



Capítulo 9: Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos

Área Contractual 28

Octubre 2022

No. De Proyecto: 0643976

Detalle del Documento	
Título	Capítulo 9: Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos
Subtítulo	Área Contractual 28
Proyecto No.	0643976
Fecha	Octubre 2022
Versión	1.0
Autor	ERM México, S.A. de C.V.
Cliente	Eni México, S. de R.L. de C.V.

Historial del Documento

Versión	Revisión	Autor	Revisado por	Aprueba por ERM		Comentario
				Nombre	Fecha	
Draft	00	Manuel Salazar	Erick Flores	Alberto Sambartolome	25.07.2022	Incluye las secciones 1, 2, 3, y 8 del análisis

Octubre 2022

Capítulo 9: Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos

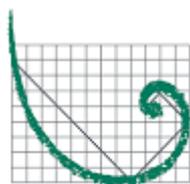
Área Contractual 28

Alberto Sambartolome
Socio a Cargo

Irene Bronillet
Gerente del Proyecto

Erick Flores
Especialista Senior de Riesgo

Manuel Salazar
Ingeniero de Riesgo



ERM

ERM México, S.A. de C.V.

General Mariano Escobedo 476. Piso 13.

Col. Nueva Anzures. C.P. 11590. Ciudad de México

© Copyright 2022 by The ERM International Group Limited and/or its affiliates ('ERM'). All Rights Reserved. No part of this work may be reproduced or transmitted in any form or by any means, without prior written permission of ERM.

CONTENIDO

ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS	1
RESUMEN EJECUTIVO	2
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	5
1.1 Bases de Diseño.....	7
1.1.1 Equipos Principales y Auxiliares	7
1.1.2 Equipos y Sistemas de Control	15
1.1.3 Sistemas de Almacenamiento.....	18
1.1.4 Sistemas de Aislamiento.....	21
1.2 Diagramas de Tuberías e Instrumentación	21
1.3 Pozos.....	22
1.3.1 Nabté-1EXP	23
1.3.2 Pozo Nacóm-1EXP	24
1.3.3 Abandono de pozos	25
2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO.....	26
2.1 Descripción de principales equipos de proceso y auxiliares	27
2.2 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas	34
2.3 Propiedades de la Mezcla.....	35
3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO.....	37
3.1 Historial epidémico	42
3.1.1 Enfermedades infecciosas	42
3.2 Susceptibilidad a Riesgo Ambiental.....	42
3.3 Susceptibilidad de población cercana al Proyecto.....	47
4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS	48
4.1 Identificación de Peligros y Jerarquización de escenarios de Riesgo.....	48
4.1.1 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos similares	48
4.1.2 Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos	56
4.1.3 Jerarquización de Escenarios de Riesgo.....	61
4.1.4 Análisis de Frecuencias	84
4.1.5 Análisis de Consecuencias	84
5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN ...	127
5.1 Planos de afectación de análisis de fuego y explosión.....	127
5.2 Planos de afectación de análisis del derrame de hidrocarburo en mar	130
5.2.1 Escenario 5- Blowout con duración de derrame igual a 10 días	130
5.2.2 Escenario 6- Blowout con duración de derrame igual a 55 días	141
6. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO	148
6.1 Análisis de Vulnerabilidad.....	148
6.2 Análisis de Sensibilidad del Impacto de Derrame de Hidrocarburo en mar en Áreas de Biodiversidad	151
6.2.1 Metodología para Identificar receptores.....	152
6.2.2 Nabté-1EXP	155
6.3 Interacciones de Riesgo	171
7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGOS	174
8. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO	175
8.1 Sistemas de Seguridad.....	175

8.1.1	Sistema contra incendio.....	175
8.1.2	Sistema de paro de emergencia (ESD)	179
8.1.3	Equipo de monitoreo de presencia de gas.....	179
8.1.4	Refugio Temporal	180
8.1.5	Equipo de respuesta a Emergencias	181
8.2	Medidas Preventivas	182
8.2.1	Planes de Respuesta a Emergencias (PRE)	182
8.2.2	Programa de Mantenimiento.....	186
8.2.3	Pruebas e inspección.....	188
8.3	Recomendaciones Técnico-Operativas	188
9.	CONCLUSIONES	193

ANEXO 1. INFORME TÉCNICO

ANEXO 2. ARREGLO GENERAL

ANEXO 3. EQUIPOS DE CONTROL DE POZO

ANEXO 4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

ANEXO 5. ARREGLO DE EQUIPOS Y DTIS

ANEXO 6. HOJAS DE DATOS DE SEGURIDAD

ANEXO 7. HOJAS DE TRABAJO HAZID

ANEXO 8. RESULTADOS PARA LOS ESCENARIOS FERA

ANEXO 9. SIMULACIONES DE DERRAME DE HIDROCARBUROS

ANEXO 10. PLANOS DE AFECTACIÓN FERA

ANEXO 11. SISTEMA CONTRAINCENDIOS

Lista de Tablas

Tabla 1.1	Características de la unidad de perforación semi-sumergible.....	7
Tabla 1.2	Equipos principales	7
Tabla 1.3	Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación	9
Tabla 1.4	Principales equipos de auxiliares.....	13
Tabla 1.5	Principales equipos de control de pozo	15
Tabla 1.6	Capacidad de almacenamiento de materiales en unidad de perforación semi-sumergible .	19
Tabla 1.7	Equipos de prevención de contaminación	21
Tabla 1.8	Coordenadas geográficas de los pozos	22
Tabla 2.1	Sistema de izaje	30
Tabla 2.2	Comparación de sustancias peligrosas con LAAR	34
Tabla 2.3	Propiedades del Hidrocarburo	35
Tabla 2.4	Composición de la Mezcla	35
Tabla 3.1	Coordenadas geográficas de los vértices de Área Contractual 28	37
Tabla 3.2	Coordenadas geográficas de los pozos exploratorios del Área Contractual 28.....	37
Tabla 3.3	Eventos extremos reportados para el Golfo de México.....	46
Tabla 4.1	Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad	48
Tabla 4.2	Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad	48
Tabla 4.3	Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo	49
Tabla 4.4	Mayores derrames de hidrocarburos en aguas de Estados Unidos.....	52
Tabla 4.5	Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex.....	54
Tabla 4.6	Estadística de derrames de Eni	55
Tabla 4.7	Áreas de riesgo y categorías- aspectos sociales y medioambientales	58
Tabla 4.8	Áreas de riesgo y categorías- aspectos de seguridad operacional.....	59

Tabla 4.9 Áreas de riesgo y categorías – aspectos de salud	60
Tabla 4.10 Categoría de peligro y palabras guía utilizados en el HAZID	60
Tabla 4.11 Definiciones de riesgo para frecuencia.....	63
Tabla 4.12 Definiciones de nivel de severidad de la consecuencia	65
Tabla 4.13 Matriz general de evaluación de riesgos	68
Tabla 4.14 Definición de niveles de riesgo	69
Tabla 4.15 Nodos y actividades asociadas.....	70
Tabla 4.16 Resumen de resultados para cada nodo.....	71
Tabla 4.17 Jerarquización de riesgo por PELIGROS EXTERNOS Y AMBIENTALES (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)	73
Tabla 4.18 Jerarquización de riesgo por PELIGROS OPERACIONALES (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación).....	74
Tabla 4.19 Jerarquización de riesgo por PELIGROS PARA LA SALUD (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación).....	75
Tabla 4.20 Jerarquización de riesgo por PELIGROS EXTERNOS Y AMBIENTALES (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)	76
Tabla 4.21 Jerarquización de riesgo por PELIGROS OPERACIONALES (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación).....	77
Tabla 4.22 Jerarquización de riesgo por PELIGROS PARA LA SALUD (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación).....	78
Tabla 4.23 Resumen de eventos con nivel medio (nivel de severidad 5) y medio-alto después de salvaguardas (MAE).....	80
Tabla 4.24 Eventos LOC.....	83
Tabla 4.25 Escenarios de modelación identificados.....	85
Tabla 4.26 Efectos debido a la Radiación Térmica	87
Tabla 4.27 Intensidades de radiación máxima tolerable para daño y/ o deformación en diferentes materiales.....	88
Tabla 4.28 Efectos por ondas de sobrepresión	88
Tabla 4.29 Efectos del impulso causado por ondas de sobrepresión	89
Tabla 4.30 Correlaciones BST de velocidad de flama (Mf)	97
Tabla 4.31 Descripción de los Espesores del Hidrocarburo.....	100
Tabla 4.32 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.....	100
Tabla 4.33 Resultados del modelo COSIM.....	101
Tabla 4.34 Suposiciones de Umbrales	101
Tabla 4.35 Criterios para la especificación de escenarios	102
Tabla 4.36 Criterios de comparación de efectos por sobrepresión	102
Tabla 4.37 Criterios de comparación de efectos por Intensidad de Radiación	103
Tabla 4.38 Especificación de los criterios de modelación	104
Tabla 4.39 Información de entrada escenario 1 (CMP).....	109
Tabla 4.40 Información de entrada escenario 2 (PC).....	110
Tabla 4.41 Balance estequiométrico de las reacciones químicas de combustión	111
Tabla 4.42 Relación estequiométrica de la mezcla de gases para una reacción de combustión	111
Tabla 4.43 Fracciones molares de la mezcla de hidrocarburo en gas representativa para Nabté-1EXP	112
Tabla 4.44 Relación estequiométrica de la mezcla de gases para una reacción de combustión en Nabté-1EXP	113
Tabla 4.45 Cálculo del peso molecular de la mezcla de gases Nabté-1EXP.....	114
Tabla 4.46 Información de entrada escenario 3 (CMP).....	114
Tabla 4.47 Información de entrada escenario 4 (PC).....	116
Tabla 4.48 Datos geométricos principales aplicable al pozo Nabté-1EXP y Nacom-1EXP.....	120
Tabla 4.49 Datos termodinámicos y de frontera en términos de rangos de variaciones para el pozo Nabté-1EXP	121

