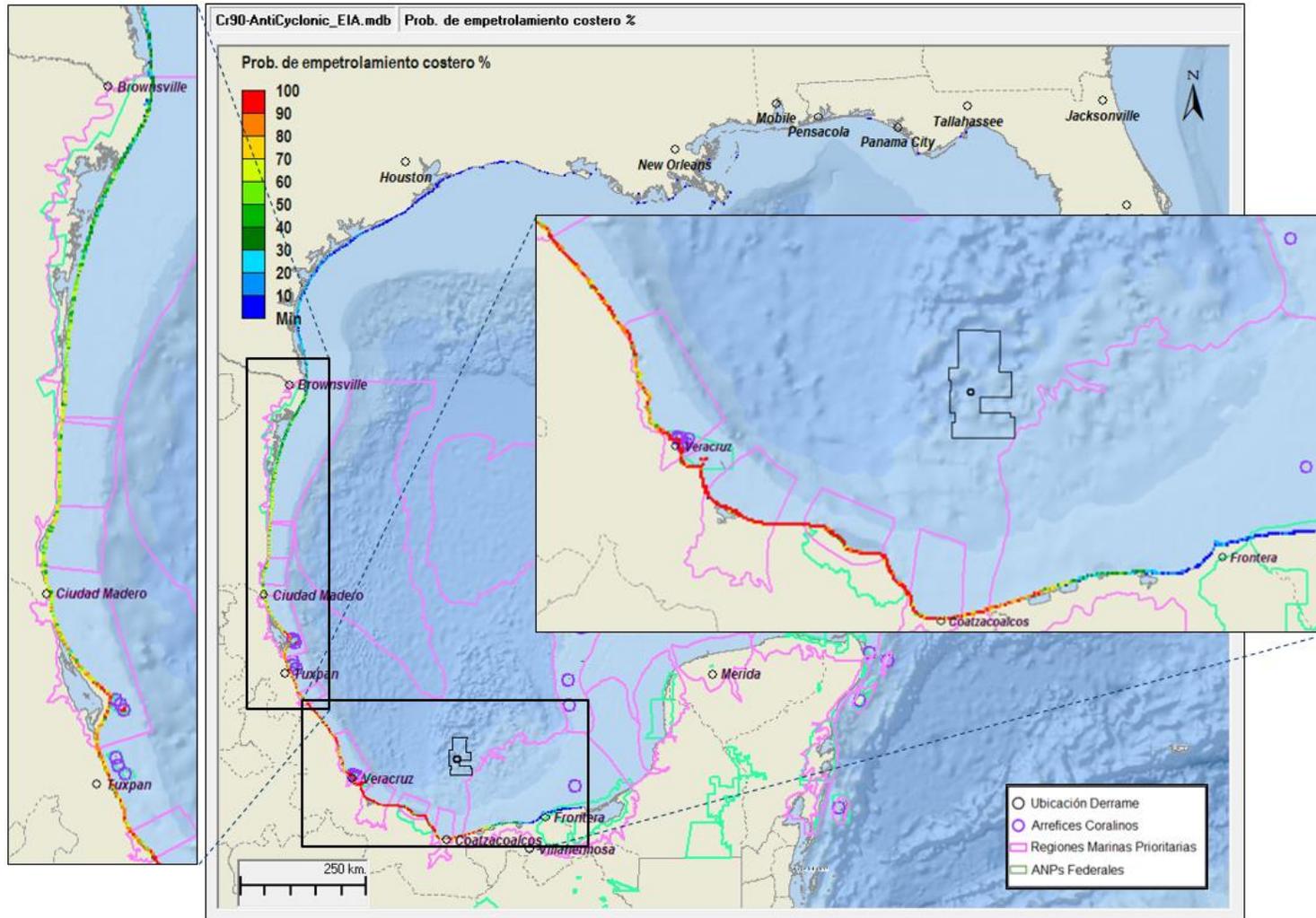
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.27 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento costero (>100 g/m²) - Temporada Seca



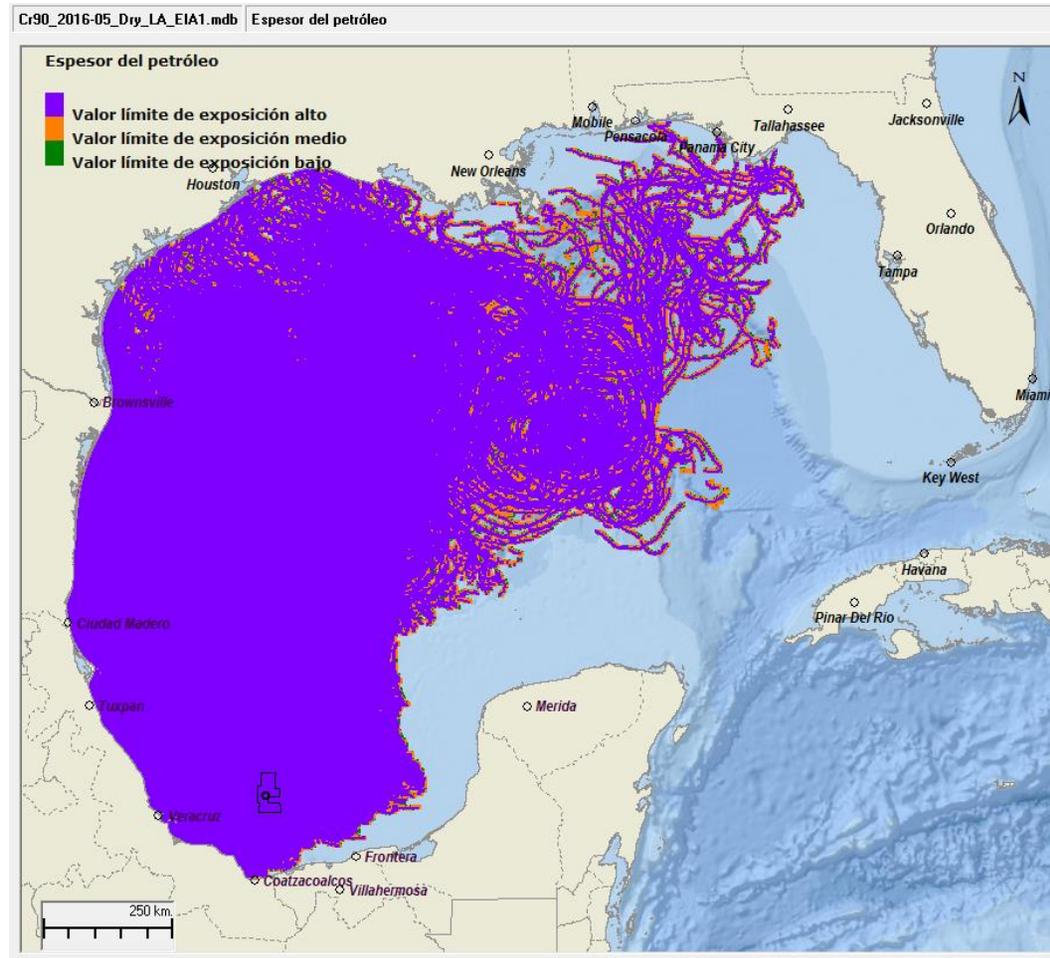
Fuente: ERM, 2019

Figura 9.28 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio - Probabilidad empetrolamiento costero ($>100 \text{ g/m}^2$) - Temporada de llluvias



Fuente: ERM, 2019

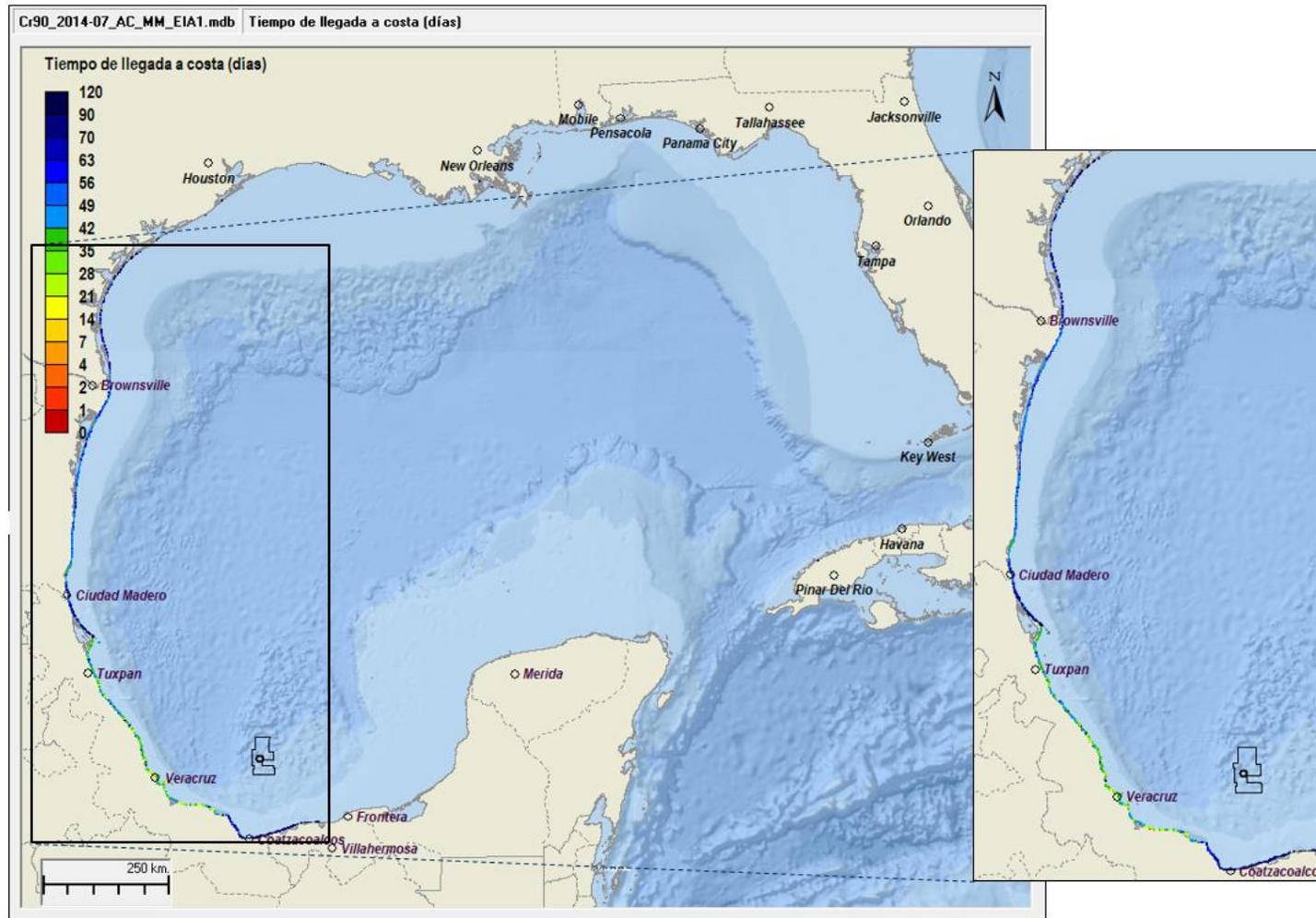
Figura 9.29 Escenario 2: Reventón de crudo para construcción de pozo de alivio- Probabilidad empesolamiento costero ($>100 \text{ g/m}^2$) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos



Área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral $1 \mu\text{m}$: 995,168 km^2

Fuente: ERM, 2019

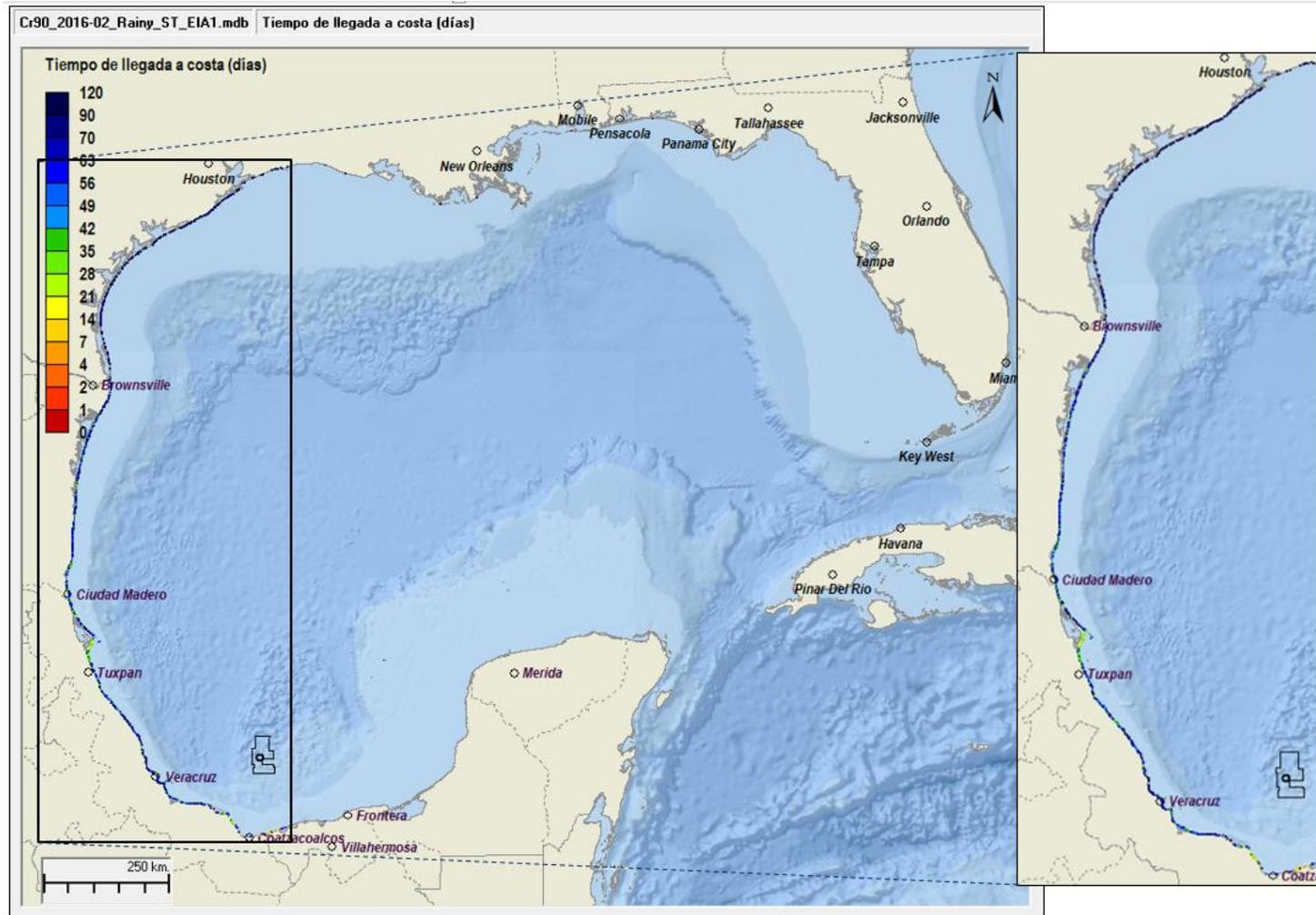
Figura 9.30 Escenario 2: Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua por encima del umbral $1 \mu\text{m}$ - Temporada Seca



Longitud de costa con masa de hidrocarburo depositada en Mexico >100 g/m²: 1,298 km

Fuente: ERM, 2019

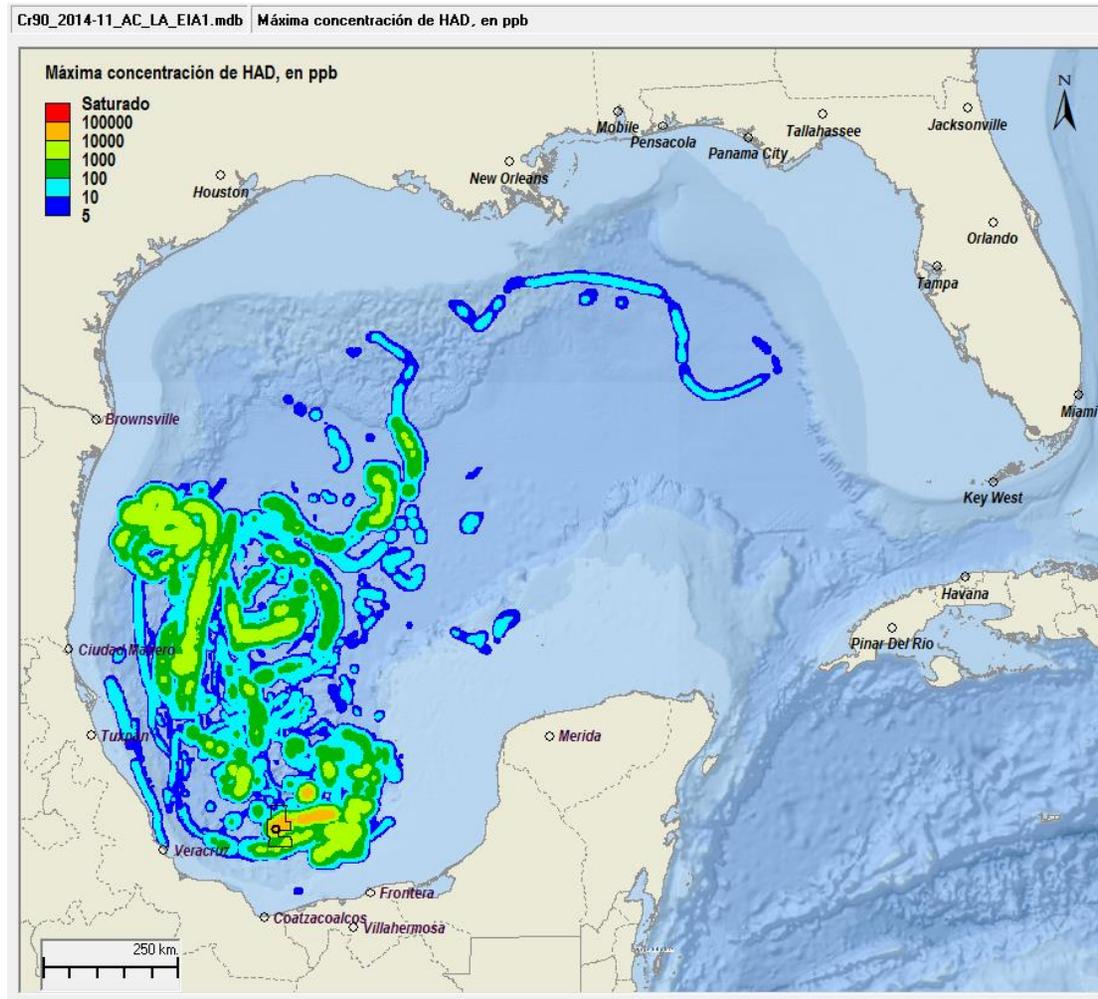
Figura 9.31 Escenario 2: Criterio 2 Mayor masa de hidrocarburo en las costas > 100 g/m² - Temporada anticiclónica



Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera: 8.25 días

Fuente: ERM, 2019

Figura 9.32 Escenario 2: Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Temporada de lluvias



Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD: 266,681 km²

Fuente: ERM, 2019

Figura 9.33 Escenario 2: Criterio 1: Área de superficie por encima del umbral de 5 ppb de HAD – Temporada anticiclónica

9.5.3 *Análisis de Riesgo*

9.5.3.1 *Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo*

Durante la sesión de identificación de riesgos y su jerarquización se identificaron tres (3) peligros clasificados con un nivel de riesgo “Alto” y fueron documentados en la Tabla 9.26, de la sección 9.5.1.4. Es importante mencionar que dos de los peligros con nivel más alto de riesgo están relacionados con la “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” y la evaluación residual de riesgo “Alto” fue específica para el receptor “Activos” tomando en cuenta las grandes consecuencias económicas que este evento/peligro podría tener. El mismo peligro evaluado para los receptores de “Medio Ambiente” y “Personas” fueron evaluados con un nivel de riesgo “Mediano” y “Bajo”, respectivamente.

Al mismo tiempo las salvaguardas y medidas de mitigación existentes para los escenarios con riesgo identificados con mayor nivel de riesgo (Alto) fueron consideradas suficientes por el equipo evaluador por lo que no se procedió a realizar un reposicionamiento de los escenarios de riesgo durante esta etapa del proyecto. Tan pronto se cuente con información más detallada podría procederse a una actualización del análisis de riesgo.

9.5.3.2 *Análisis de Vulnerabilidad*

Para el análisis de vulnerabilidad se consideró como representativo el Escenario 2: reventón de crudo con duración de 90 días para la construcción de un pozo de alivio y 30 días de seguimiento (120 total) en temporada de seca para el Criterio 1-Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua. Esto debido a que este escenario es el que cubre mayor superficie y mantiene un espesor alto (>10 μm) presentando un riesgo alto de impactos.

En la Figura 9.34 se presentan los receptores sensibles marinos para la trayectoria de derrame analizada respecto a espesor del hidrocarburo en la superficie y los valores umbral de los espesores del hidrocarburo, presentados anteriormente en la Tabla 9.33. Se observa que en el mar, el riesgo alto impactos por derrame de hidrocarburos se extiende sobre once Regiones Marinas Prioritarias: Laguna Madre, Giro Tamaulipeco, La Pesca-Rancho Nuevo, Laguna San Andrés, Pueblo Viejo-Tamiahua, Fosa Segsbee, Tecolutla, Laguna Verde-Anton Lizardo, Sistema Lagunar de Alvarado, Los Tuxtlas y Delta Río Coatzacoalcos y parcialmente sobre otras tres: Pantanos de Centla-Laguna de Términos, Sonda de Campeche y Cayos Campeche.

Perforación Exploratoria de Yaxchilán Este 1-EXP en el Área Contractual
4, Golfo de México



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.34 Receptores Sensibles (Marinos) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca

Al mismo tiempo, como se muestra en la Figura 9.35, Existen cinco Áreas Naturales Protegidas (ANP) Federales que estarían expuestas a riesgo al de impactos: Laguna Madre y Delta del Río Bravo, Playa de Rancho Nuevo, Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan, Sistema Arrecifal Veracruzano y Los Tuxtlas; además algunos manglares y humedales de la Laguna de Alvarado estarían expuestos a riesgo alto de impactos.

Perforación Exploratoria de Yaxchilán Este 1-EXP en el Área Contractual
4, Golfo de México



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.35 Receptores Sensibles (Terrestres y Marinos) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca

A lo largo de la costa de los Estados de Tamaulipas, Veracruz y Tabasco, existen ocho Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAS), a donde diferentes especies llegan estacionariamente o los utilizan como lugares de tránsito. En la Figura 9.36 se muestra como debido al derrame estas áreas están expuestas a un riesgo alto de impactos. Estas áreas son: Delta del Río Bravo, Laguna Madre, Desembocadura del Río Soto la Marina, Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz, Tecolutla, Centro de Veracruz, Humedales de Alvarado, Los Tuxtlas; además de las Islas de la Sonda de Campeche en el Golfo de México.

Estos sitios son valiosos para la diversidad biológica porque funcionan como hábitats naturales que albergan aves migratorias o residentes.

Perforación Exploratoria de Yaxchilán Este 1-EXP en el Área Contractual
4, Golfo de México



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.36 Receptores Sensibles (Terrestres AICA) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca

Las zonas de salvaguarda son lugares en donde se prohíbe la exploración y extracción de hidrocarburos por su alto valor ambiental, éstas zonas son áreas de protección de flora y fauna, manglares, arrecifes de coral y Sitios Ramsar. En la Figura 9.37 se puede observar como un derrame con riesgo de alto impacto alcanzaría Sistemas de arrecifes de coral sobre la costa de Veracruz, así como los Sitios Ramsar: Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre, Playa Tortuguera Rancho Nuevo, Laguna de Tamiahua, Manglares y Humedales de Tuxpan, La Mancha y el Llano, Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano, Sistema Lagunar Alvarado y Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan.



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.37 Receptores Sensibles (Zonas de Salvaguarda) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca

De acuerdo a la identificación de receptores sensibles (fauna) indicada en la Tabla 9.40, se identificaron diferentes especies a lo largo del Golfo de México, en la Tabla 9.40 se indica el nombre común de cada una de éstas y su ubicación en el litoral mexicano.

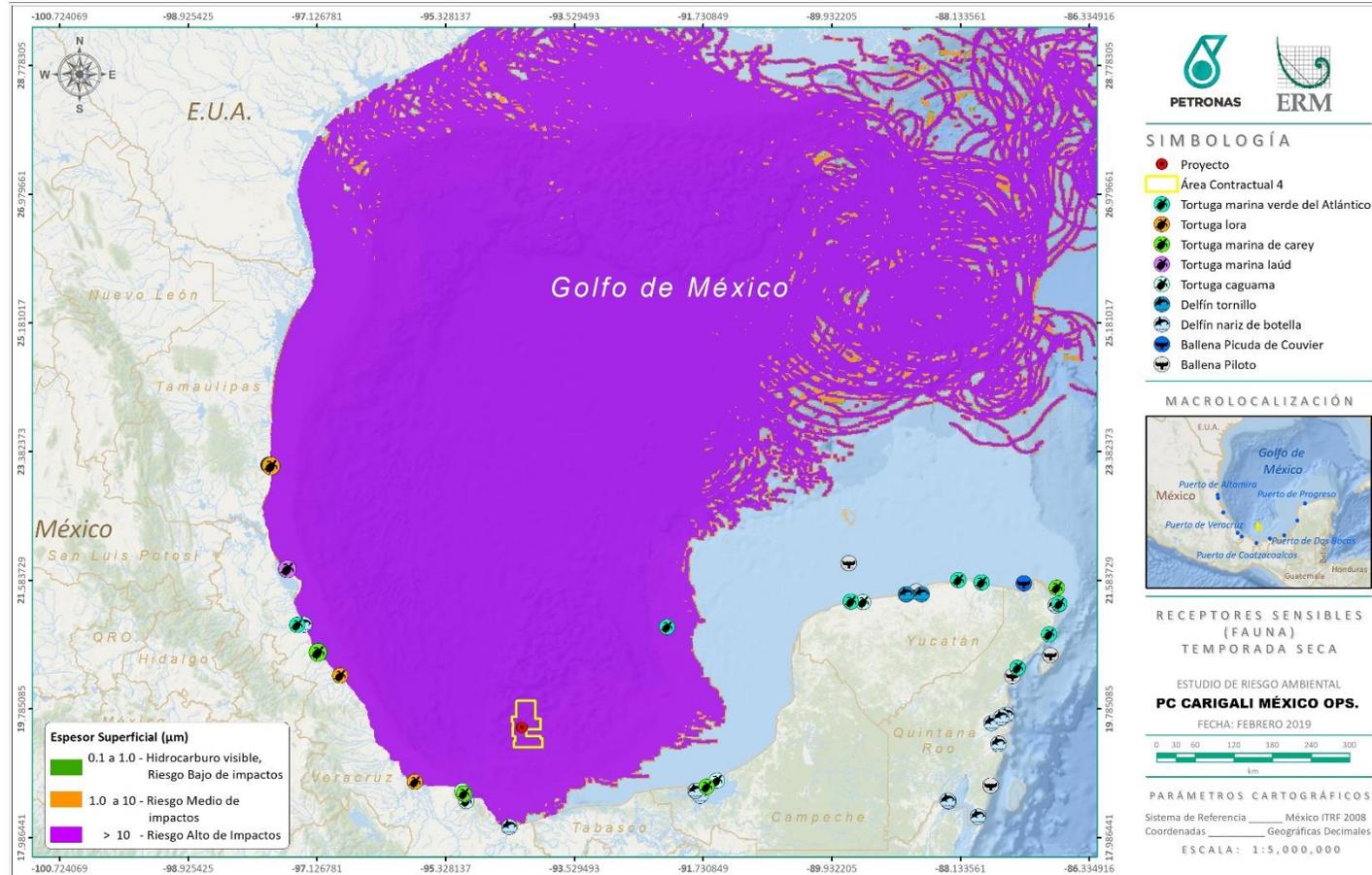
Tabla 9.40 Distribución de fauna en el Golfo de México

Fauna	Nombre común	Símbolo	Ubicación
Tortugas	Tortuga Lora		Costa de Tamaulipas, Veracruz y Yucatán
	Tortuga marina de Carey		Costa de Veracruz, Campeche y Yucatán
	Tortuga marina Laúd		Costa de Veracruz
	Tortuga caguama		Costa de Veracruz, Campeche y Yucatán
	Tortuga marina verde del Atlántico		Costa de Tamaulipas, Veracruz, Yucatán, Quintana Roo y Zona de Arrecifes en el Golfo de México frente a las costas de Campeche.
Delfines	Delfín tornillo		Costa de Yucatán
	Delfin nariz de botella		Costa e Veracruz, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.
Ballenas	Ballena Picuda de Couvier		Costa de Quintana Roo, Michoacán y BCS.
	Ballena Piloto		Costa de Yucatán y Quintana Roo.