Tabla 4.50 Datos termodinámicos y de frontera en términos de rangos de variaciones para el pozo Nacóm-1EXP	122
Tabla 4.51 Escenarios y casos simulados	123
Tabla 4.52 Temporadas del año simuladas	123
Tabla 4.53 Radios potenciales de afectación de Radiación Térmica y Ondas de Sobrepresión para el pozo Nabté-1EXP	124
Tabla 4.54 Resultados del Modelo – Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua	125
Tabla 4.55 Resultados del Modelo – Mayor masa de hidrocarburo en las costas	126
Tabla 4.56 Resultados del Modelo – Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera	126
Tabla 6.1 Fuentes de información para recopilación de base de datos de especies en la NOM-059-SEMARNAT-2010	153
Tabla 6.2. Áreas Naturales Protegidas receptoras - Nabté-1EXP.....	159
Tabla 6.3. Sitios Ramsar y manglares receptores - Nabté-1EXP.....	160
Tabla 6.4. AICA dentro del área de derrame de petróleo	163
Tabla 6.5 Especies con presencia potencial dentro la superficie, para un espesor mayor a 10µm en Nabté-1EXP	167
Tabla 6.6. Especies cuya presencia se confirmó en la Línea Base Ambiental del AC28	168
Tabla 6.7 Análisis de interacciones de riesgo de los escenarios con mayores radios de afectación	172
Tabla 8.1 Clasificación de Niveles de Emergencia.....	184
Tabla 8.2 Recomendaciones técnico-operativas	189

Lista de Figuras

Figura 1.1 Ubicación local y regional del Proyecto	6
Figura 1.2 Esquema de Nabté-1EXP	24
Figura 3.1 Ubicación del Área Contractual 28	38
Figura 3.2 Ubicación de los pozos exploratorios del Área Contractual 28	39
Figura 3.3 Ubicación del Área Contractual 28 y el Sistema Ambiental Regional (SAR)	41
Figura 3.4 Puntos de origen de los Ciclones Tropicales durante el periodo de 1851 a 2015	43
Figura 3.5 Huracanes más relevantes	44
Figura 3.6 Calor oceánico en el Golfo de México	45
Figura 3.7 Registro histórico de huracanes cerca del AC28	46
Figura 4.1 Modelo del quemador de Chamberlain	95
Figura 4.2 Geometrías de Expansión de Flama para Grado de Confinamiento	96
Figura 4.3 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa.....	119
Figura 5.1 Escenario 2 (PC). Plano de radio de afectación por emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) en el pozo Nabté-1EXP (Radiación térmica – Jet Fire).....	128
Figura 5.2 Escenario 4 (PC). Plano de radio de afectación por emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) en el pozo Nabté-1EXP (Explosión)	129
Figura 5.3 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie (>1.0 µm), temporada frentes fríos anticiclónicos.....	131
Figura 5.4 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie (>1.0 µm), temporada seca..	132
Figura 5.5 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie (>1.0 µm), temporada lluviosa	133

Figura 5.6 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa, temporada frentes fríos anticiclónicos ..	134
Figura 5.7 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa, temporada seca	135
Figura 5.8 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa, temporada lluviosa	136
Figura 5.9 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Mayor área superficial cubierta por hidrocarburo – Espesor de la mancha, temporada anticiclónica (Peor Caso)	137
Figura 5.10 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb	138
Figura 5.11 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Mayor cantidad de masa de hidrocarburos en la costa > 100 g/m ² - Longitud de la costa (km), temporada lluviosa	139
Figura 5.12 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera (días), temporada lluviosa	140
Figura 5.13 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie (>1.0 µm).....	142
Figura 5.14 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa	143
Figura 5.15 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Mayor área superficial cubierta por hidrocarburo – Espesor de la mancha	144
Figura 5.16 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Mayor área superficial cubierta por hidrocarburo – Concentración de HAD	145
Figura 5.17 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Mayor cantidad de masa de hidrocarburos en la costa > 100 g/m ²	146
Figura 5.18 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera.....	147
Figura 6.1 Radiación vs Distancia para el escenario 2 de Jet Fire del pozo Nabté-1EXP	149
Figura 6.2 Ondas de sobrepresión vs Distancia del escenario 4 para el pozo Nabté-1EXP	150
Figura 6.3 Impulsos de la explosión vs la distancia del escenario 4 para el pozo Nabté-1EXP	151
Figura 6.4 Registros de especies enlistadas NOM-059-SEMARNAT-2010 en la de CONABIO y GBIF	154
Figura 6.5 Cuadrícula de 10 x10 km sobre la poligonal de la mancha de probabilidad de reventón con mayor espesor	154
Figura 6.6 Suma de registros de celdas que han presentado especies enlistadas NOM-059-SEMARNAT-2010 (2010-2022)	155
Figura 6.7 Escenario de Derrame de Hidrocarburos por Reventón de Pozo y Construcción de Pozo de Alivio - Nabté-1EXP	156
Figura 6.8 Receptores sensibles marinos, Regiones Marinas Prioritarias (RMP) - Nabté-1EXP	158
Figura 6.9 Receptores sensibles, Áreas Legalmente Protegidas Nabté-1EXP.....	161
Figura 6.10 Probabilidad de recubrimiento superficial en receptores sensibles, Áreas Legalmente Protegidas Nabté-1EXP	162
Figura 6.11 Receptores sensibles, Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICA) Nabté-1EXP	164
Figura 6.12 Receptores sensibles, zonas de salvaguarda Nabté-1EXP	166
Figura 6.13 Número de registros de especies listadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010 Nabté-1EXP	170

Acrónimos y Abreviaturas

Nombre	Descripción
ABS	Oficina Americana de Navegación, por sus siglas en inglés
AC28	Área Contractual 28
ALARP	Tan bajo como sea razonablemente posible, por sus siglas en inglés
AMFE	Análisis modo de fallas y efectos, por sus siglas en inglés
ANSI	Instituto Nacional de Normalización de Estados Unidos, por sus siglas en inglés
API	Instituto Americano del Petróleo, por sus siglas en inglés
ARSH	Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
Bbl	Barril
BOEM	Buró de Administración de Energía Oceánica, por sus siglas en inglés
BOP	Preventor de Reventones de Pozo, por sus siglas en inglés
DOF	Diario Oficial de la Federación
ESD	Sistema de paro de Emergencia, por sus siglas en inglés
FDS	Desviador de Flujo, por sus siglas en inglés
FEA	Análisis de Ignición y Explosión, por sus siglas en inglés
FERA	Incendio y Explosión, por sus siglas en inglés
FSA	Evaluación formal de seguridad, por sus siglas en inglés
FTA	Análisis de Árbol de fallas, por sus siglas en inglés
GEMSS	Sistema de modelado ambiental generalizado para aguas superficiales, por sus siglas en inglés
GOR	Proporción de gas y aceite
GPM	Galones por Minuto
HAD	Hidrocarburos Aromáticos Disueltos, por sus siglas en inglés
HAZID	Identificación de Peligros, por sus siglas en inglés
HDM	Módulos Hidrodinámicos
HDS	Hoja de Datos de Seguridad
HSAC	Conferencia de Asesoría de Seguridad de Helicópteros, por sus siglas en inglés
HSE	Higiene, Seguridad y Medio Ambiente, por sus siglas en inglés
IADC	Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, por sus siglas en inglés
IDLH	Peligro Inmediato para la Vida o la Salud, por sus siglas en inglés
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional, por sus siglas en inglés
IMO	Organización Marítima Internacional, por sus siglas en inglés
IPR	relación de rendimiento del flujo de entrada
ISO	Organización Internacional de Normalización, por sus siglas en inglés
JHSPH	Escuela de Salud Pública de John Hopkins, por sus siglas en inglés
km	kilómetro
km ²	Kilómetro cuadrado
LCG	Centro de Gravedad Longitudinal, por sus siglas en inglés
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LMRP	Paquete Marino inferior de Riser, por sus siglas en inglés