Fuente: Portal de Geoinformación, Sistema Nacional de Información sobre Biodiversidad, Comisión Nacional para el Conocimiento y Uso de la Biodiversidad (CONABIO), 2015

Como se observa en la Figura 9.38, el derrame puede afectar potencialmente a especies como tortuga marina de carey, tortuga marina laúd, tortuga lora, tortuga caguama, quienes llegan a las costas del Estado de Veracruz, además del delfín nariz de botella.

Perforación Exploratoria de Yaxchilán Este 1-EXP en el Área Contractual
4, Golfo de México



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.38 Receptores Sensibles (Fauna) para Reventón de crudo del Escenario 2: Pozo de Alivio – Criterio 1 Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua – Temporada Seca

9.5.4 Determinación de Medidas de Reducción de Riesgo Adicionales para escenarios de Riesgo no Tolerables y/o ALARP

9.5.4.1 Nivel Integral de Seguridad (SIL) y Medidas para administrar los escenarios de Riesgo

Para los escenarios localizados en las zonas de mayor riesgo, “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” con niveles de riesgo residual Alto, el equipo evaluador consideró que los sistemas de seguridad y medidas preventivas permiten la correcta administración de riesgos en esta etapa de análisis de riesgo. Esto debido a que el nivel de riesgo categorizado como Alto fue para el receptor de “Activos” enfocándose principalmente en pérdidas monetarias.

Aun así, para el caso de “pérdida de control de pozo” se cuenta con el preventor de reventones, el cual es una serie de válvulas que permiten controlar un escenario de reventón (ver sección 9.2.3). El preventor de reventones tiene una presión de trabajo nominal de 15 M de acuerdo al estándar API 53 para preventores de reventón submarinos. Esto significa que la columna esta calibrada para soportar presiones de hasta 15,000 psi y es considerada adecuada para las actividades del proyecto.

9.5.4.2 Análisis de Capas de Protección (LOPA)

Debido a la etapa actual del proyecto (Exploración) no se procedió a realizar un análisis LOPA. Esto se debe principalmente a que el equipo de perforación a utilizar es una estructura prediseñada y construida de acuerdo a estándares internacionales y mejores prácticas por lo que el análisis detallado de los equipos de proceso y auxiliares dentro de ésta, no es parte del alcance del proyecto. De igual forma, el equipo evaluador, de acuerdo con los resultados de jerarquización de riesgos, determinó que los sistemas de seguridad, controles preventivos y controles mitigantes permiten la correcta administración de riesgos en esta etapa de análisis de riesgo.

En un futuro, durante las siguientes etapas del proyecto y cuando exista mayor información sobre este, se analizará a mayor profundidad si es necesario determinar medidas de reducción de riesgo adicionales para la correcta administración del riesgo en el proyecto.

9.6 SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO

9.6.1 Recomendaciones Técnico Operativas

En los casos donde se consideró que las salvaguardas podrían ser insuficientes, se procedió a realizar recomendaciones. Como resultado del análisis HAZID, en la siguiente tabla se muestran las recomendaciones técnico-operativas, para todos los riesgos en el que se consideró realizar una recomendación adicional a las salvaguardas por el equipo evaluador (véase Tabla 9.41).

Tabla 9.41 Recomendaciones Técnico Operativas

No.	Recomendación	Escenario en HAZID (Causas)*	Responsabilidad	Riesgo residual
1	Asegurar que el seguro de gastos sea suficiente para atender las necesidades asociadas a una potencial pérdida de control de pozo derivado de las actividades de perforación	Causas: 1.1.1, 1.1.2	Perforación / Finanzas	Alto
2	Asegurar la presencia de un ingeniero de presión de poro a bordo durante actividades de perforación	Causas: 1.1.1, 1.1.2	Perforación	Alto
3	Llevar a cabo inspección y aceptación del equipo del buque de perforación previo a las actividades exploratorias	Causas: 1.1.2, 1.1.3, 3.18.2	Perforación	Alto
4	Asegurar que el buque de perforación utilice coordenadas correctas/Sistema de posicionamiento correcto	Causas: 1.1.3	Perforación	Alto
5	Realizar una auditoría del Sistema de posicionamiento previa aceptación de unidad de perforación antes de las actividades exploratorias	Causas: 2.1.1	Perforación	Bajo
6	Realizar simulacros de emergencias mayores antes del inicio de las operaciones	Causas: 3.1.1	Perforación / HSE	Medio
7	Llevar a cabo inspecciones regulares y mantenimiento del Sistema de fuego y gas	Causas: 3.1.1	Perforación / HSE	Medio
8	Llevar a cabo aceptación e inspección del sistema BOP previo a las actividades exploratorias.	Causas: 3.3.1	Perforación	Bajo
9	Llevar a cabo auditoría de seguridad del proveedor de servicios de helicóptero previo al inicio de la campaña exploratoria	Causas: 3.5.1	HSE	Alto
10	Obtener aprobación de experto de aviación de PETRONAS previo a dar contratos a proveedor de servicios de helicóptero para la campaña exploratoria	Causas: 3.5.1	HSE	Alto
11	Comunicar riesgos de objetos caídos de torre de perforación durante junta informativa previo a actividades de perforación.	Causas: 3.7.1, 3.7.2	Perforación / HSE	Medio
12	Comunicar riesgos ocupacionales durante junta informativa previo a actividades.	Causas: 3.10.1	Perforación / HSE	Medio
13	Implementar sistema para asegurar no contaminación cruzada de sistema de relleno de nitrógeno	Causas: 3.18.1	Perforación	Medio
14	Asegurar control de calidad (QA/QC) para tapones y revestimiento de cemento	Causas: 5.1.1	Perforación	Medio

Fuente: Registro de Peligros y Efectos de Sesión de Identificación de peligros HAZID

*Nota: Identificación de Causas de forma [X.Y.Z]; X establece actividad, Y establece el peligro identificado y Z la causa asociada al peligro en las Registro de Peligros y Efectos del HAZID

Las recomendaciones anteriormente listadas serán programadas para ser implementadas previo al inicio de operaciones del Proyecto y estarán asociadas en cumplimiento a los dieciocho elementos del SASISOPA.

9.6.2 Proyecto Sistema Contra Incendios

El buque de perforación Rowan Renaissance cuenta con equipo para la detección, protección y combate en caso de incendio o explosión. En el Anexo 9.7 se muestran los diagramas de localización de los principales componentes del sistema contra incendio y sistemas asociados, así como la cantidad de estos. A continuación, se presenta una descripción del sistema integral de la unidad de perforación para la protección y el combate contra incendios.

Para la protección contra incendios y explosiones, se tiene una clasificación de áreas peligrosas, la clasificación de áreas es la división evaluada del buque en áreas peligrosas y no peligrosas. Las áreas peligrosas son aquellas en las que un elemento inflamable puede esperarse que esté presente la atmósfera, a frecuencias tales que requieran precauciones especiales para la construcción y uso de instrumentación y material eléctrico. Las áreas peligrosas se subdividen en tres zonas basadas en API RP505 y requisitos de clase ABS para unidades móviles de perforación mar adentro la clasificación de áreas peligrosas a bordo del Rowan Renaissance es la siguiente:

- Zona 0 donde las concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables están continuamente presentes o presente por largos periodos de tiempo.
- Zona 1 en la que es probable que existan concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables en condiciones normales de operación o pueden existir con frecuencia debido a reparaciones o mantenimiento, o podrían resultar en la fuga durante la avería del equipo o de operaciones defectuosas.
- Zona 2 en la que no es probable que se produzcan concentraciones inflamables de gases o vapores inflamables en el funcionamiento normal y si se producen solo existirá por un período corto.

Las principales áreas que se han considerado para la clasificación de áreas peligrosas del buque como en la sección 8 y 11 de API RP505 se listan a continuación:

1. Áreas de perforación

- Unidad de perforación y áreas de perforación
- Subestructura o áreas de la piscina lunar.
- Tanques de lodo.
- Zanjas de lodo o canales.
- Equipo de procesamiento de lodo.
- Agitadores de lutitas “shale shakers”
- Desarenadores o desengrasadores
- Ventilaciones
- Salidas de línea desviadoras.

2. Pozos de prueba en áreas de equipos.

- Equipo de separación.
- Equipos de medición.
- Equipo de almacenamiento de líquidos.
- Plumas de quemadores
- Equipos de elevación de gas.

3. Otras Áreas

- Casilleros de pintura.
- Salas de baterías.
- Áreas de almacenamiento de combustible de helicópteros.

Sistema de detección de fuego

El sistema comprende detectores de humo y térmicos con puntos de llamada manuales para la activación de la alarma. El equipo está clasificado para operación en áreas peligrosas donde sea aplicable. El sistema tiene un respaldo de batería de UPS, fuente de alimentación, si por alguna razón se interrumpe la alimentación principal.

El sistema de detección de incendios y gases tiene controladores redundantes y está interconectado a través de un sistema redundante con interfaz en serie con el VMS para una visualización gráfica de los puntos individuales. Las alarmas son capaces de ser silenciadas y también reconociendo desde el panel principal de VMS y del sistema alarma de incendio principal. Todos los sensores de detección de incendios y la instrumentación son direccionales individualmente. Se muestra la ubicación de cualquier falla o alerta gráficamente en VMS. Se proporcionan los siguientes módulos de circuito:

- Módulo de residencia.
- Espacios de maquinaria en proa y salas de propulsores.
- Módulos de perforación y áreas de manejo de lodos.
- Oficina de popa, espacios eléctricos, y cuarto de tablero de perforación.
- Sala de máquinas del lado de babor, sala de propulsión y espacios de maquinaria.
- Centro de sala de máquinas, sala de propulsión y espacios de maquinaria.

El sistema proporciona las siguientes funciones:

- Detección de incendios y humo de embarcaciones, incluidos todos los espacios y áreas de trabajo, espacios de maquinaria, almacenamiento y alojamientos.
- Activación del sistema de extinción de incendios.
- Indicación de alarma audible y visual en todo el barco.
- Indicación de la ubicación de la detección en una pantalla de tipo mímico que refleja los vasos generales.

Sistema de detección y alarma de gas.

El sistema fijo de detección y alarma de gas automático está diseñado de acuerdo con el diseño de sistemas de seguridad. Las principales estaciones de interfaz humana de detección de incendios y de gas y de alarma están en el cuarto de mando, con un panel de respaldo en el ECR. Un panel de monitoreo / indicación se proporciona en la cabina del perforador. El sistema de alarma indica claramente la ubicación y concentración del peligro de gas, el tipo de alarma de gas (H₂S o combustible) se presenta en la pantalla gráfica VMS que refleja el arreglo general del buque. El nivel de gas medido en cada sensor se muestra en el VMS. Hay dos puntos de alarma ajustables (Alta y Alta-Alta) para cada detector de gas, tanto combustible como H₂S. Los puntos de alarma son por clase de entrega. Es posible desactivar sensores individuales en el sistema desde el panel de visualización. Además del sistema fijo automático de detección de gas, dos detectores portátiles de combustible y de gas H₂S se proporcionan para que el personal de operación localice pequeñas fugas.

Adaptación del sistema de rociadores

La adaptación está protegida por un sistema de riego automático. El sistema de rociadores cubre todos los espacios de alojamiento. Comprende un tanque de agua dulce presurizado aislado de la tubería de fuego por una válvula accionada a distancia en el tanque del aspensor. En caso de que se active el sistema de rociadores, el presurizado del tanque suministrará agua hasta que la presión caiga a un nivel predeterminado (aproximadamente 4 bar).

En este punto, la válvula de la tubería de fuego se abre y una bomba contra incendios iniciará el rociador automáticamente. El sistema de rociadores se cargará con agua de mar a partir de ese momento. La activación del sistema de rociadores es automática una vez que la cabeza del rociador se ha roto. El sistema de rociadores está dividido en ocho secciones. Cada sección puede estar aislado del sistema en la estación de sección, que comprende una válvula de sección, un interruptor de límite para operación automática de la válvula y un manómetro.

Sistemas de apagado de emergencia

La activación del sistema ESD garantizará la condición más segura posible del buque de perforación y el equipo para minimizar las consecuencias de una situación de emergencia relacionada con la liberación no controlada de hidrocarburos, gases tóxicos o un foco de incendio.

El sistema ESD se utiliza para proporcionar un apagado seguro y rápido de los sistemas y equipos, el sistema se puede activar tanto de forma manual como automática. Los paneles de acción crítica (CAP) se utilizan para la activación manual del sistema ESD, y los CAP se encuentran en el W / H, ECR, DCR. El sistema ESD procesa las señales de entrada de los botones pulsadores manuales de los sistemas operativos CAP y Kongsberg y genera el nivel de ESD, además, si hay gas confirmado el sistema F&G produce apagados de equipos ESD3 no críticos. Todos los botones ESD en CAP se presionan para que se apaguen, y se indica claramente que se han presionado. Todas las funciones de apagado de ESD están disponibles en el puente y en el ECR.

Paro de emergencia del generador

Se proporciona un botón de apagado para el generador de emergencia en el puente y en el ECR. La activación del paro del generador de emergencia dará como resultado el apagado inmediato del motor de emergencia. Se pretende que este cierre se active después de todo.

Paro del sistema de perforación

Hay un botón de apagado del sistema de perforación en la cabina de la perforadora principal, en el puente y en el ECR. La activación del botón de paro del sistema de perforación dará como resultado el apagado inmediato del sistema de perforación completo mediante el apagado de la alimentación principal y de emergencia y la alimentación del UPS.

Panel de Acción Crítica (CAP)

El CAP es independiente de la unidad de visualización y las redes de datos, es decir, todas las señales de un CAP a las estaciones de campo de seguridad Kongsberg están conectadas a través de cableado. Esta configuración permite a los CAPs operar cuando un sistema operativo Kongsberg debería fallar. Los CAP se encuentran en el puente, ECR y la cabina del perforador. El CAP consta de la siguiente información de estado:

- Arranque de bombas contra incendio que son requeridas.
- Bomba de fuego que se está ejecutando.
- Estado de activación de lanzamiento de extinción de incendios.

La CAP presenta las siguientes alarmas:

- Alarma de incendio común, por ej. por área principal
- Alarma de gas común, por ej. por área principal

El CAP incluye las siguientes funciones de control:

- Lanzamiento de sistemas automáticos (fijos) de extinción de incendios.

- Activación de todos los niveles de ESD.

Protección activa contra incendios

El objetivo principal de los sistemas activos de protección contra incendios es proteger al personal y al barco, esto se logra mediante la contención y la prevención de la escalada de incendios. La operación es posible desde los paneles locales, el VMS y los CAPs.

Agua de incendio y sistema de diluvio.

Se tiene instalado un sistema de agua contra incendios y de inundación para suministrar agua a través de un anillo principal a los siguientes consumidores:

- Sistema de diluvio en unidad de perforación.
- monitores de agua contra incendios en piernas de subestructura.
- Monitoreo de agua de pozo en área de prueba.
- Espacios de alojamiento.
- Área de la cubierta principal.
- Salas de máquinas.
- Salas de bombeo.
- Cruce al sistema de rociadores de alojamiento excepto cuartos eléctricos.

El sistema principal también suministra agua a la sala de fosa de lodo y al sistema de espuma fija para el tratamiento del lodo. El agua para el Helipuerto es suministrada por dos bombas de incendio separadas a través de líneas independientes. El sistema de agua y diluvio se proporciona de acuerdo con los requisitos de Clase (ABS) y la regulación de autoridades.

La tubería principal de incendios instalada se ejecuta debajo de la cubierta principal y se alimenta directamente de las bombas de extinción de incendios. Varias válvulas de aislamiento están provistas dentro del anillo principal de fuego que serán capaces de ser operadas desde la cubierta principal.

Desde la línea principal de incendios, se proporcionan conexiones para atender todas las áreas relevantes y todos los hidrantes donde se prevén. Todos los hidrantes tienen conexiones compatibles con todas las mangueras contra incendios y están provistos de tapas para cuando no esté en uso. Las tapas están unidas por cable.

Sistema fijo de extinción de incendios

Los siguientes espacios están provistos de un sistema contra incendios fijo Water Mist o NOVEC 1230:

- Cuartos de motor (sistema Water Mist)
- Salas de generadores de emergencia (sistema Water Mist)
- Sala de la Unidad de Cemento (sistema Water Mist)
- Almacén de pintura (NOVEC 1230)
- Salas de control del motor y salas de conmutación (NOVEC 1230)
- Conversor de propulsores (VFD) / Salas de transformadores (NOVEC 1230)
- Cilindros de empuje (NOVEC 1230)

Todos los espacios protegidos con el sistema de liberación automatizado tienen las siguientes advertencias para alertar al personal de liberación inminente:

- Alarmas visuales y sonoras dentro del espacio.
- Alarmas visuales y sonoras en la cabina del puente, ECR y cabina del perforador.
- Señal de advertencia en el exterior de cada entrada de que el espacio está protegido.

El área de alojamiento está protegida por un sistema de rociadores. Las EEED se proporcionan en la ECR para proporcionar medios de escape en caso de liberación accidental.

Protección pasiva contra incendios

Todo el alojamiento y los espacios de trabajo cumplen con la integridad de fuego requerida según las Reglas de clase de ABS y del Código MODO IMO. Se muestran las cantidades y ubicación de todos los equipos de extinción de incendios.

La escalera principal y el maletero del elevador están contruidos según los estándares A-60. Un tipo húmedo convencional como sistema de rociadores se proporciona en el alojamiento. Pero los espacios del puente de Navegación / Control DP, la sala de radio y la sala de equipos eléctricos en la plataforma del puente de navegación no están protegidas por el sistema de rociadores debido a un equipo eléctrico que puede dañarse por el agua por un rociador dañado o defectuoso.

Las siguientes áreas relacionadas con el sistema de DP están encerradas por mamparas de clase A-60, excepto los que se enfrentan a las condiciones climáticas exteriores y tanques de lastre y agua lateral:

- Puente de navegación / sala de control DP.
- Sala de radio
- Salas de máquinas.
- Salas de cuadros de conmutación ECR, HV y LV y salas de transformadores.
- Salas de transformación, salas de conversión y salas de MCC para sistemas de propulsión.
- Salas de bombeo para latas de empuje.

Las siguientes áreas tienen división de mamparas estándar A-60:

- Entre salas de máquinas principales y auxiliares, salas de cuadros de distribución y salas de bombas.
- Entre adelante y atrás de las salas VFD del propulsor.

Sistemas de espuma

Un sistema de espuma proporciona protección para la parte superior del área de fosa de lodo y el área de tratamiento de lodo. Un tanque de concentrado de espuma con un educador (dosificador) es instalado en la cubierta principal en las proximidades de la zona de fosa de lodo. Aguas arriba del educador / dosificador a una válvula controlada a distancia está instalada. El sistema se alimenta desde el anillo de fuego principal.

9.6.3 Planes de Respuesta a Emergencias

PCCMO

WellCONTAINED

PCCMO tiene un contrato con la empresa WellContained para planes de respuesta a emergencia. El principal plan de emergencia es el Plan de Respuesta de Emergencia de Control de Fuentes (SCERP, *Source Control Emergency Response Plan*) y se basa en décadas de experiencia en el control de pozos

convencionales y submarinos. La experiencia de Wild Well cubre muchos años de control de pozos y operaciones de intervención en escenarios de reventón en todas las configuraciones operativas imaginables y en virtualmente todas las localizaciones geográficas.

Los procedimientos para manejar emergencias son absolutamente esenciales para asegurar la protección de la vida, la propiedad y el medio ambiente. El SCERP proporciona información e instrucciones para la respuesta a una emergencia de control de una fuente (reventón) submarina. El SCERP está destinado a ser utilizado como guía por PCCMO para ayudar en la preparación de una respuesta. La preparación incluye un ciclo de planificación, organización/equipamiento, capacitación, ejercicio y evaluación/mejora.

Este plan también pretende ser referenciado y utilizado en una respuesta del mundo real. La división de Servicios de Administración de Riesgos de Wild Well ha desarrollado este SCERP para PCCMO para satisfacer esta necesidad. Sin embargo, debe entenderse que cada incidente es único, y que se necesitaría una planificación estratégica y operativa adicional específica para cada incidente en un escenario del mundo real.

El equipo y los procedimientos especificados abordan varios escenarios de control de pozos, con énfasis en el peor de los casos, con una pérdida total de control. Inicialmente se presentan las Operaciones Iniciales de Respuesta, que se centran en el manejo de una situación de control de pozos que va escalándose, a la vez que garantizan la seguridad del personal. Posteriormente se centra en las operaciones en el peor de los casos (reventón) que requieren la movilización de equipo especializado para la respuesta de control de pozo y equipos de contención de pozos.

El objetivo principal es establecer un proceso para responder y manejar de manera segura una emergencia de control de pozos en un pozo submarino, que en última instancia resulta en el peor de los casos (Nivel 3) de un incidente/explosión. En un incidente de Nivel 1 ó 2, los Procedimientos Operativos Estándar (SOP) apropiados para la situación deben ser para recuperar el control del pozo.

Si los procedimientos estándar de control de pozos no logran resolver el problema, y la situación se eleva a un incidente/reventón de Nivel 3, el objetivo es detener el flujo de hidrocarburos en la fuente lo más rápido y seguro posible. El proceso de respuesta incluye las siguientes responsabilidades:

- Proteger al personal en el sitio en caso de una emergencia de control de pozo y hacer que todos los esfuerzos razonables para proteger la salud, la seguridad y el medio ambiente (HSE) durante la duración de la respuesta a emergencias
- Realizar notificaciones internas y externas según sea necesario
- Recopilar la información crítica necesaria para determinar las estrategias y tácticas de respuesta
- Definir claramente los objetivos, las estrategias y las tácticas
- Movilizar el equipo especializado para la contención de pozos y otros equipos necesarios
- Movilizar al personal para la respuesta de emergencia
- Ejecutar la estrategia y las tácticas, mientras se evalúa continuamente su eficacia, y hacer cambios según sea necesario hasta que la fuente(poza) ha sido controlada.

El SCERP no pretende sustituir el buen juicio. Puede ser necesario modificar los planes de movilización, las estrategias de intervención y las tácticas, dependiendo de las circunstancias del incidente.

Este documento se está elaborando actualmente de acuerdo a las necesidades y características del sitio y pozo Yaxchilán Este 1-EXP en AC4, tomando en cuenta el peor caso posible descrito y analizado en la sección de Análisis de Consecuencias (9.5.2.2). Cuando se tenga la versión final del documento, esta será compartida con las autoridades

Capping Stack – Wild Well Control (WWC)

Como se menciona en la sección de Análisis de Consecuencias (9.5.22) en la duración estimada del derrame. PCCMO tiene un contrato con la empresa Wild Well Control para el uso de del “capping stack” para las operaciones de perforación en aguas profundas en México. Wild Well Control está familiarizado con la planificación logística para movilizar el “capping stack” a México, ya que han proporcionado cobertura de “Capping stack” a PEMEX desde 2012.

Wild Well Control ofrece un paquete de equipos de respuesta adaptable creado para una variedad de escenarios submarinos. Basado en una amplia experiencia en el control de pozos submarinos, los criterios de diseño del kit proporcionan una calificación de profundidad de 3.8 m, presión de cierre de 15,000 psi y barreras mecánicas duales, con funcionalidad controlada por ROV (Vehículo operado remotamente, por sus siglas en inglés). El plan de logística comprende la movilización del Capping Stack desde su base en el Reino Unido hasta el pozo Yaxchilán Este 1-EXP.

Este documento servirá para complementar el transporte internacional en el PCCMO SCERP, descrito anteriormente. El objetivo de este plan es describir y desembolsar de manera efectiva la movilización del equipo Capping Stack de WellCONTAINED (Equipo de Control de Fuente) hacia el País de Destino desde el punto de entrada del Aeropuerto Internacional hasta el punto de entrega final en el sitio del pozo. Este documento proporciona orientación para el embarque y desembarque de equipos WWC desde las instalaciones de mantenimiento y almacenamiento en Montrose, Escocia, a través del proceso de exportación a través de las operaciones de fletamento aéreo, la importación y la entrega local a la ubicación del muelle de apilamiento y el tránsito al pozo.

Simulación de Flujo de Descarga de Reventón, plan de pozo de alivio y Análisis de Ahogo Dinámico

Como se menciona en la sección de “Estimación de Flujo de Descarga” de la sección 9.5.2.2, PCCMO solicitó que Wild Well Control (WW) provea modelado de tasas de descarga (BRM) para el pozo Yaxchilán Este-1EXP. El pozo está ubicado en el Golfo de México con una profundidad de 1,085m. El análisis cubre dos escenarios de reventón que resultan de una pérdida de contención durante las operaciones de perforación en la sección de perforación de 12 ¼" piloto x 22" con exposición al Oligoceno, así como la sección de perforación de 12 ¼" con exposición combinada a las formaciones Cretácica y Jurásica. Los escenarios representan el peor caso desde una perspectiva de restricción de flujo y de alcance donde no hay barras de perforación en el pozo en el momento del reventón.

Este documento es de gran importancia para la preparación de planes de emergencia ante derrames de hidrocarburo. El documento plantea el peor escenario esperado del pozo analizado, el cual fue utilizado para las simulaciones de derrame en la superficie oceánica. De esta manera PCCMO puede estar mejor preparado en caso de que el evento suceda. Para mayor información respecto al cálculo de tasa de descarga dirigirse a la sección de “Estimación de Flujo de Descarga” de la sección 9.5.2.2

El documento sigue en proceso de elaboración para la planeación del pozo de alivio y el análisis de ahogo dinámico (*Dynamic Kill Analysis*) con el fin de controlar el pozo. El documento se actualizará conforme mayor información este disponible y será presentado a las autoridades una vez que este completo.

Rowan Renaissance

Los objetivos de gestión de HSE por parte Rowan cumplen con la relación con sus sistemas de gestión / controles de procedimiento, equipos y sistemas de la unidad de perforación. La evaluación de riesgos asegura que los objetivos de gestión de HSE se enfoquen en los escenarios de emergencia claves.

La gestión de HSE de los elementos de respuesta a emergencia están organizados en los siguientes tópicos:

- Gestión de Respuesta a emergencia
- Mando y comunicación
- Entrenamiento y simulacros para emergencias
- Evaluación de refugio temporal
- Detalles de equipos de evacuación y escape.