Nombre	Descripción
LOC	Evento de Perdida de Contención, por sus siglas en inglés
m	metro
m ²	metro cuadrado
m ³	metro cúbico
MIA-P	Manifestación de Impacto Ambiental modalidad Particular
MMscfd	millones de pies cúbicos estándar por día, por sus siglas en inglés
MODU	Unidad Móvil de Perforación, por sus siglas en inglés
MPL	bloqueo de posición múltiple, por sus siglas en inglés
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra Incendios, por sus siglas en inglés
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, por sus siglas en inglés
OMS	Organización Mundial de la Salud
OREDA	Datos de confiabilidad para equipos marítimos y terrestres, por sus siglas en inglés
PEMEX	Petróleos Mexicanos
Psi	Pulgada sobre libra cuadrada
PSV	Válvula de Seguridad, por sus siglas en inglés
QRA	Evaluación Cuantitativa del Riesgo, por sus siglas en inglés
RMP	Región Marina Prioritaria
SAR	Sistema Ambiental Regional
SBM	Lodos de base sintética, por sus siglas en inglés
SBPD	Barril estándar de petróleo al día
SCM	Modelo de Corte
SOLAS	Seguridad de la Vida en el Mar, por sus siglas en inglés
ST	Toneladas Estándar, por sus siglas en inglés
STPS	Secretaría del Trabajo y Previsión Social
SW	Agua de Mar, por sus siglas en inglés
TCG	Centro de Gravedad Transversal, por sus siglas en inglés
TLV	Valor límite del umbral, por sus siglas en inglés
Ton	tonelada
TR	Refugio temporal, por sus siglas en inglés
TVD	profundidad vertical real, por sus siglas en inglés
UGA	Unidad de Gestión Ambiental
USD	Dólar estadounidense
UPS	Sistema de alimentación ininterrumpida, por sus siglas en inglés
VCG	Centro de Gravedad Vertical, por sus siglas en inglés
VLP	Relación de rendimiento de la elevación vertical
WBM	Lodos base agua, por sus siglas en inglés
WC	Peores casos, por sus siglas en inglés
WOAD	Base de datos mundial de accidentes en alta mar, por sus siglas en inglés
ZEE	Zona Económica Exclusiva Mexicana
µm	micrómetro

ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS

A continuación, se presenta el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH), integrado a la Manifestación de Impacto Ambiental Modalidad Particular (MIA-P) 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 parte de la Manifestación de Impacto Ambiental.

El ARSH fue elaborado considerando la Guía para la elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, publicada por la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) en julio del 2020.

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 al 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, respectivamente.

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.

RESUMEN EJECUTIVO

El presente Proyecto, comprenderá las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual 28 (AC28), localizada aproximadamente a una distancia de 40 km de la costa de Veracruz y cuenta con un área aproximada de 807.759 km².

El proyecto contempla la realización de las siguientes operaciones:

- Diseño de pozo;
- Movilización/Desmovilización de la plataforma de perforación dentro del área contractual;
- Actividades operativas rutinarias (operaciones generales de perforación, cambio de tripulación, transferencia de personal hacia/ desde la plataforma, etc.);
- Actividades operativas no rutinarias (como emergencias, mantenimientos mayores, suspensión temporal de actividades, etc.); y
- Abandono de pozo.

Para realizar las perforaciones contempladas en este Proyecto se planea utilizar la unidad de perforación semi-sumergible Valaris-Taladro ENSCO 8505, de aquí en adelante, denominada como unidad de perforación semi-sumergible.

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 el personal, medio ambiente y las instalaciones o equipos.

El proceso de identificación de peligros y administración de riesgos desarrollado por Eni México, sigue los lineamientos del Procedimiento *pro Eni mex hse 004 r03 Informe y Gestión de riesgos de HSE*. En dicho procedimiento se indica el proceso de identificación y evaluación de riesgos, por área de peligros, el cual comprende las siguientes etapas:

- **Etapas 1.** Establecer el contexto (normativa, estándares, entorno, etc.)
- **Etapas 2.** Identificación del peligro (componentes /aspectos sociales, medioambientales, seguridad industrial y salud)
- **Etapas 3.** Evaluación del riesgo
- **Etapas 4.** Tratamiento del riesgo
- **Etapas 5.** Seguimiento y revisión

El proceso de detección y evaluación de riesgos se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario de expertos de Eni, incluidas las áreas de perforación e higiene, seguridad y medio ambiente (HSE). El alcance del análisis incluyó las actividades de perforación del AC28 del Golfo de México.

El **Análisis Cualitativo** consiste en la evaluación de la frecuencia, la consecuencia y de la tolerabilidad del riesgo para las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación, mediante la comparación del nivel de riesgo con criterios de tolerabilidad, mediante una matriz de enfoque cualitativo completo para la detección de riesgos. Cada riesgo se evalúa mediante la consideración de los siguientes factores:

- ¿Con qué frecuencia es probable que se produzca el peligro?
- La gravedad de las consecuencias

Eni desarrolló un taller de Identificación de Peligros (HAZID, por sus siglas en inglés) contemplando dentro del análisis cada una de las actividades del proyecto, en total resultaron 49 eventos

evaluados, a cada uno de estos le fue concedido un nivel de gravedad y uno de frecuencia, de esta forma se obtuvo un nivel de riesgo.

Como parte del análisis cualitativo y la jerarquización de riesgos, a través de la matriz de determinación de riesgos 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 taller HAZID se determinó que sólo tres (3) resultaron con nivel de medio- alto y catorce (14) con nivel de riesgo medio, clasificadas con el nivel de severidad más alto, después de aplicar salvaguardas y que están relacionadas con operaciones rutinarias, no rutinarias y durante el abandono de las instalaciones.

Estas desviaciones identificadas están relacionadas con cuatro (4) eventos principales:

- Pérdida de contención del pozo
- Accidente aéreo durante actividades de transporte
- Caída de objetos
- Falla en la secuencia de desconexión del pozo

El presente documento incluyó un **Análisis Cuantitativo**, que ha identificado los casos más probables (CMP) y peores (PC) peligros potenciales que pueden ocurrir al personal o equipos en el MODU que surge de la exposición a las consecuencias físicas de incendios, explosiones y derrames de hidrocarburo.

Es importante mencionar, que, para el análisis cuantitativo se consideró como caso representativo utilizar únicamente los escenarios con los mayores radios de afectación el Pozo Nabté-1EXP, dado a que este representa el pozo con mayor impacto en el proyecto.

De los escenarios de reventón de pozo (Blow-Out superficial), fueron evaluados los escenarios de fuego y explosividad; de los cuales, los peores casos, que, aunque tienen una posibilidad muy limitada de presentarse, sirven de referencia para tener una idea más amplia para la planeación de emergencias.

- **Escenario 2 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (Radiación térmica- Jet Fire)**

Para este escenario, de acuerdo con los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) supera los límites de la Unidad de Perforación con 431.6 m, por lo que, el personal podrá estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo. La radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 19.5 kW/m^2 , además, cabe resaltar, que la radiación de daño a equipos (19.5 a 12.5 kW/m^2) se mantiene hasta los 154.5 m. Sin embargo, a pesar de que el impacto de esta radiación abarca gran parte del piso de perforación (ver Figura 5.1), no se esperan efectos estructurales.

Por otra parte, en la Figura 5.1, se puede observar que el dardo de fuego generado a partir del escenario tiene un alcance de 250 m para la zona de alto riesgo, y, en dicha zona se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado en personal que pudiera estar en el radio de la zona de alto riesgo del escenario.

- **Escenario 4 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial). (Explosión)**

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, la zona de alto riesgo (1.0 Psi) y la de amortiguamiento (0.5 Psi) superan los límites de la Unidad de Perforación con 689.2 m y 1,265 m, respectivamente (ver Figura 5.2); aclarando que, para el caso de la zona de amortiguamiento, solo se puede esperar la ruptura del 10 % de ventanas de vidrio, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios.

Además, se presenta la distancia que alcanzarán las mayores ondas de sobrepresión, y puede identificarse, que se producirán dentro del piso de perforación, con una sobrepresión máxima de 8.8 psi y un alcance 40.8 m; y, por lo tanto, esta área puede tomarse como zona de alto riesgo para daño a los equipos.

Por otra parte, se generaron dos (2) escenarios de derrame de hidrocarburo para predecir el alcance espacial de dos escenarios de derrame hipotéticos de hidrocarburo en el Golfo de México ocasionado por la pérdida de contención de un pozo ubicado en el AC28. La simulación se realizó para dos casos, el primero en donde la duración de Blow-out es igual a 10 días y el segundo para 55 días.

Considerando el **Blowout con duración de derrame igual a 55 días (Escenario 6)** como peor caso posible, tenemos, que el transporte de las manchas de hidrocarburo visibles están fuertemente influenciadas por el efecto de los remolinos ciclónicos y anticiclónicos presentes en todo el Golfo de México, así como las corrientes de Yucatán y México, y por lo tanto muestran formas de movimiento rectas, ciclónicas y anticiclónicas, por lo que se extiende inicialmente en todas las direcciones.

Una parte del hidrocarburo se fusiona con las corrientes de Yucatán y México y se transporta hacia el norte del Golfo de México. Este comportamiento esparce el hidrocarburo por gran parte del Golfo de México. El espesor del petróleo supera el umbral de espesor mínimo de asfixia para las aves y la fauna (1.0 μm) en el caso de un reventón de crudo desde el fondo marino. También se producen áreas de mancha superficial con un grosor superior a 10.0 μm , que es el umbral de alta exposición para las aves y otra fauna silvestre, debido a un reventón de pozo (214.540 km^2) (ver Figura 6.13).

Los lugares de contaminación por hidrocarburo en la costa (con hidrocarburo por encima del umbral de 100 g/m^2) para el escenario de construcción de pozos de alivio se presentan continuamente desde Frontera en México hasta un poco más allá de Brownsville. La probabilidad de contaminación de la costa al norte de Brownsville es baja (normalmente menos del 5%). También se produce una contaminación significativa de la costa por el impacto de la fauna en contacto con los depósitos de la costa (flujo de contaminación de la costa superior a 100 g/m^2) durante una explosión de pozo durante 55 días desde el fondo del mar en Nabte-1EXP. La contaminación por hidrocarburo en la costa se produce principalmente a lo largo del litoral entre Frontera, México, y un poco más allá de Brownsville. El petróleo crudo puede llegar a la costa a partir de los 2.75 días en el caso de un reventón de crudo en Nabte-1EXP en ausencia de medidas de intervención y mitigación.

Las grandes manchas superficiales que permanecen mucho tiempo en la superficie del agua permiten que más hidrocarburo se disuelva en el agua causando grandes áreas cubiertas de Hidrocarburos Aromáticos Disueltos (HAD, por sus siglas en inglés). Estas áreas de concentraciones máximas de HAD por encima del umbral de impactos narcóticos agudos para los organismos acuáticos/marinos sensibles (5 ppb) se desplazan hasta las aguas estadounidenses. El área total de concentración máxima de HAD que supera el umbral de 5 ppb supera los 139.921 km^2 para Nabte-1EXP.

Hay que reiterar aquí que, de acuerdo con las normas internacionales y para presentar un análisis conservador, no se asumieron esfuerzos de limpieza o respuesta en ninguna de estas simulaciones. En la realidad, éste no sería el caso y Eni aplicaría medidas para proteger las costas o evitar que la trayectoria del vertido se moviera libremente, por lo que estos resultados modelizados muestran resultados conservadores en el peor de los casos.

Cabe resaltar que las medidas de control/mitigación y sistemas de seguridad con las que cuenta Eni se consideraron adecuadas por parte del equipo a cargo del análisis de identificación de peligros y que son resumidas en el reporte HAZID.

En el **anexo 1** se encuentra el informe técnico.

1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO

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 28 (AC28), en la zona de Aguas Someras de la Provincia Petrolera de las Cuencas del Sureste del Golfo de México (GdM), aproximadamente a 40 km del Puerto de Coatzacoalcos. Se encuentra en profundidades de agua de entre 59 y 700 m, y cubre una superficie total de 807.759 km².

El proyecto contempla la realización de las siguientes operaciones:

- Diseño de pozo;
- Movilización/Desmovilización de la plataforma de perforación dentro del área contractual;
- Actividades operativas rutinarias (operaciones generales de perforación, cambio de tripulación, transferencia de personal hacia/ desde la plataforma, etc.);
- Actividades operativas no rutinarias (como emergencias, mantenimientos mayores, suspensión temporal de actividades, etc.); y
- Abandono de pozo.

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

Eni llevará a cabo la perforación de dos (2) pozos exploratorios (Nabté-1EXP y Nacóm-1EXP). La perforación consistirá en atravesar formaciones geológicas submarinas hasta alcanzar los yacimientos de hidrocarburos que hayan sido ubicados por medio de la obtención de imágenes del subsuelo marino.

Las obras asociadas al Proyecto incluirán la movilización de una unidad de perforación semi-sumergible (Valaris-Taladro ENSCO 8505) para la perforación de los pozos de exploratorios en aguas someras, la elección de este tipo de Unidad Móvil de Perforación (MODU, por sus siglas en inglés) se realiza considerando la profundidad al suelo marino, la cual será entre 60 a 700 metros.

La MODU en todos los casos se encuentra prediseñada y está equipada con un paquete de perforación sustentada en estructuras grandes de tipo pontón, sumergidas por debajo de la superficie del mar. Generalmente se anclan con seis a doce anclas amarradas con cadenas y cables, controlados por computadoras para mantener la posición.

Para realizar las perforaciones contempladas en este Proyecto se planea utilizar la unidad de perforación semi-sumergible Valaris-Taladro ENSCO 8505, de aquí en adelante, denominada como unidad de perforación semi-sumergible.

En la Figura 1.1, se muestra un plano de ubicación local y regional del Proyecto.