Gestión de Respuesta a emergencia

Los requisitos generales por los cuales Rowan se prepara, responde, organiza y brinda apoyo para manejar efectivamente una situación de emergencia, ya sea en alta mar o en tierra, se detallan RMS-MSM-013.

Rowan ha desarrollado ciertos planes, políticas y / o procedimientos (llamados colectivamente “Planes”) que son documentados en el Manual de Seguridad y Respuesta de Emergencia y Crisis de Rowan. Parte de estos son:

- Política de crisis, respuesta de emergencia y seguridad RMS-CER-9000.
- Plan Corporativo de Respuesta a Emergencias (CERP) RMS-CER-9100.
- Política de preparación a emergencias RMS-MSM-013
- Planes de Respuesta a Emergencia específicos por plataforma. RMS-CER-9100 CERP
- RMS-MSM-002 que describe las responsabilidades para asegurar la seguridad del personal durante todas las operaciones incluyéndolas emergencias.
- Política de salud, seguridad y medio ambiente RMS-MSM-005.
- Política/Procedimiento de orientación al visitante y admisión a la plataforma RMS-QHSE-0801

Garantizando la seguridad del personal durante emergencias

Las prioridades más importantes de la empresa son proporcionar un lugar de trabajo libre de lesiones e integridad en todos los aspectos de las actividades comerciales y operaciones. Estos objetivos de la empresa son logrados mediante el establecimiento y la aplicación del sistema de gestión de Rowan (RMS) que contiene políticas y procedimientos para:

- La operación segura de todas las instalaciones y plataformas de Rowan
- Prevención de daños al medio ambiente.
- Evaluación de riesgos y establecimiento de garantías adecuadas.
- Mejora continua de las operaciones, incluida la preparación para emergencias relacionada con seguridad y protección del medio ambiente.
- Llevar a cabo auditorías internas para verificar si las funciones comerciales, el desempeño de seguridad y las actividades de prevención de la contaminación cumplen con los requisitos de RMS y la Gestión de Seguridad Internacional código (ISM).
- Mantener un Certificado de Gestión de Seguridad y un Documento de Cumplimiento sujeto a verificación por una organización reconocida por la Organización Marítima Internacional (OMI).

Provisión de instalaciones y equipos para garantizar la seguridad del personal durante emergencias

El Manual de funcionamiento del MODU Rowan Renaissance, Sección 9 - Sistemas y procedimientos de emergencia, contiene información detallada sobre las instalaciones y el equipo en la plataforma para garantizar la seguridad del personal en situaciones de emergencia.

Inducciones de HSE

Todo el personal y los visitantes de una plataforma marítima recibirán una Orientación de Plataforma que servirá de guía en materia de seguridad, riesgos y respuesta a emergencias. El proceso de Orientación de Plataforma asegura que todo el personal y los visitantes estén debidamente informados de las señales de emergencia específicas de la plataforma y otras medidas de seguridad y otras preocupaciones, y que todo el personal esté debidamente informado de sus funciones y responsabilidades de HSE.

El OIM se encarga de que todo el personal reciba la orientación apropiada sobre la plataforma.

Simulacros y ejercicios

El personal de Rowan Renaissance recibe capacitación sobre equipos de emergencia específicos, técnicas o procedimientos a través de ejercicios preestablecidos (por ejemplo, rutas de salida de emergencia, lanzamiento de botes salvavidas / balsa salvavidas). Durante estos ejercicios, el personal puede demostrar su capacidad para aplicar las habilidades, el conocimiento y las técnicas aprendidas durante la capacitación formal o durante ejercicios, simulacros e instrucciones.

Los escenarios de simulacros de respuesta de emergencia y los requisitos de respuesta de emergencia para el personal clave son definidos como parte de los procedimientos para simular posibles situaciones de emergencia y para garantizar la competencia del Equipo de Respuesta ante Emergencias en el desempeño de sus funciones para gestionar las emergencias.

Los escenarios de simulacro para respuesta a emergencia incluyen:

- Simulacro de incendio
- Simulacro de BOP y TRIP
- Gas de sulfuro de hidrógeno
- Simulacro de derrame
- Rescate en alturas
- Hombre al agua
- Abandono de unidad de perforación
- Pruebas de botes salvavidas y simulacro de lanzamiento.

Estos simulacros se imparten de manera semanal, trimestralmente o cada año.

Análisis de Respuesta a Emergencia

Se realiza un taller con la participación del Gerente de HSE de aguas profundas, OIM y otro personal senior de la plataforma donde se analizan y categorizan los posibles accidentes mayores, los resultados se documentan en los peligros y efectos de la plataforma. La preparación de respuesta a emergencia y los escenarios de respuesta a emergencia están vinculados con este registro.

Los principales riesgos de accidentes y los eventos relacionados a un alto nivel de riesgo identificados en el taller están asociados a:

- Hidrocarburos en la formación
- Petróleo crudo a baja presión
- Fluido hidráulico
- Gasóleo
- Equipo aéreo y operaciones de elevación.
- En el transporte aéreo
- Tráfico marino
- Operaciones de movimiento de la unidad de perforación
- Estación de mantenimiento
- Estado del clima y del agua
- Sulfuro de hidrógeno
- Reducción en la estabilidad

Evacuación de la Instalación

Los escenarios de accidentes que potencialmente podrían resultar en la evacuación de la instalación están relacionados con:

- Explosión / Liberación de hidrocarburo
- Inestabilidad
- Fuego no de proceso

Planes de respuesta de emergencia específicos para la instalación

La Política de Preparación para Emergencias prescribe que cada plataforma debe tener un Plan de Respuesta de Emergencia (ERP) que es específico para la plataforma. El ERP contendrá, pero no se limitará a, información y planos del sitio de la plataforma clave de la siguiente manera:

- Información de contacto de emergencia, como agencias gubernamentales, guardacostas, servicios de rescate, etc.
- Un resumen de los equipos y sistemas de emergencia de la plataforma, como salvavidas y equipo de extinción de incendios, sistema de espuma de helicóptero, energía de emergencia, sistemas de prevención de reventón, etc.
- Fuego, explosión y repuesta de emergencia del helicóptero
- Respuesta al gas sulfuro de hidrógeno (H₂S)
- Procedimientos de clima pesado durante tránsito o en modo operativo.
- Pozo, lastre, y planes de control de daños.
- Plan de control y mitigación de la contaminación.
- Crimen, piratería, sabotaje y / o actos de terrorismo respuesta.

Además, a cada plataforma se le emitirá un Plan de emergencia de contaminación por hidrocarburos a bordo específico del tipo de plataforma (SOPEP).

En caso de una emergencia, las alarmas son el método principal para notificar al personal de la situación y respuesta esperada. Diferentes alarmas significan diferentes emergencias y se explican al personal y / o visitantes al llegar a la plataforma. Cuando se activa una alarma, el personal responderá de acuerdo con la alarma específica, por lo tanto, es importante que todo el personal entienda el significado diferente de cada sonido de alarma. Las diferentes alarmas y sus respuestas prescritas son:

Alarma de abandono de plataforma - Timbre alternado continuo de la alarma general.

- Póngase ropa apropiada y chaleco salvavidas (o traje de inmersión si es necesario)
- Ir a la estación asignada de Lifeboat Muster
- En Lifeboat Muster Station, espere más instrucciones de la OIM.
- La orden de "Abandonar la nave" se dará verbalmente por el OIM (o siguiente en el comando si IM es incapacitado).

Alarma de explosión: timbre intermitente de la alarma general y el uso del sistema de megafonía.

- Póngase ropa apropiada y chaleco salvavidas (o traje de inmersión si es necesario)
- Ir a la estación designada de Lifeboat Muster
- Espere más instrucciones de la OIM

Alarma de incendio: timbre intermitente de la alarma general + anuncio público "FIRE IN (ubicación)" (llamada repetida)

- El personal con tareas asignadas se reporta a la estación de reunión de Incendio / Emergencia asignada
- El resto del personal se pone la ropa y el chaleco salvavidas adecuados y va al equipo asignado del bote salvavidas.
- El Equipo de la sala de control del motor (ECR) asegurará todos los posibles componentes eléctricos, hidráulicos, mecánicos, sistemas neumáticos y de ventilación.
- Seguir las instrucciones de la OIM.

Alarma de gas - Timbre intermitente de la alarma general, + Dirección pública "ALARMA DE GAS" (Repetido)

- Reunirse en el Helideck (a menos que se indique lo contrario), en los lados de puerto y estribor de acuerdo con estación designada de Lifeboat Muster
- En la estación de Lifeboat Muster, espere más instrucciones.
- Detener todo trabajo caliente y apagar cualquier ignición.
- No fumar
- Ir a la estación de emergencia o área asignada.
- Seguir las instrucciones de la OIM.

Hombre al agua: repetición de tres silbidos largos de silbato + dirección pública "Man Overboard" dando ubicación de avistamiento

- Cualquier persona que vea a la (s) persona (s) en el agua comenzará inmediatamente a gritar "Hombre al agua"

- Da la alarma y lanza el (los) anillo (s) más cercano (s) a la (s) persona (s) en el agua
- La persona que gritó 'Hombre al agua' se posicionará para mantener el contacto visual con la (s) persona (s) en el agua y pueda dirigir al 'Equipo de rescate de hombre al agua'
- La tripulación del puente hará sonar la alarma y anunciará 'Hombre al agua' y ubicación
- Puente para notificar a Standby Boat y otras embarcaciones en el área, si están disponibles
- Si es de noche, se dirigirá una luz a la (s) persona (s) en el agua para facilitar mantener el contacto visual
- OIM lanzará el bote de rescate si las condiciones lo permiten
- Piso de perforación para enviar dos miradores a la Corona.
- El equipo de la grúa prepara la canasta de personal en el lado apropiado.

Señal de todo despejado: tres (3) anillos cortos del sistema de alarma general seguidos de un anuncio público

- Todo el personal a bordo informa a su supervisor para la rendición de cuentas.

Medios de evacuación.

La evacuación en helicóptero es el método preferido de evacuación, seguido por el bote salvavidas. Cuando la situación es severa y los botes salvavidas se vuelven inaccesibles o inutilizables el personal puede decidir usar balsas inflables y pescantes. Como último recurso, el personal puede decidir saltar directamente al mar si no hay otros medios de escape.

El personal que entra al agua requerirá de rescate inmediato, ya sea por los botes salvavidas de la instalación, un bote de rescate, pescantes o por servicios de rescate externo. Equipo de protección está disponible para el personal, esto incluye: Dispositivos de respiración de escape de emergencia (EEBS's por sus siglas en inglés), trajes de bombero, kit de choque Helideck.

Personal responsable de la respuesta a emergencia.

RMS-CER-9100 prescribe las responsabilidades para el siguiente personal CRT responsable de la respuesta a emergencia:

- Equipo de Respuesta Corporativa (CRT)
- Equipo de Respuesta Regional (RRT)
- Comandante de incidente (IC)
- Comandante suplente de incidente
- Oficial de seguridad
- Oficial de información pública
- Oficial de información de productos
- Oficial de enlace
- Oficial legal

Además, se prescriben las responsabilidades del siguiente personal en escena:

- Jefe de la Sección de Operaciones.
- Jefe de Sección de Operaciones del Producto

- Comandante en escena (Jefe de sección de operaciones adjunto)
- Oficial de seguridad del sitio
- Jefe de Sección de Planificación.
- Jefe de la sección de logística.
- Jefe de Sección de Finanzas

Al nivel de instalación, las funciones y responsabilidades del siguiente personal con respecto a situaciones de emergencia:

- La OIM es el representante legalmente designado de Rowan y es responsable del desarrollo de un procedimiento de respuesta de emergencia (ERP) específico para el sitio de instalación.
- Los Equipos de Respuesta ante Emergencias (ERT) realizarán sus tareas necesarias de acuerdo con su nivel específico de entrenamiento. El ERT informará a la OIM y recibirá orientación sobre cualquier tarea que no está en el curso normal de su posición o entrenamiento. Los equipos de rescate deben ser definidos en el inicio de la operación y ser conocido por todo el personal.
- Todo el resto del personal debe despejar el área para permitir que el equipo de rescate acceda a la situación. Si la evacuación es necesaria, todo el personal no esencial debe informar a su equipo asignado.

9.6.4 Sistemas de Seguridad

Botes salvavidas y bote de salvamento

Hay seis balsas salvavidas de plástico reforzado con fibra de vidrio a bordo, cada dos conjuntos de botes salvavidas se encuentran en cada lado del área de alojamiento y en cada lado del área de popa cubierta. Cada bote salvavidas tiene una capacidad de 70 personas y diseñado para una persona de 95 kg con un asiento de 21 pulgadas / persona. Cada barco es conducido por un sistema de arranque de agua dulce del motor diésel refrigerado según SOLAS. Todos los barcos están totalmente cerrados y equipados con equipo de emergencia requerido por SOLAS y la Autoridad Nacional. Todos los botes salvavidas están marcados con el nombre del buque y el puerto de registro.

Hay un bote de rescate para seis personas ubicado a bordo. El bote de rescate está diseñado con un motor diésel de 50 HP, defensas de espuma y un dispositivo de elevación de acero inoxidable de un punto. El barco está diseñado para 95 kg / persona y 21 pulgadas / persona asiento. Un pescante de un solo brazo se usa para una rápido y seguro lanzamiento y recuperación.

Hay doce juegos de balsas salvavidas de tipo auto-lanzamiento en la cubierta A proa y seis juegos de tipo de lanzamiento en la popa con capacidad para 25 personas cada una. El buque cuenta con el número adecuado de balsas salvavidas para permitir que el personal escape al mar, si están atrapados como resultado de un incendio o una explosión y no se puede evacuar a través de los botes salvavidas.