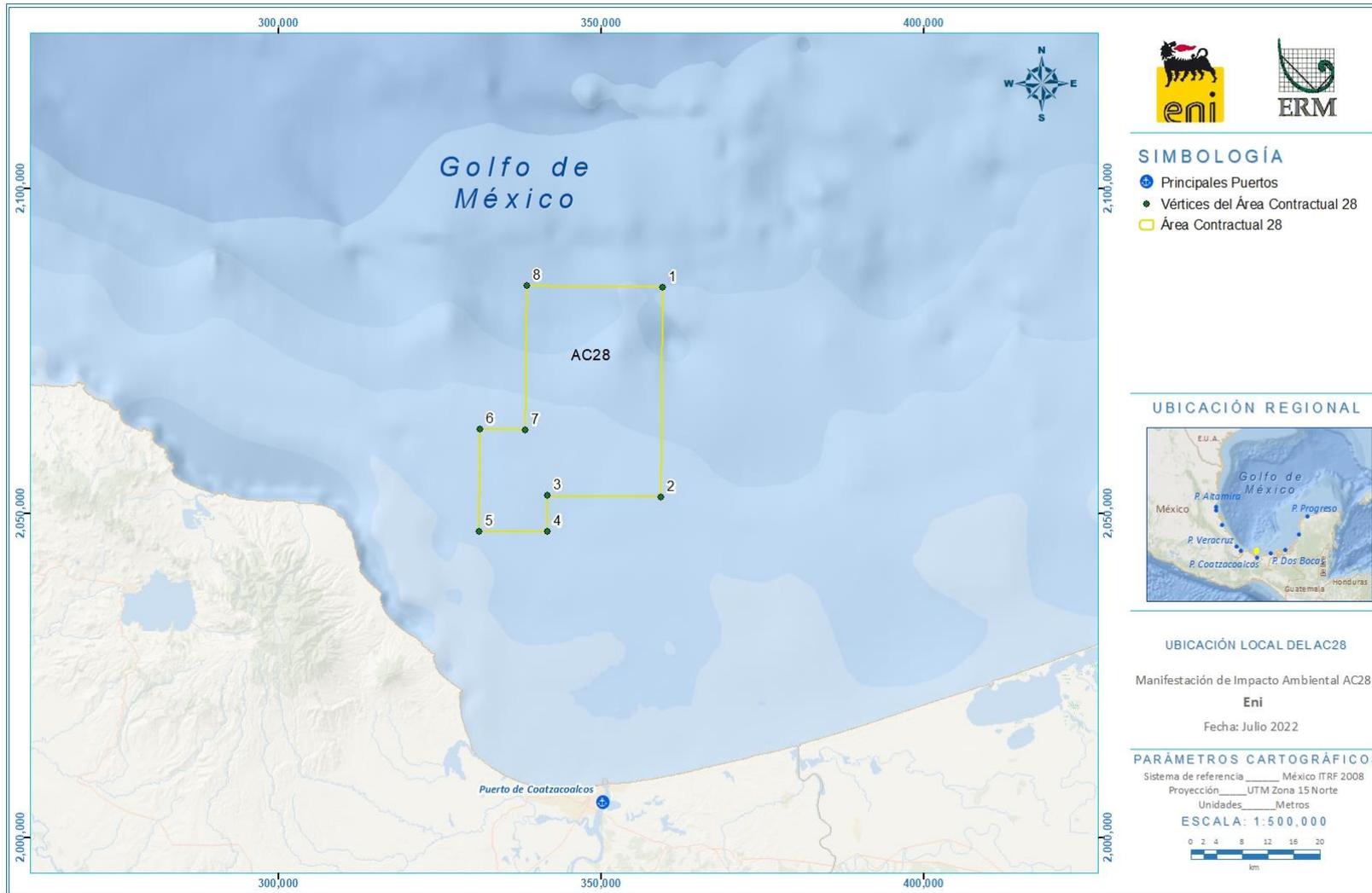


Figura 1.1 Ubicación local y regional del Proyecto

Fuente ERM, 2022.

1.1 Bases de Diseño

La unidad de perforación semi-sumergible, se ajusta a las siguientes certificaciones y clasificaciones:

- American Bureau of Shipping (ABS)- Reglas para la construcción y Clasificación de Unidades Móviles de perforación
- ABS- Registro De Equipo de Carga para Grúas de cubierta giratorias
- ABS- Resolución “ABS Houston Letter Ref T1499572” con fecha del 11 de abril de 2016.
- International Maritime Organization (IMO)- Certificación para Unidades Móviles de Perforación (MODU CODE)
- 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 prevEnir la contaminación por los Buques, Protocolo 1973, 1978, (MARPOL 73/78)
- IEEE- Estándar No. 45 “Prácticas recomendadas para instalaciones eléctricas en buques”, 2002
- International Electrotechnical Commision (IEC)- IEC 61892, Instalaciones Eléctricas en MODU

En el **Anexo 2**, se presenta el arreglo general de las instalaciones principales de la unidad de perforación semi-sumergible.

Las características generales de la plataforma de perforación que será utilizada como parte de las actividades del proyecto, se presentan en la Tabla 1.1.

Tabla 1.1 Características de la unidad de perforación semi-sumergible

Características generales	Características
Largo de la plataforma de perforación	102.6 m
Ancho de la plataforma de perforación	80.3 m
Largo de la cubierta	77.7 m
Ancho de la cubierta	73.1 m
Altura de la cubierta	29.6 m
Columnas (4)	15.2 m x 13.7 m

Fuente: Eni, 2022.

1.1.1 Equipos Principales y Auxiliares

En el caso de este Proyecto, todos los equipos principales y auxiliares a utilizar se encontrarán dentro de la unidad de perforación semi-sumergible, la cual es una estructura prediseñada y construida. La plataforma está equipada con un paquete de perforación sustentada en estructuras grandes de tipo pontón, sumergidas por debajo de la superficie del mar.

Las especificaciones generales de los equipos principales que se utilizarán para la perforación se presentan en la Tabla 1.2.

Tabla 1.2 Equipos principales

Equipo	Características
Propulsores/ Posicionadores (Thrusters)	
Modelo	Flowservice-Pleuger Modelo WFDS-340-2610

Equipo	Características
Cantidad	8
Tipo	Azimutal
Motores por propulsor	1
Tipo / Modelo Motor	Lloyd Dynamowerke G5L900M34C+LWK
HP total por propulsor	3,500 HP
Posicionamiento Dinámico	
Modelo	L3 Nautronix NMS-6000 DGPS2
Referencia de posición	DGPS/Acústico/Angulo de Riser
Helipuerto	
Dimensión	22.25 m
Capacidad de carga	26,500 lbs
Diseño para tipo de helicóptero	Sikorsky S-61 o S-92
Iluminación de helipuerto según la especificación de aviación	CAP 437
Sistema de repostaje de helicóptero	SS-ADM-206
Capacidad de almacenamiento de combustible	5,800 litros
Cubierta por sistema de espuma contraincendio	Si
Motores Diésel	
Modelo	Electro-Motive ME20-710G7C
Cantidad	5
Potencia	3580 kW y 5,000 BHP
Velocidad de rotación	900 rpm
Motores Diésel	
Modelo	Electro-Motive L20-710G9C-T2
Cantidad	2
Potencia	3580 kW y 5,500 BHP
Velocidad de rotación	900 rpm
Generador AC	
Modelo / Tipo	NOV Baylor
Cantidad	7
Potencia	5114 KVA, 3580 kW
Velocidad de rotación	900 rpm
Voltaje de salida	4160 V
Motor de generador de emergencia	
Modelo / Tipo	Caterpillar / 3512B
Potencia	1476 HP
Velocidad de rotación	1200 rpm
Generador de emergencia AC	
Modelo / Tipo	Leroy Somer LSA 52.2 L7S-6P
Cantidad	1

Equipo	Características
Potencia	1040 kW
Velocidad de rotación	1200 rpm
Voltaje de salida	1250 KVA
Sistema de Anclaje	
Anclas	4
Modelo / Tipo de ancla	Bryhof Anchors / Stevpris MK5
Peso	9 ton
Cabrestante de anclas	8
Modelo /Tipo motor	Eléctrico Brohl RAMW-2050
Potencia	1130 HP

Fuente: Eni, 2022.

**Nota: tonelada corta (traducción literal del inglés short ton) es una unidad de masa equivalente a 2.000 libras (unos 907,185 kilogramos).*

Para el funcionamiento de todo este sistema, es necesario contar con equipo y/o maquinaria para su operación. En la Tabla 1.3, son listados dichos equipos.

Tabla 1.3 Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación

Equipo	Características
Grúa tipo Derrick	
Modelo	NOV Dreco/ KFELS
Clasificación por velocidad de viento	API 4F & 4C
Con set back	50 nudos
Sin set back	100 nudos
Altura	201 pies
Dimensiones de la base	40 x 46 pies
Dimensiones de la corona	20 x 20 pies
Capacidad nominal bruta	2,000,000 libras
Número máximo de líneas	14
Temperatura diseño	38°C / -10 °C
Malacate	
Modelo	NOV-Varco ADS-30Q
Tipo motor	NOV-Baylor (v)CM632UUT
Cantidad	4
Potencia continua nominal por motor	1,500 HP
Potencia intermitente nominal por motor	1,970 HP
Capacidad de elevación	1,000 ton = 2000 kips
Tamaño de tambor (diámetroxlongitud)	54 x 98 pulgadas
Tipo de tambor	D0934
Tamaño de la línea de perforación	2 pulgadas
Tipo de freno	NOV Ross Hill – Electric Brake Resistors 9x5

Equipo	Características
Línea máxima de 10	937,000 libras
Línea máxima de 12	1,084,000 libras
Línea máxima de 14	2,145,000 libras
Sistema de rotación (Mesa rotativa)	
Modelo	NOV Varco BJ RST 605
Máxima apertura	60 ½ pulgadas con bujes de 49 ½ y 37 ½ pulgadas
Capacidad	1,000 tons carga estática y rotatoria
Tipo de motor hidráulico	3 motores hidráulicos High Torque 10-950
Torque continuo máximo	45,000 pies/lbs @ 3,000psi
Sistema de perforación Top Drive	
Modelo	NOV Varco- TDS 1000 A
Tipo	Eléctrico C/A
Capacidad	1,000 tons
Presión de trabajo/prueba	7,500 psi
Si opera con motor eléctrico	Varco GEB-20 C/A
Potencia	1,150 hp
Torque máximo continuo	62,300 pies/lbs @90 rpm
Velocidad máxima rotacional	270 rpm
Fuerza de frenado del motor	52,288 pies/ lbs @ 90 psi 76,789 pies/ lbs @ 125 psi
Vástago de perforación operado remotamente	Sí
Tipo de Sistema de enfriamiento	Aire acondicionado
Compensador de la sarta de perforación	
Modelo / Tipo	NOV- HydraliftCMC- H- 1000-25
Capacidad- compensada	454 MT (1,000,000 lbs)
Capacidad- bloqueada	2,145,000 lbs
Máxima velocidad CMC y velocidad de elevación	1.22 m/seg
Aparejo móvil	
Modelo	NOV - Hydralift 7-72TB-1000
Capacidad	1,000 tons
No. de roldanas	7
Diámetro	72"
Ranura de polea para el tamaño de línea	2"
Peso	12,800 kg
Capacidad de carga al estirar	80 tons cortas*
Equipo para el manejo de tramos de tubería (Iron Roughneck)	
Modelo / Tipo	VARCO AR4500
Rango de tamaños (diámetros de tubería)	3 ½ pulgadas - 9 ¾ pies
Torque de ensamble de tuberías (Make up torque)	100,000 pies/lb
Torque de desensamble (Break out torque)	120,000 pies/lb

Equipo	Características
Brazo Manipulador multiusos	
Modelo / Tipo	NOV DFMA T6282-ZMA-001
Carga de trabajo segura	400 kg a alcance máximo
Inclinación del brazo	26° abajo / 10° arriba
Unidad de cementación	
Modelo/ Tipo	Halliburton/ HCS-25
No. De bombas triplex	2
Presión máxima de trabajo	15,000 psi
Caudal volumétrico	16 bpm
Tipo de motor	Eléctrico GE- 752
Sistema de recirculación de mezcla	RCM
Capacidad total	25 bbl
Sistema de aditivos del motor	Bombeo CMS-4
Tanque batch	Mezclador de 150 bbl
Bombas de lodos de perforación	
Cantidad	4
Modelo	Lewco W-2215
Tipo	Triple
TR corta disponibles	6 ½ "(5" a 9")
Motores de accionamiento de bomba de lodos	2 cada sistema
Tipo de motor	GE 752 DC Hi- Torq series
Potencia por motor	1,150 hp @1,040 rpm
Presión de trabajo máxima	6,750 psi
Presión de prueba	11,250 psi
Contador de Carrera de la bomba	MD TOTCO
Bomba de sobrealimentación	Halco Supreme 250
Potencia del motor	119 hp 1,750 rpm
Línea de succión/ descarga DI	6"x 8"
Amortiguador de pulsaciones	Lewco L-20-7500 (2 por bomba)
Restablece válvula de Alivio	NOV Titan BX Atomic Reset
Caudal volumétrico de trabajo por bomba a 90%	1,239 gal con 9" de TR corta
Tamaño de TR corta	6.5"
Velocidad de bombeo (90% del máx.)	100
Presión de bombeo	4, 773 psi
Caudal volumétrico de trabajo @ 100% de salida volumétrica	646 gal/ min
Bombas de transferencia de lodos	
Cantidad	7
Modelo	Halco 2500 Supreme con sello mecánico
Tipo	5x4x14 con rodete de 12.3 pulgadas

Equipo	Características
Motor	Electrico 110 HP 1750 rpm
Bombas de Mezclado de lodos	
Cantidad	3
Modelo	Halco 2500 Supreme con sello mecánico
Tipo	8x6x14 con rodete de 12.3 pulgadas
Motor	Electrico 184 HP 1750 rpm
Zaranda vibratoria	
Modelo	Derrick FLC-514 (6) y Derrick FLC-504 (2)
Cantidad	8
Tipo	High G
Tasa de flujo de diseño	900 GPM con 9.1 ppg. 7200 GPM total
Limpiador de Lodos	
Modelo	Derrick FLMC
Tipo	FLC 514
Numero de conos x tamaño	3x10" conos de desarenador
20x4" in conos de separadores de limo	
Tipo de bomba centrifuga	Halco 2500 Supreme
Tamaño de bombas centrifugas	Desarenador: 8x6x14 con rodete de 11 ¾ pulgadas Separador de limo: 8x6x14 con rodete de 13 pulgadas
Motores de bombas	Desarenador: 146 HP Separador de limo: 154 HP
Flujo máximo	Desarenador: 1500 GPM Separador de limo: 1440 GPM
Degasificador	
Modelo / tipo	Derrick Vacu-flo 1200
Tipo de bomba centrifuga	Halco 2500 supreme
Tamaño de bomba centrifuga	8x6x14 con rodete de 11 pulgadas
Motor	Eléctrico de 109 HP 1750 rpm
Separador de lodo /gas ("Poor Boy")	
Modelo / tipo	Hampco Horizontal
Linea de descarga de gas (diámetro interno)	12"
Rendimiento de gas calculado	40 MMscfd
Tolva de lodos ("Mud Hopper")	
Cantidad	2
Modelo / tipo	Vortex VVE-U6-5D-M18 Lobsestar Dust Free Shear mixer
Bomba de alimentación Modelo / tipo	Halco 2500 Supreme 8x8x14 con rodete de 12 3/4 pulgadas
Motor	Eléctrico 184 HP 1750 rpm

Fuente: Eni, 2022.

**Nota: tonelada corta (traducción literal del inglés short ton) es una unidad de masa equivalente a 2.000 libras (unos 907,185 kilogramos).*

MMscfd: millones de pies cúbicos estándar por día, por sus siglas en inglés

En la Tabla 1.4, se resumen los principales equipos auxiliares que estarán incluidos en unidad de perforación semi-sumergible (estructura prediseñada y armada).

Tabla 1.4 Principales equipos de auxiliares

Equipo	Características
Grúa Giratoria Principal	
Cantidad	2
Especificación	API spec 2C 6ta edición 2004
Modelo / tipo	Seatrax S9032
Ubicación	Babor
Longitud de pluma	160 pies
Alcance del gancho por debajo de la cubierta principal	270 pies
Carga máxima (radio mínimo)	97 ton
Carga máxima (radio máximo)	32 ton
Canastas para transporte de personal	Billy pugh
Grúa Pórtico	
Cantidad	1
Modelo / tipo	Patriot-Riser handling Gantry
Ubicación	Babor
Capacidad	48 ton
Velocidad de carga	40 pies por minuto
Altura máxima de carga	50 pies 3 pulgadas
Sistema de manejo de BOP	
Modelo / tipo	Patriot
Capacidad nominal	750 TE BOP Carrier
Sistema de Manejo de Árbol de navidad	
Modelo / tipo	Patriot / Tree Handling system
Capacidad nominal	250 T Cart w/150T Xmas tree Elevator
Cabrestantes de piso de perforación	
Cantidad	3
Modelo / tipo	Ingersoll Rand - FA5iMR24MK1G (1 unidad) RAM- AW2.9K6-12AX1 (2 unidades)
Capacidad nominal	5 ton (1) 10 ton (2)
Cable	¾ pulgada x 700 pies (1) 1 pulgada x 700 pies (2)
Cabrestante de piso del enganchador	
Cantidad	2
Modelo / tipo	Ingersoll Rand – FA2B-7MK utility
Capacidad	4400 lbs
Cable	7/16 pulgada x 150 pies

Equipo	Características
Cabrestante tipo “Man Rider” en el piso de perforación	
Cantidad	1
Modelo / tipo	Ingersoll Rand – FA150KGiMR-I-E
Capacidad	330 lbs
Cable	10mm x 600 pies
Cabrestante de utilidad en “Moon pool”	
Cantidad	2
Modelo / tipo	Ingersoll Rand - FA5iMR24MK1G
Capacidad	5 ton
Cable	5/8 pulgadas x 700 pies
Cabrestante tipo “Man Rider” en “Moon Pool”	
Cantidad	1
Modelo / tipo	Ingersoll Rand – FA150KGiMR-I-E
Capacidad	330 lbs
Cable	10mm x 600 pies
Cabrestante de utilidad (proa y popa)	
Cantidad	2
Modelo / tipo	Ingersoll Rand - FA5iMR24MK1G
Capacidad	5 ton
Cable	5/8 pulgadas x 700 pies
Cabrestante de utilidad en columnas (proa y popa)	
Cantidad	2
Modelo / tipo	Ingersoll Rand - FA5iMR24MK1G
Capacidad	5 ton
Cable	5/8 pulgadas x 700 pies
Manguera para “Fuel Oil”	
Cantidad	2
Dimensiones	4 pulgadas x 150 pies más 4 pulgadas x 10 pies
Modelo / Tipo	Copper state
Código de color	Café
Tipo de conexión	Brida ANSI 4 pulgadas 150 lbs x acoplamiento TODO de 4 pulgadas + Klaw dry break away coupling
Manguera para Químicos	
Cantidad	2
Dimensiones	6 pulgadas x 150 pies
Modelo / Tipo	Copper state
Código de color	Naranja
Tipo de conexión	6 pulgadas FIG 100 x Acoplamiento Camlock hembra
Manguera para cemento	
Cantidad	2