Se cuenta con diecisiete aros salvavidas. Los aros salvavidas están hechos de material flotante de conformidad con el requisito del Reglamento requerido. Cada salvavidas está marcado con el nombre y puerto de registro de la embarcación en letras mayúsculas y para ser equipado con una línea de apoyo. La auto activación de señales de humo produce humo de color altamente visible durante al menos 15 minutos. Los aros salvavidas disponible para rescates de personas al agua son los siguientes:

- Dos: con luz de autoencendido, señal de humo de auto activación con dispositivo de liberación rápida
- Cinco: con luz de autoencendido (tipo antideflagrante)

- Ocho: con línea de vida (30 m)

Chalecos salvavidas / trajes de inmersión.

El buque cuenta con un total de 644 conjuntos de chalecos salvavidas. Cada chaleco salvavidas tiene un silbato ligero y se proporciona para cada asiento disponible en los botes salvavidas y cada litera en el barco. Los chalecos salvavidas son guardados en cada cabina y los recordatorios se guardan en la caja del chaleco salvavidas de acuerdo con los requisitos de la Autoridad Nacional. Todos los chalecos salvavidas son de color naranja y están marcados con el nombre y el puerto de registro de la embarcación. Los chalecos salvavidas se encuentran de la siguiente manera:

- 210 - Uno por litera
- Tres - Nav. cubierta de puente sala de control de DP
- Dos - Sala de control del motor.
- Tres - Plataforma de perforación
- Seis - Cubierta de popa de popa del área del bote de rescate (S)
- 280 - Área de bote salvavidas de cubierta "A" (P&S)
- 140 - Área de bote salvavidas de la cubierta de popa de popa (P&S)

Un total de 285 juegos de trajes de inmersión se proporcionan a bordo del buque y seis juegos de trajes anti exposición están ubicados en la zona de botes de salvamento.

Refugio Temporal

Los refugios de alojamiento frente a la zona de perforación y la cubierta superior del alojamiento debajo del helideck están todos clasificados como A60 de protección contra incendios. Los refugios frente al mar (adelante y a ambos lados) tienen una clasificación de protección contra incendios de A-0. También son resistentes a las explosiones con un diseño de sobrepresión de 0.25 bar. Las siguientes áreas también tienen refugio con calificación A-60:

- Entre las salas de máquinas principal y auxiliar, las salas de cuadros de distribución y las salas de bombas.
- Entre adelante y atrás de las dos salas de impulsión de frecuencia variable del propulsor.
- Sala de generadores de emergencia, donde lo exigen las normas de la sociedad de clasificación.

Las cargas diseñadas para las particiones (por ejemplo, paredes, piso, cubierta) dentro del área de alojamiento cuentan con los requisitos mínimos del Código IMO MODU o equivalentes; además, las siguientes áreas dentro del alojamiento tienen clasificación de incendio A-60:

- Sala de maquinaria de elevación.
- Salas de Puente, Radio y Cartas.
- Wheel House.
- Sala de generadores de emergencia.
- Bloqueo de aire.
- Sala de equipos eléctricos de interfaz.

Sistema de alarma

Las diferentes alarmas y sus respuestas prescritas son como sigue:

Alarma de abandono - Timbre alternado continuo de la alarma general.

- Póngase ropa apropiada y chaleco salvavidas (o traje de inmersión si es necesario)
- Ir a la estación asignada de Lifeboat Muster.
- En la estación Lifeboat Muster, espere más instrucciones de la OIM.
- La orden de "Abandonar el envío" se dará verbalmente por el OIM (o siguiente en el comando si OIM se encuentra incapacitado).

Alarma de paro: timbre intermitente de la alarma general y el uso del sistema de megafonía.

- Póngase ropa apropiada y chaleco salvavidas (o traje de inmersión si es necesario)
- Ir a la estación designada de Lifeboat Muster.
- Espere más instrucciones de la OIM

Alarma de incendio: timbre intermitente de la alarma general + dirección pública "Incendio" (ubicación)" (llamada repetida)

- El personal con tareas asignadas se reporta a la estación de reunión de Incendio / Emergencia asignada
- El resto del personal se pone la ropa y el chaleco salvavidas adecuados y va a la estación de equipo asignado del bote salvavidas.
- El Equipo de la sala de control del motor (ECR) asegurará todos los posibles componentes eléctricos, hidráulicos, mecánicos, sistemas neumáticos y de ventilación.
- Seguir las instrucciones de la OIM.

Alarma de gas - Timbre intermitente de la alarma general, + Dirección pública "ALARMA DE GAS" (Repetido)

- Reunirse en el Helideck (a menos que se indique lo contrario), en los lados de puerto y estribor de acuerdo con la estación designada de Lifeboat Muster.
- En la estación de Lifeboat Muster, espere más instrucciones.
- Detener todo trabajo caliente y apagar cualquier ignición.
- No fumar.
- Ir a la estación de emergencia o área asignada.
- Seguir las instrucciones de la OIM.

Alarma de H₂S - Alarma de distorsión de dos tonos de tono alto sobre el sistema de direcciones públicas "H₂S" (repetido)

- Vaya a un área de respiración segura a través de una ruta en contra del viento según el plan H₂S
- Tenga en cuenta la dirección del viento durante la alarma.
- Uso del dispositivo de respiración de escape de emergencia (EEBD).

Hombre al agua: repetición de tres silbidos largos de silbato + dirección pública "Hombre al Agua" dando ubicación de avistamiento.

- Cualquier persona que vea al (s) persona (s) en el agua comenzará inmediatamente a gritar "Hombre al agua".

- Da la alarma y lanza el (los) anillo (s) más cercano (s) a la (s) persona (s) en el agua.
- La persona que gritó 'Hombre al agua' se posicionará para mantener el contacto visual con
- persona (s) en el agua y dirija al Equipo de rescate de hombre al agua.
- La tripulación del puente hará sonar la alarma y anunciará 'Hombre al agua' y ubicación.
- Puente para notificar al bote de apoyo y otras embarcaciones en el área, si están disponibles.
- Si es de noche, se dirigirá una luz a la (s) persona (s) en el agua para facilitar y mantener el contacto visual.
- OIM lanzará el 'Bote de Rescate' si las condiciones lo permiten.
- La plataforma de perforación enviara dos miradores a la Corona.
- El equipo de la grúa prepara la canasta de personal en el lado apropiado.

Sistemas de evacuación y escape.

El equipo, la disposición, la instalación y otras disposiciones cumplen con los requisitos de SOLAS y la Autoridad Nacional.

Se proporcionan rutas de acceso y escape para garantizar un medio seguro de escape para el personal de cualquier área en el buque a los puntos de reunión y evacuación. Hay al menos dos rutas de escape separadas de:

- Áreas externas
- Espacios de maquinaria, Categoría A
- Todos los niveles de alojamiento.
- Debajo de la cubierta abierta más baja: una puede ser una escalera, la segunda puede ser un tronco con escalera vertical o de escalera de planta.
- Corredores de más de 7 m de longitud.
- Comedores y salas de recreo con una superficie de 20 m². Los dos existentes estarán situados tan alejados como sea posible y conducen a las vías de escape.

La evacuación del personal del buque de perforación puede ser en helicóptero o en botes salvavidas. Cuando la situación es grave y los botes salvavidas se vuelven inutilizables o inaccesibles, el personal usará balsas salvavidas como un medio alternativo de escape o embarque por escaleras de cuerda. Como última opción, el personal puede decidir saltar directamente al mar si no hay otros medios de escape.

Hay seis botes salvavidas lanzados por pescante de gravedad a bordo del buque de perforación:

- Cuatro botes salvavidas cerrados para 70 personas ubicados en el alojamiento delantero, dos en cada lado.
- Dos botes salvavidas de 70 personas en la cubierta de popa, uno a cada lado.

Todos los botes salvavidas han sido diseñados según SOLAS para ser auto-rectos y equipados con equipo de seguridad (por ejemplo, sistema de rociado de agua externo, protección contra el ingreso de humo, raciones de emergencia, radios portátiles GMDSS portátiles y transpondedores de radar) de acuerdo con las Regulaciones SOLAS.

El Centro de Control de Emergencias se encuentra dentro del área de alojamiento, que es el TR designado a bordo. El hospital a bordo del se encuentra en la cubierta principal dentro del bloque de alojamiento para brindar primeros auxilios.

En situaciones en las que una cantidad significativa de personal termina en el agua, la asistencia en helicóptero ayudara a reducir el tiempo de rescate. Sin embargo, la evacuación en helicóptero es la primera preferencia; aunque su uso puede estar limitado por factores tales como llegada oportuna antes de que el incidente se intensifique, las condiciones climáticas, la disponibilidad del helipuerto para aterrizaje en la situación de emergencia, el tiempo requerido para la evacuación de todo el personal en el barco y el riesgo de estrellarse durante la evacuación.

9.6.5 Medidas Preventivas

Como parte de las medidas preventivas para evitar un evento de riesgo en las instalaciones, se proponen más no se limitará a las siguientes actividades, las cuales quedarán implementadas y establecidas en los procedimientos:

Consideraciones generales de mantenimiento

Limpieza de BOP

Todo el equipo de BOP debe ser lavado externamente con agua fresca (no a alta presión) tan pronto como se recupere a la superficie. Debe ser lavada a fondo internamente pasando la boquilla de chorro a través del orificio de la pila.

Bloques de Preventor de Ariete

Siga las recomendaciones de mantenimiento del fabricante y las instrucciones del responsable para el mantenimiento de los bloques de ariete.

Todas las cuchillas de corte reemplazables y los pernos de las cuchillas de corte se reemplazarán si se utilizan para cizallar durante una situación de control de pozos, si los cilindros de cizallamiento han cortado algún tubular o cable, o si están cerrados en algún tubular o cable.

Todas las cuchillas o bloques de cizallamiento fijos o de una pieza se inspeccionarán siguiendo las recomendaciones del fabricante del equipo original si se utilizan para cizallar durante una situación de control de pozos, si los cilindros de cizallamiento han cizallado algún tubular o cable, o si están cerrados en algún tubular o cable de acero.

Lavado de cápsulas submarinas después de la recuperación

Cada vez que se recupere a la superficie un equipo BOP, se llevará a cabo lo antes posible una prueba de funcionamiento completa de cada cápsula para eliminar todos los rastros de agua salada de las mismas. Esto es necesario para reducir los problemas de corrosión dentro de las cápsulas.

- Los componentes elastoméricos se sustituirán, tan pronto como sea posible, después de la exposición al sulfuro de hidrógeno (H₂S) y/o al CO₂, bajo presión, de conformidad con los requisitos del fabricante del equipo original.
- Los sellos elastoméricos se marcarán o etiquetarán utilizando el sistema de codificación OEM. Como mínimo, las marcas deberán incluir información sobre la dureza, el tipo genérico de compuesto, las fechas de fabricación y de caducidad (mes/año), el número de lote/serie, el número de pieza del fabricante y el intervalo de temperaturas de funcionamiento del componente.

Control de flujo de BOP

El sistema de mezclador automático (si está instalado) se someterá a ensayo para garantizar que puede seleccionarse manualmente en los intervalos recomendados por el fabricante del aditivo lubricante soluble en agua, incluida la dosificación adecuada de etilenglicol de acuerdo con la API STD 53, sección 7.4.4.3 y 7.4.4.4.

Se someterá a ensayo un accionamiento manual del sistema mezclador automático (si está instalado) para garantizar su correcto funcionamiento.

Nota: Durante la realización de esta prueba, el sistema de control tendrá una capacidad limitada para responder a una emergencia (por ejemplo, pérdida de potencia). Se deben tomar precauciones adicionales.

Empaques o juntas de conexión

Cualquier conexión que se rompa por motivos de mantenimiento deberá tener una nueva junta instalada.

Los materiales de las juntas deben ser compatibles con el material de la ranura del anillo.

En el caso de los BOP submarinos, la cabeza de pozo y la junta del conector LMRP se pintarán con un patrón (rayas) que pueda ser reconocido por un ROV.

No se utilizarán lubricantes ni jaleas para la fabricación de juntas.

Consideraciones generales de mantenimiento y pruebas Post- mantenimiento

Los valores de alta y baja temperatura se identifican en API 16A para piezas metálicas y no metálicas. Se verificará el uso de componentes metálicos y no metálicos para su uso en temperaturas superiores o inferiores a las identificadas en la API 16A según API STD 53, sección 1.5.2.

El apriete, la reparación o cualquier otro trabajo se realizará únicamente después de verificar que se ha liberado la presión y que todas las partes han acordado que no existe la posibilidad de que se produzca presión atrapada.

Todos los conductos y conexiones que se utilicen en los procedimientos de ensayo deberán estar adecuadamente asegurados.

Todos los accesorios, conexiones y tuberías utilizados en las operaciones de prueba de presión tendrán presiones nominales iguales o superiores a la presión máxima de prueba.

La junta de prueba de la tubería de perforación y el subespacio de prueba del pistón de la tubería de revestimiento estarán contruidos con tuberías que puedan soportar la tensión, el colapso y las presiones internas que se ejercerán sobre ellos durante las operaciones de prueba.

Los informes de las pruebas de presión y funcionamiento se conservarán durante un mínimo de dos (2) años en el emplazamiento de la instalación y en los tamaños de las tuberías de perforación MD CMMS para su comprobación.

Para la prueba BOP previa al despliegue (prueba de muñón), los anulares y VBR se probarán a presión en la tubería de perforación de diámetro exterior más grande y más pequeña que se vaya a utilizar en el programa de perforación de pozos.

Pruebas de presión del BOP

El BOP se probará con los cilindros cerrados, bloqueados y con todas las funciones ventiladas.

Las pruebas de BOP anular pueden ser hasta el 70% de presión máxima de trabajo siempre y cuando la tapa superior no haya sido alterada desde la última prueba de presión máxima de trabajo. Para pruebas específicas, los procedimientos deberán seguirse de acuerdo con el Manual de Control de Pozos.