Equipo	Características
Dimensiones	6 pulgadas x 150 pies
Modelo / Tipo	Copper state
Código de color	Gris
Tipo de conexión	6 pulgadas FIG 100 x Acoplamiento Camlock hembra
Manguera para Aceite base	
Cantidad	2
Dimensiones	6 pulgadas x 150 pies
Modelo / Tipo	Copper state
Código de color	Café / Blanco/ Café
Tipo de conexión	Brida ANSI 6 pulgadas 150 lbs x acoplamiento TODO de 6 pulgadas + Klaw dry break away coupling
Manguera para Salmuera	
Cantidad	2
Dimensiones	6 pulgadas x 150 pies
Modelo / Tipo	Copper state
Código de color	Verde/Blanco/Verde
Tipo de conexión	6 pulgadas FIG 100 x Acoplamiento Camlock hembra
Manguera para lodo de aceite base	
Cantidad	2
Dimensiones	6 pulgadas x 150 pies
Modelo / Tipo	Copper state
Código de color	Café / Naranja/ Café
Tipo de conexión	Brida ANSI 6 pulgadas 150 lbs x acoplamiento TODO de 6 pulgadas + Klaw dry break away coupling
Manguera para agua de perforación	
Cantidad	2
Dimensiones	6 pulgadas x 150 pies
Modelo / Tipo	Copper state
Código de color	Azul
Tipo de conexión	6 pulgadas FIG 100 x Acoplamiento Camlock hembra

Fuente: ENI, 2022.

1.1.2 Equipos y Sistemas de Control

En la Tabla 1.5, se presentan las especificaciones técnicas de los principales equipos de control de pozo. En el **Anexo 3**, se encuentran los esquemas de los equipos de control de pozo, así como el sistema de interconexión y el plano de la sala de control del preventor de reventones.

Tabla 1.5 Principales equipos de control de pozo

Equipo	Características
Columna de Preventores de Reventón (BOP) (de abajo a arriba) Primario y Secundario	

Equipo	Características
Marco guía	Sí
Accesorio de recolección	Sí
Base de transporte	Sí
Diámetro	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	15,000 psi
Servicio para H2S	Sí
Conector hidráulico del cabezal de pozo	
Diámetro	18 ¾ pulgadas
Fabricante/Tipo	Dril-Quip 15M DXDW 30 pulgadas Perfil SHDH4 configurado con insertos de 27 pulgadas de perfil H-4
Presión de trabajo	15,000 psi
Sistema Hot-Tap para intervención submarina	Configurado con Inyección de glicol con ROV
Conector de repuesto del mismo tipo	Ninguno
Preventores de ariete (tipo RAM)	
Cantidad	3
Diámetro	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	15,000 psi
Fabricante	Hydril
Modelo	Operadores de 15-1/2 pulgadas de bloqueo de posición múltiple (MPL, por sus siglas en inglés) en preventor anular ("pipe rams") y operadores de 22 pulgadas de preventor de arietes de corte de revestimiento ("Casing shear rams"). Preventor de arietes de corte no tienen MPL
Tipo (sencillo/doble)	Doble
Tipo de conexión superior de los Preventores	BX 164 Taponado
Tipo de conexión inferior de los Preventores	BX 164 Brida inferior
Salidas laterales	4
Diámetro de las salidas	3 1/16 pulgadas
Tipo de conexión	BX 154 bridada
Configuración de la Columna	
Ariete de corte ciego "Blind shear rams"	Ariete de corte ciego
Ariete de corte de revestimiento "Casing Shear rams"	Ariete de corte de revestimiento
Ariete anular superior Variable (VBR, Variable bore ram) "Upper pipe rams"	4-1/2 pulgadas -7 pulgadas VBR
Ariete intermedios "Middle rams"	6-5/8 pulgadas -6 -15/16 pulgadas Modificado
Ariete anular inferior Variable (VBR) "Lower pipe rams"	4-1/2 pulgadas -7 pulgadas VBR
Ariete de prueba "Test rams"	4-1/2 pulgadas -7 pulgadas VBR Invertido
Preventor Anular en la Columna	
Tamaño	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	10,000 psi
Fabricante/modelo	Hydril GX Dual

Equipo	Características
Válvulas Hidráulicas en caso de Falla (Estrangulamiento y ahogo, “Kill and Choke”)	
Cantidad en cada salida lateral	2
Tamaño (diámetro interior)	3 1/16 pulgadas
Fabricante/modelo	WOM
Presión de trabajo	15,000 psi
Bloque sólido	Sí
Paquete Marino inferior de Tubo ascendente “Primary Lower Marine Riser Package (LMRP)” (de abajo a arriba)	
Conector hidráulico	
Fabricante/modelo	Cameron Collet HC
Tamaño	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	10,000 psi
Preventor Tipo Anular (LMRP)	
Tamaño	18 ¾ pulgadas
Presión de trabajo	10,000 psi
Fabricante/modelo	Hydril GX Dual
Junta Flexible	
Modelo / Tipo	Oil States Subsea
Dimensión	21 pulgadas
Máxima desviación	10°
Adaptador de tubo ascendente (riser)	
Modelo / tipo	Drill Quip
dimensión	19.10”
Múltiple de Estrangulamiento “Choke & kill Manifold”	
Fabricante/modelo	WOM
Diámetro Interno Mínimo	3 pulgadas
Presión máxima de trabajo	15,000 psi
Servicios H ₂ S	Si
Cantidad de estranguladores ajustables	2
Fabricante/modelo	Expro Power Choke
Dimensión (Diámetro interno)	3 1/16 pulgadas
Cantidad estranguladores “Power choke”	2
Fabricante/modelo	Expro Power Choke / SCB21515WH-hyd
Dimensión (Diámetro interno)	3 1/16 pulgadas
Panel de control	Si
Fabricante/modelo	Expro Power Choke / 15MSC/BB
Ubicación	Caseta de perforación

Fuente: Eni, 2022.

1.1.3 Sistemas de 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 de la plataforma y serán únicamente suministros para la perforación y combustibles para el funcionamiento de la MODU.

Para mayor información sobre el sistema de almacenamiento, el arreglo general de tanques dentro de la plataforma de perforación se encuentra disponible en el **Anexo 4**.

A continuación, una lista de estándares de tanques de almacenamiento utilizados frecuentemente:

- **API Spec 12D**: especificaciones para tanques soldados en campo para almacenamiento de líquidos de producción
- **API Std 620**: diseño y construcción de tanques de almacenamiento grandes, soldados y de baja presión
- Tanques de acero soldados **API Std 650**: para almacenamiento de aceite (se reemplazaron varias especificaciones de la serie API 12)
- **API Std 2000**: ventilación tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión
- **ISO 28300/ estándar API 2000**: venteo a la atmósfera
- **API 12B**: atornillado de tanques de almacenamiento de fluidos de producción: especificación
- **API 12F**: tanques de almacenamiento construidos en taller para fluidos de producción
- **API 650**: almacenamiento de gasóleo marino
- **ANSI/ API 2350-2012**: protección de sobrellenado de tanques de almacenamiento
- **NFPA 59A**: Norma para la producción, almacenamiento y manejo del gas natural licuado

En la Tabla 1.6, se indica la capacidad de almacenamiento de las sustancias que se utilizarán unidad de perforación semi-sumergible (estructura prediseñada y armada). Los sistemas de seguridad que se incluyen en dicha tabla serán iguales o equivalentes a los que se consideran para las instalaciones del Proyecto.