9.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como parte del Análisis Cualitativo se llevó a cabo la identificación de Peligros y Evaluación de Peligros siguiendo los lineamientos del procedimiento “Proceso de Gestión de Peligros y Efectos (HEMP)” de PCCMO. (ver sección 9.5.1). A través de la matriz de Riesgo del Grupo de Empresas de Petronas (HSERM) se definieron las actividades que cuentan con un nivel de riesgo aceptable o si se requiere aplicar medidas de control adicionales a las salvaguardas existentes para mitigar el riesgo. A partir de los resultados de la ejecución del sesión de identificación de peligros HAZID se determinó, como se muestra en la Tabla 9.25, que existen treinta y cinco (35) consecuencias con categoría de riesgo “Bajo”, diez (10) consecuencias en categoría de riesgo “Mediano” y tres (3) consecuencias en categoría de riesgo “Alto”. Ninguna desviación quedo definida con un nivel de riesgo residual Muy Alto o no tolerable.

Los escenarios que presentan el mayor nivel de riesgo después de salvaguardas, identificados a partir de la sesión de identificación de peligros, fueron tres (3) escenarios con una clasificación de riesgo categorizada como Alta. Según el procedimiento HEMP de PCCMO, una clasificación de riesgo Alta puede ser tolerable si es soportado por la demostración de nivel ALARP. A continuación, se describen de manera breve los peligros con la mayor clasificación de riesgo después de salvaguardas (Alto).

- Pérdida de control de pozo / integridad de pozo – Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino causado por flujo de alta presión rompiendo la zapata superficial
- Pérdida de control de pozo / integridad de pozo - Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino causado por la pérdida de barreras
- Accidente de helicóptero – Fatalidad causada por Clima adverso/ Error Humano /Falla mecánica o eléctrica

Es importante mencionar que los escenarios relacionados con el peligro “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” fueron categorizados con una clasificación de riesgo después de salvaguardas categorizado como “Alto” debido a que el receptor evaluado fueron los “Activos” y este evento implica afectaciones económicas importantes. El mismo peligro evaluado para los receptores de medio Ambiente y Personas fueron evaluados con un nivel de riesgo “Mediano” y “Bajo”, respectivamente.

Basándose en lo anterior y con base en los resultados de la ejecución del taller HAZID se determinó, que para efectos del análisis de consecuencias el peligro de “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” jerarquizado con nivel de riesgo Alto, presentaría un efecto potencial mayor al medio ambiente por lo que fue seleccionado para modelación. Las recomendaciones técnico-operativas más importantes derivadas del análisis HAZID para este peligro son las siguientes:

- Asegurar que el seguro de gastos sea suficiente para atender las necesidades asociadas a una potencial pérdida de control de pozo derivado de las actividades de perforación
- Asegurar la presencia de un ingeniero de presión de poro a bordo durante actividades de perforación
- Llevar a cabo inspección y aceptación del equipo del buque de perforación previó a las actividades exploratorias

Posteriormente, como parte del análisis de consecuencias del presente estudio, se generó un modelo de derrame de hidrocarburo para evaluar los impactos de dos eventos de reventón no planificados (es decir, emisiones al medio ambiente de naturaleza accidental fuera de las descargas planificadas y efluentes diseñados) en forma de escenarios hipotéticos de derrames de hidrocarburos. Los dos escenarios de derrame simulados fueron:

- Escenario 1: Reventón de petróleo que contempla el tiempo máximo de llegada e instalación del equipo especializado Capping Stack para controlar el reventón. Con una duración 20 días (más 15 días de seguimiento).

- Escenario 2: Reventón de petróleo que contempla el tiempo necesario para la perforación de un pozo de alivio y el posterior control de pozo. Con una duración 90 días (más 30 días de seguimiento).

Se realizaron un total de dos (2) simulaciones probabilísticas (una simulación probabilística para cada Escenario). Cada simulación incluía múltiples iteraciones que cubrían un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas. Estas iteraciones se iniciaron el 1er y 15to día de cada mes durante las temporadas especificadas en el período de cinco años de 2013 a 2017 para el Escenario 1 (un total de 120 iteraciones). Para el Escenario 2, las iteraciones se iniciaron el primer día de cada mes durante las estaciones especificadas durante el mismo período de cinco años (60 iteraciones). Estas iteraciones se dividieron en tres estaciones (estación seca: de marzo a mayo; estación de lluvias: de junio a octubre, y estación anticiclónica: de noviembre a febrero).

Al mismo tiempo, se identificaron tres (3) criterios para analizar los peores casos de cada escenario:

- Criterio 1: Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua
- Criterio 2: Mayor masa de hidrocarburo en las costas
- Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera

Los resultados del modelo de ambos derrames de hidrocarburo se resumen en la Tabla 9.38 y la Tabla 9.39, donde se presentan los resultados de los dos *blowouts* simulados, reventón de 20 y de 90 días respectivamente con una descarga promedio de 611,819 stb/día. Para esto, se analizaron tres peores escenarios (*Worst Cases, WC*) o Criterios; *Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua, Mayor masa de hidrocarburo en las costas y Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera*. A continuación, se resumen los resultados obtenidos para dichos escenarios:

Criterio 1 - Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua,

- Para el reventón con una duración de 90 días, la temporada con la mayor área potencial de superficie cubierta por hidrocarburo mayor a 1 μm correspondió a la temporada seca (Figura 9.30) con aproximadamente 995,168 km^2 ; mientras que para el mismo escenario, criterio de *Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua*, la temporada de lluvias presentó la menor área superficial mayor a 1 μm con 796,140 km^2 .

Criterio 2 - Mayor masa de hidrocarburo en las costas

- Para el reventón con una duración de 90 días, la temporada en donde se cubre mayor longitud de costa en México con petróleo depositado $>100 \text{ g/m}^2$ es la temporada anticiclónica (Figura 9.31) cubriendo aproximadamente 1,298 km de costa en México. Para el mismo criterio, la temporada en la que se deposita petróleo ($>100 \text{ g/m}^2$) en menos longitud de costa es la temporada seca, con 1,144 km.

Criterio 3 - Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera

- Para el reventón con una duración de 90 días, la temporada que presentó el tiempo potencial más corto para que el hidrocarburo llegue a la costa correspondió a la temporada lluviosa (Figura 9.32) tardando aproximadamente 8.25 días en hacer contacto en las costas de Coatzacoalcos; mientras que para el mismo escenario, criterio para el hidrocarburo entre en contacto con la costa, la temporada anticiclónica la mayor cantidad de tiempo con aproximadamente 10.5 días.

Asimismo, se analizaron las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica y en la costa tomando en cuenta que el evento haya ocurrido. Las iteraciones del modelo

fueron ejecutadas dos veces por mes para los cinco años de información con un total de 120 iteraciones, concluyendo lo siguiente:

Probabilístico- Reventón con duración de derrame igual a 90 días

- De la Figura 9.24 a la Figura 9.26 se presentan los gráficos probabilísticos del petróleo visible (espesor > 0,1 μm) después de 120 días para un reventón de crudo que tuvo una duración de 90 días durante las estaciones seca, lluviosa y anticiclónica respectivamente. Se observa que el petróleo se esparce en todas las direcciones desde el lugar de perforación, pero el petróleo viaja predominantemente hacia el oeste y el norte. Una vez que el movimiento de petróleo es limitado por las costas del Golfo de México, el petróleo se mueve hacia el norte en dirección paralela a las costas. Más tarde, el petróleo gira en el sentido de las agujas del reloj hacia la dirección este a lo largo de la costa del Golfo de México de los Estados Unidos. En caso de una explosión de crudo que dure 90 días, la probabilidad de que el petróleo pase por aguas mexicanas hacia el territorio de los Estados Unidos es superior al 90% en las tres temporadas. Durante las tres estaciones, existe la posibilidad de que el petróleo eventualmente viaje hacia el Océano Atlántico a través del Estrecho de la Florida (el paso del océano entre la Península de la Florida y Cuba). Esta probabilidad es mayor durante la temporada de lluvias (alrededor del 40%) y menor en la temporada anticiclónica (menos del 10%). Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real considerablemente menor y fue evaluada como “improbable” durante la sesión de identificación de peligros”
- De la Figura 9.27 a la Figura 9.29 se presenta la probabilidad de que se deposite un nivel significativo de hidrocarburos en la costa (>100 g/m²) en las temporadas seca, lluviosa y anticiclónica para el caso de que se produzca una fuga de crudo para la instalación de la chimenea de taponado. En las tres estaciones, la mayor parte de la extensión de la línea costera entre la ciudad Frontera (Tabasco) y el delta del Mississippi recibe petróleo por encima del umbral significativo de contaminación de la línea costera (100 g/m²) en un plazo de 120 días después de una explosión de crudo que duró 90 días. La probabilidad de que se produzca un nivel significativo de hidrocarburos en la costa supera el 90% en casi todo el tramo costero entre Coatzacoalcos y Brownsville durante la estación seca. La mayor parte de este tramo costero sigue recibiendo un importante volumen de hidrocarburos, con una probabilidad superior al 70% también durante la temporada de lluvias. Durante la temporada anticiclónica, la mayor parte del tramo costero entre Ciudad Madero y la ciudad Frontera recibió un importante flujo de petróleo costero con una probabilidad superior al 70%.

Siempre y cuando el Promovente ejecute todos los controles preventivos que se encuentran descritos en las hojas de trabajo de la sesión de identificación de peligros (HAZID) disponible en el Anexo 9.6 y los sistemas de seguridad descritos a lo largo de la sección 9.6.4, el equipo evaluador consideró que el nivel de riesgo podría considerarse aceptable (ALARP).

9.8 RESUMEN EJECUTIVO

El Estudio de Riesgo fue elaborado con base en la Guía para la Elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburo publicada por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA).

Para propósito de presentación del ARSH el enfoque presentado en las etapas de identificación de peligros y análisis de consecuencias incluyen todas las operaciones en la plataforma de perforación y no únicamente las operaciones con actividades altamente riesgosas.

El presente Proyecto, comprenderá las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual 4 (AC4), con un área aproximada de 2,358.74 km², se localiza dentro del AC4 en la Cuenca Salina del Golfo de México Profundo a 152 km de las costas de Coatzacoalcos, Veracruz.

El Proyecto consiste en la perforación de un pozo exploratorio con el nombre de Yaxchilán Este- 1EXP dentro del AC4 en la Cuenta Salina en el Golfo de México Profundo. Este pozo posee un tirante de agua de 1,085 m.

El proyecto contempla la realización de las siguientes operaciones:

- Preparación y Movilización de la embarcación de perforación dentro del área contractual;
- Perforación Exploratoria, que incluye:
 - Actividades operativas rutinarias (operaciones generales de perforación, cambio de tripulación, transferencia de personal hacia/ desde la unidad de perforación, etc.);
 - Actividades operativas no rutinarias (como emergencias, mantenimientos mayores, suspensión temporal de actividades, etc.); y
- Desmovilización y Abandono permanente del pozo.

Para las operaciones del proyecto se utilizará un buque de perforación o *Drillship*, denominado “*Rowan Renaissance*”. Las bases del diseño del buque son los estándares internacionales definidos en la administración de clase y abanderamiento y el control del estado del puerto. La clasificación implica la verificación contra un conjunto de requerimientos durante el diseño, la construcción y la operación de barcos y unidades de alta mar.

El objetivo de un análisis de riesgo es identificar las causas y condiciones que podrían provocar desviaciones, incidentes y accidentes durante las diferentes operaciones del proyecto, y a partir de ello establecer medidas para evitarlos, minimizarlos o al menos atenuar los efectos que éstos pueden tener en los seres vivos, medio ambiente, en las instalaciones o equipos.

El análisis de riesgos se realizó de acuerdo al procedimiento “Proceso de Gestión de Peligros y Efectos (HEMP)” de Petronas (PCCMO). Este documento proporciona una descripción del Proceso de Gestión de Peligros y Efectos (Hazards and Effects Management Process, HEMP) y una guía para su aplicación a fin de garantizar la implementación de un enfoque coherente para la gestión del riesgo y una reducción continua del riesgo.

La Matriz de Clasificación de Riesgos del grupo de Empresas de Petronas (HSERM), la cual se fundamenta en metodologías reconocidas a nivel nacional o internacional, fue empleada para categorizar la severidad y la probabilidad en que puede suscitarse un impacto a la seguridad, salud y/o medio ambiente durante cualquiera de las etapas del proyecto y las acciones que deben tomarse en cuenta para mitigar los riesgos.

La HSERM del Grupo de Empresas de Petronas (Tabla 9.17) se aplicó para la evaluación cualitativa de riesgos de peligros para establecer la Calificación de Riesgo. Los peligros se evalúan en términos de severidad de las consecuencias (peor caso) y probabilidad (histórica) mediante el uso de los ejes X e Y. La intersección de los valores de consecuencia y probabilidad representa la clasificación de riesgo, es decir, BAJO, MEDIO, ALTO o MUY ALTO, para el peligro

La identificación de riesgos consideró los siguientes receptores para consecuencias:

- Personas
- Ambientales

■ Activos

Cada actividad tiene una serie de peligros identificados, cada peligro identificado puede tener una o más causas y cada causa tiene una o más consecuencias asociadas. De esta forma, se realizó el análisis de cada uno de las consecuencias relacionadas con los peligros identificados. En total resultaron 30 peligros, 39 causas y 48 consecuencias evaluadas y jerarquizados. Ninguna consecuencia fue evaluada con una clasificación de riesgo después de salvaguardas categorizada como “Muy Alto”, tres (3) consecuencias resultaron con clasificación de riesgo Alto, mientras que se tienen diez (10) consecuencias con clasificación de riesgo Medio y treinta y cinco (35) con nivel de riesgo Bajo.

En el Anexo 9.6 se presenta el Registro de Riesgos del Proyecto de la sesión de identificación de peligros en donde se presentan todos los escenarios identificados durante la sesión, así como el nivel de riesgo asignado a cada uno de los escenarios determinado a partir de la evaluación de los niveles de impacto y probabilidad.

Los escenarios que presentan el mayor nivel de riesgo después de salvaguardas, identificados a partir de la sesión de identificación de peligros, fueron tres (3) escenarios con una clasificación de riesgo categorizada como Alta. Según el procedimiento HEMP de PCCMO, una clasificación de riesgo Alta puede ser tolerable si es soportado por la demostración de nivel ALARP. A continuación, se describen de manera breve los peligros con la mayor clasificación de riesgo después de salvaguardas (Alto).

- Pérdida de control de pozo / integridad de pozo – Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino causado por flujo de alta presión rompiendo la zapata superficial
- Pérdida de control de pozo / integridad de pozo - Flujo descontrolado de hidrocarburos al lecho marino causado por la pérdida de barreras
- Accidente de helicóptero – Fatalidad causada por Clima adverso/ Error Humano /Falla mecánica o eléctrica

Es importante mencionar que los escenarios relacionados con el peligro “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” fueron categorizados con una clasificación de riesgo después de salvaguardas categorizado como “Alto” debido a que el receptor evaluado fueron los “Activos” y este evento implica afectaciones económicas importantes. El mismo peligro evaluado para los receptores de medio Ambiente y Personas fueron evaluados con un nivel de riesgo “Mediano” y “Bajo”, respectivamente.

Basándose en lo anterior y con base en los resultados de la ejecución del taller HAZID se determinó, que para efectos del análisis de consecuencias el peligro de “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” jerarquizado con nivel de riesgo Alto, presentaría un efecto potencial mayor al medio ambiente por lo que fue seleccionado para modelación. Las recomendaciones técnico-operativas más importantes derivadas del análisis HAZID para este peligro son las siguientes:

- Asegurar que el seguro de gastos sea suficiente para atender las necesidades asociadas a una potencial pérdida de control de pozo derivado de las actividades de perforación
- Asegurar la presencia de un ingeniero de presión de poro a bordo durante actividades de perforación
- Llevar a cabo inspección y aceptación del equipo del buque de perforación previó a las actividades exploratorias

Posteriormente, como parte del análisis de consecuencias del presente estudio, se generó un modelo de derrame de hidrocarburo para evaluar los impactos de dos eventos de reventón no planificados (es decir, emisiones al medio ambiente de naturaleza accidental fuera de las descargas planificadas y efluentes diseñados) en forma de escenarios hipotéticos de derrames de hidrocarburos. Los dos escenarios de derrame simulados fueron:

- Escenario 1: Reventón de petróleo que contempla el tiempo máximo de llegada e instalación del equipo especializado Capping Stack para controlar el reventón. Con una duración 20 días (más 15 días de seguimiento).
- Escenario 2: Reventón de petróleo que contempla el tiempo necesario para la perforación de un pozo de alivio y el posterior control de pozo. Con una duración 90 días (más 30 días de seguimiento).

Se realizaron un total de dos (2) simulaciones probabilísticas (una simulación probabilística para cada Escenario). Cada simulación incluía múltiples iteraciones que cubrían un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas. Estas iteraciones se iniciaron el 1er y 15to día de cada mes durante las temporadas especificadas en el período de cinco años de 2013 a 2017 para el Escenario 1 (un total de 120 iteraciones). Para el Escenario 2, las iteraciones se iniciaron el primer día de cada mes durante las estaciones especificadas durante el mismo período de cinco años (60 iteraciones). Estas iteraciones se dividieron en tres estaciones (estación seca: de marzo a mayo; estación de lluvias: de junio a octubre, y estación anticiclónica: de noviembre a febrero).

Al mismo tiempo, se identificaron tres (3) criterios para analizar los peores casos de cada escenario:

- Criterio 1: Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua
- Criterio 2: Mayor masa de hidrocarburo en las costas
- Criterio 3: Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera

Los resultados del modelo de ambos derrames de hidrocarburo se resumen en la Tabla 9.38 y la Tabla 9.39, donde se presentan los resultados de los dos *blowouts* simulados, reventón de 20 y de 90 días respectivamente con una descarga promedio de 611,819 stb/día. Para esto, se analizaron tres peores escenarios (*Worst Cases, WC*) o Criterios; *Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua, Mayor masa de hidrocarburo en las costas y Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera*. A continuación, se resumen los resultados obtenidos para dichos escenarios:

Criterio 1 - Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua,

- Para el reventón con una duración de 20 días, la temporada con la mayor área potencial de superficie cubierta por hidrocarburo mayor a 1 μm correspondió a la temporada anticiclónica (Figura 9.20) con aproximadamente 329,256 km^2 ; mientras que para el mismo criterio, *Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua*, la temporada de lluvias presentó la menor área superficial cubierta por hidrocarburo mayor a 1 μm con 286,511 km^2 .
- Para el reventón con una duración de 90 días, la temporada con la mayor área potencial de superficie cubierta por hidrocarburo mayor a 1 μm correspondió a la temporada seca (Figura 9.30) con aproximadamente 995,168 km^2 ; mientras que para el mismo criterio, *Mayor área de hidrocarburo sobre la superficie del agua*, la temporada de lluvias presentó la menor área superficial cubierta por hidrocarburo mayor a 1 μm con 796,140 km^2 .

Criterio 2 - Mayor masa de hidrocarburo en las costas

- Para el reventón con una duración de 20 días, la temporada en donde se cubre mayor longitud de costa en México con petróleo depositado $>100 \text{ g/m}^2$ es la temporada seca (Figura 9.21) cubriendo aproximadamente 564 km de costa en México. Para el mismo criterio, la temporada en la que se deposita petróleo ($>100 \text{ g/m}^2$) en menos longitud de costa es la temporada lluviosa, con 276 km.

- Para el reventón con una duración de 90 días, la temporada en donde se cubre mayor longitud de costa en México con petróleo depositado $>100 \text{ g/m}^2$ es la temporada anticiclónica (Figura 9.31) cubriendo aproximadamente 1,298 km de costa en México. Para el mismo criterio, la temporada en la que se deposita petróleo ($>100 \text{ g/m}^2$) en menos longitud de costa es la temporada seca, con 1,144 km.

Criterio 3 - Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera

- Para el reventón con una duración de 20 días, la temporada que presentó el tiempo potencial más corto para que el hidrocarburo llegue a la costa correspondió a la temporada lluviosa (Figura 9.22) tardando aproximadamente 8.25 días en hacer contacto en las costas de Coatzacoalcos; mientras que para el mismo escenario, criterio para el hidrocarburo entre en contacto con la costa, la temporada anticiclónica la mayor cantidad de tiempo con aproximadamente 9.75 días.
- Para el reventón con una duración de 90 días, la temporada que presentó el tiempo potencial más corto para que el hidrocarburo llegue a la costa correspondió a la temporada lluviosa (Figura 9.32) tardando aproximadamente 8.25 días en hacer contacto en las costas de Coatzacoalcos; mientras que para el mismo escenario, criterio para el hidrocarburo entre en contacto con la costa, la temporada anticiclónica la mayor cantidad de tiempo con aproximadamente 10.5 días.

Asimismo, se analizaron las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica y en la costa tomando en cuenta que el evento haya ocurrido. Las iteraciones del modelo fueron ejecutadas dos veces por mes para los cinco años de información con un total de 120 iteraciones, concluyendo lo siguiente:

Probabilístico- Reventón con duración de derrame igual a 20 días

- De la Figura 9.14 a la Figura 9.16 se presentan los gráficos probabilísticos del petróleo visible (espesor $> 0.1 \mu\text{m}$) después de 35 días en caso de que un reventón de crudo durara 20 días en la ubicación del pozo de exploración (Yaxchilán Este-1EXP) durante tres temporadas. El área de las trayectorias potenciales de la superficie se presenta de acuerdo con la probabilidad de que el petróleo viaje a un lugar determinado al menos una vez durante el análisis quinquenal. La iteración inicial de las simulaciones espaciadas uniformemente a lo largo del período de cinco años proporciona una variedad de combinaciones de viento y corrientes oceánicas para predecir el rango de posibles trayectorias de derrames. En general, el petróleo se esparce en todas las direcciones desde la ubicación de la perforación, pero se mueve hacia las direcciones oeste y norte. En las tres estaciones, el petróleo llega hasta la frontera mexicana con Estados Unidos (Brownsville) y más allá. En caso de un reventón de 20 días, la probabilidad de que el petróleo llegue a las costas de Ciudad Madero es superior al 90% en las estaciones seca y lluviosa, y puede llegar hasta el 60% en la temporada anticiclónica.
- De la Figura 9.17 a la Figura 9.19 se presenta la probabilidad de que se deposite un nivel significativo de hidrocarburos en la costa ($>100 \text{ g/m}^2$) en las temporadas seca, lluviosa y anticiclónica para el caso de que se produzca un reventón de crudo durante el tiempo necesario para la instalación del Capping Stack. En las tres temporadas, la mayor parte de la extensión de la línea costera entre la ciudad Frontera (Tabasco) y la frontera de México con los Estados Unidos (Brownsville) recibe petróleo por encima del umbral significativo de contaminación de la línea costera (100 g/m^2) en un plazo de 35 días después de derrame de crudo que duró 20 días. Sin embargo, la probabilidad de que se depositen hidrocarburos en la costa es baja porque el petróleo tiende a viajar cerca y en paralelo a la línea costera. La extensión de los hidrocarburos costeros importantes ($>100 \text{ g/m}^2$) y sus probabilidades varían ligeramente de una estación a otra.

Probabilístico- Reventón con duración de derrame igual a 90 días

- De la Figura 9.24 a la Figura 9.26 se presentan los gráficos probabilísticos del petróleo visible (espesor > 0,1 μm) después de 120 días para un reventón de crudo que tuvo una duración de 90 días durante las estaciones seca, lluviosa y anticiclónica respectivamente. Se observa que el petróleo se esparce en todas las direcciones desde el lugar de perforación, pero el petróleo viaja predominantemente hacia el oeste y el norte. Una vez que el movimiento de petróleo es limitado por las costas del Golfo de México, el petróleo se mueve hacia el norte en dirección paralela a las costas. Más tarde, el petróleo gira en el sentido de las agujas del reloj hacia la dirección este a lo largo de la costa del Golfo de México de los Estados Unidos. En caso de una explosión de crudo que dure 90 días, la probabilidad de que el petróleo pase por aguas mexicanas hacia el territorio de los Estados Unidos es superior al 90% en las tres temporadas. Durante las tres estaciones, existe la posibilidad de que el petróleo eventualmente viaje hacia el Océano Atlántico a través del Estrecho de la Florida (el paso del océano entre la Península de la Florida y Cuba). Esta probabilidad es mayor durante la temporada de lluvias (alrededor del 40%) y menor en la temporada anticiclónica (menos del 10%).
- De la Figura 9.27 a la Figura 9.29 se presenta la probabilidad de que se deposite un nivel significativo de hidrocarburos en la costa (>100 g/m²) en las temporadas seca, lluviosa y anticiclónica para el caso de que se produzca una fuga de crudo para la instalación de la chimenea de taponado. En las tres estaciones, la mayor parte de la extensión de la línea costera entre la ciudad Frontera, Tabasco y el delta del Mississippi recibe petróleo por encima del umbral significativo de contaminación de la línea costera (100 g/m²) en un plazo de 120 días después de una explosión de crudo que duró 90 días. La probabilidad de que se produzca un nivel significativo de hidrocarburos en la costa supera el 90% en casi todo el tramo costero entre Coatzacoalcos y Brownsville durante la estación seca. La mayor parte de este tramo costero sigue recibiendo un importante volumen de hidrocarburos, con una probabilidad superior al 70% también durante la temporada de lluvias. Durante la temporada anticiclónica, la mayor parte del tramo costero entre Ciudad Madero y ciudad Frontera recibió un importante flujo de petróleo costero con una probabilidad superior al 70%.

Cabe resaltar que las medidas de control/mitigación y sistemas de seguridad con las que cuenta PCCMO se consideraron adecuadas por parte del equipo a cargo del análisis de identificación de peligros y que son resumidas en el Registro de Riesgos del Proyecto (Anexo 9.6).

En el Anexo 9.8 se incluye el informe técnico del análisis de riesgo.

9.9 IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METDOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN EN EL ANÁLISIS DE RIESGO (ANEXOS)

A continuación, se presenta el listado de los anexos y elementos técnicos que sustentan la información en el análisis de riesgo.

- Anexo 9.1 Plano de Arreglo General de la Plataforma Semi-sumergible
- Anexo 9.2 Arreglo general y Diagramas de Tubería e Instrumentación de Equipos de proceso y auxiliares
- Anexo 9.3 Equipos de control de pozo
- Anexo 9.4 Hojas de Datos de Seguridad
- Anexo 9.5 Lista de asistencia de la sesión de identificación de peligros (HAZID)

- Anexo 9.6 Hojas de trabajo del análisis de identificación de peligros (HAZID)
- Anexo 9.7 Plano del Sistema Contra Incendios
- Anexo 9.8 Informe técnico

Los anexos 9.5, 9.6 y 9.8 se presentan impresos y anexados al reporte físico. Todos los anexos se presentan digitalmente

ERM tiene más de 160 oficinas en los siguientes países y territorios a nivel mundial:

Argentina	Nueva Zelanda
Australia	Panamá
Bélgica	Perú
Brasil	Polonia
Canada	Portugal
China	Puerto Rico
Colombia	Rumania
Francia	Rusia
Alemania	Singapur
Hong Kong	Sudáfrica
Hungría	Corea del Sur
India	España
Indonesia	Suecia
Irlanda	Taiwán
Italia	Tailandia
Japón	EAU
Kazakstán	Reino Unido
Kenia	Estados Unidos
Malasia	Vietnam
Mexico	
Países bajos	

ERM México, S.A. de C.V.

General Mariano Escobedo 476, int
Piso 13, Col Nueva Anzures, Miguel
Hidalgo, CP 11590, Ciudad de México

T: +52 55 5000 2500

www.erm.com