Tabla 1.6 Capacidad de almacenamiento de materiales en unidad de perforación semi-sumergible

Tanque	Sustancia	Volumen	Peso (ST)	LCG	TCG	VCG	Sistemas de Seguridad
Tanque PF06	Gasóleo marino	722.09 m ³	726.72	30.22	71.00	11.71	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido
Tanque PF08		539.39 m ³	542.85	5.22	70.95	11.69	
Tanque SF06		722.09 m ³	726.72	30.22	71.00	11.71	
Tanque SF08		539.39 m ³	542.85	5.22	70.95	11.69	
Total	Gasóleo marino	2,522.96 m³	2539.14	NA	NA	NA	
	Combustible helicóptero	5.8 m ³	ND	NA	NA	NA	ND
Tanque (Cuarto de motores)	Aceite lubricante	18.38 m ³	18.72	87.08	57.25	104.67	Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, interruptor de seguridad para alto nivel, alarma de alto nivel, medidor de presión y de flujo
Tanque (Cuarto de bombeo de lodo):		1.65 m ³	1.68	61.96	39.58	106.00	
Tanque (Cuarto de generador de emergencia):		0.74 m ³	0.76	90.833	71.41	112.50	
Total	Aceite Lubricante	20.77 m³	21.16	NA	NA	NA	
Tanque PBO15	Aceite base	270.93 m ³	268.76	110.00	97.42	13.94	Válvulas de control manual, indicador y transmisor de nivel. En el tanque de servicio: interruptores de seguridad para alto nivel, válvulas de cierre y apertura, válvulas de alivio, medidores de nivel y reguladores de flujo.
Pileta 1	Lodo Activo	104.73 m ³	237.14	24.02	26.03	103.94	Válvula de control manual para el regulador de temperatura, manguera flexible para, sistema de venteo para la operación de mezclado, interruptor de seguridad para alto nivel, interruptor de enclavamiento para eliminar el diferencial de presión en el mezclador
Pileta 2		95.45 m ³	216.14	24.03	8.24	103.92	
Pileta 3		92.73 m ³	209.97	24.06	8.50	103.92	
Pileta 4		113.36 m ³	256.69	24.00	26.72	103.96	
Pileta 5	Lodo de Reserva	99.56 m ³	225.45	9.68	26.06	103.92	
Pileta 6		87.22 m ³	197.49	9.72	8.31	103.66	

Tanque	Sustancia	Volumen	Peso (ST)	LCG	TCG	VCG	Sistemas de Seguridad
Pileta 7		86 m ³	194.72	9.71	8.50	103.73	
Pileta 8		107.87 m ³	244.25	9.70	26.76	103.95	
Pileta Intermitente 1	Lodo de Proceso	12.33 m ³	27.92	34.00	5.27	109.00	
Pileta Intermitente 2		12.35 m ³	27.97	34.00	15.27	109.00	
Total	Piletas de Lodos	811.6 m³	1837.74	NA	NA	NA	
Tanque PLM2	Lodo liquido de Reserva en Pontón	276.46 m ³	625.99	110.00	97.42	14.14	
Tanque PLM3		345.57 m ³	782.48	87.500	97.42	14.14	
Tanque SLM2		276.46 m ³	625.99	110.00	97.42	14.14	
Tanque SLM3		345.57 m ³	782.48	87.50	97.42	14.14	
Tanque SLM 14		345.57 m ³	782.48	87.50	97.42	14.14	
Tanque SLM15		276.46 m ³	625.99	110.00a	97.42	14.14	
Total	Lodo liquido de Reserva en Pontón	1,866.1 m³	4225.41	NA	NA	NA	
Tanque PBR14	Salmuera	338.66 m ³	634.63	87.50	97.42	13.94	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido
N.D.	Bentonita/barita	372.79 m ³	ND	ND	ND	ND	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido
N.D.	Cemento	382.28 m ³	ND	ND	ND	ND	Regulador de flujo, indicador y medidor de nivel, transmisor de nivel, medidor de temperatura y válvulas de cierre rápido

Fuente: Eni, 2022.

ST: Toneladas Estándar

LCG: Centro de Gravedad Longitudinal

VCG: Centro de Gravedad Vertical

TCG: Centro de Gravedad Transversal

ND: No Disponible

NA: No Aplica

1.1.4 Sistemas de Aislamiento

La plataforma tiene un sistema de drenaje cerrado en el que será contenido cualquier derrame que pueda producirse en las instalaciones. Estará conectado a través de líneas de drenaje en los diferentes niveles, tal como indica la normatividad **SOLAS Capítulo II parte B regla 21 “Medios de bombeo de aguas de sentina”**. El volumen de contención del sistema estará distribuido en ocho (8) fosas de con una capacidad total de 4,750 bbl/ 755 m³ dirigido a un tanque de almacenamiento, cuyo producto es dispuesto posteriormente bajo la regulación pertinente en tierra.

La plataforma cuenta con un sistema de drenaje a lo largo de la cubierta de la misma. Se verificará que todos los elementos cuenten con sello adecuado para evitar que el líquido salga por la borda, así mismo cualquier derrame producido en cualquier área de la cubierta de la plataforma entrará en el sistema de drenaje, el cual se acumulará en un tanque localizado en el casco de la plataforma (tanque de recolección). El tanque funciona como un separador, en caso de que el agua de lluvia entre en contacto con cualquier líquido derramado. El agua será filtrada y los residuos restantes serán gestionados como residuos peligrosos.

Por otro lado, en la Tabla 1.7, se describen los equipos de prevención de contaminación dentro de la plataforma.

Tabla 1.7 Equipos de prevención de contaminación

Equipo	Características
Tratamiento de aguas residuales	<ul style="list-style-type: none"> ■ Cantidad:1 ■ Modelo: Hamworthy ■ Tipo de sistema: ST8 Super Trident ■ Estándares: Marpol Anexo IV ■ Capacidad: 3,128 Galones americanos
Tratamiento de aguas residuales	<ul style="list-style-type: none"> ■ Cantidad:1 ■ Modelo: Omni Prime ■ Tipo de sistema:12 MXMP ■ Estándares: No especificado ■ Capacidad: 6,750 Galones americanos
Compactador de basura	<ul style="list-style-type: none"> ■ Modelo: Red Fox/ Cajun TC 40- EN ■ Tipo de sistema: Aire/ hidráulico ■ Estándares: Marpol Anexo IV
Disposición de basura/ Molino	<ul style="list-style-type: none"> ■ Modelo: Dolphin Tuff Gut ■ Tipo de sistema: Eléctrico ■ Estándares: Marpol Anexo IV
Separador agua- aceite	<ul style="list-style-type: none"> ■ Cantidad: 4 ■ Modelo: RWO/ Skits Deb 5.0 ■ Estándares: Marpol Anexo IV ■ Capacidad: 22 ppm

Fuente: Eni, 2022.

1.2 Diagramas de Tuberías e Instrumentación

En el **Anexo 5** se encuentran disponibles Diagramas de Tubería e Instrumentación (DTI) y arreglos generales de los equipos de proceso y auxiliares principales, tales como: cuarto de propulsores y bombas pontón, planta de energía y sala de máquinas, cuarto de bombas del sistema de lodos, área de zaranda vibratoria y fosa de lodos, cuarto de generador de emergencia, piso de perforación, sistema de almacenamiento y transferencia de combustible.

1.3 Pozos

Inicialmente, se llevó una evaluación del lecho marino en las áreas en donde se pretende perforar los dos pozos de exploración. Para llevar a cabo dicho estudio, Eni adquirió estudios de sísmica 2D y, estudios geológicos, geofísicos y geoquímicos elaborados previamente por empresas especializadas. Esta etapa también es llamada “estudio de riesgos someros”. A través de estos estudios se evaluó e identificó la cuenca en donde se definió la historia tectónica, estructural y sedimentaria de la misma.

Por otra parte, se realizará un diagnóstico geológico regional para definir y jerarquizar áreas con potencial para establecer el programa de perforación de modo que se asegure la viabilidad económica de las actividades de perforación, exploración y evaluación del yacimiento.

Previo a las actividades de perforación y exploración se requerirán actividades de preparación antes de iniciar cualquier actividad costa afuera, siendo éstas principalmente las de movilización y adecuación de las embarcaciones a emplear, así como instalación de la plataforma de perforación.

Una vez obtenidos los resultados de la evaluación superficial geológica y geofísica, se llevarán a cabo las perforaciones de dos pozos exploratorios principales, Nabté-1EXP y Nacóm-1EXP, y en caso de ser requerido, uno de contingencia.

La perforación de los pozos exploratorios se planea comenzar en enero de 2023 para el pozo Nabté-1EXP y en abril de 2023 para Nacóm-1EXP. A continuación, se describe la temporalidad de las actividades para cada uno de los pozos prospectos.

■ **Nabté-1EXP – Objetivo principal formación (TVD): 4,200 m; Profundidad total desarrollada: 4,303 m**

- Evaluación previa: 10 días
- Desplazamiento del taladro: 2 días
- Movilización – Desmovilización: 12 días
- Perforación, taponamiento y abandono temporal: 84 días
- Prueba de pozo (contingente): 20 días
- **Total: 128 días**

■ **Nacóm-1EXP – Objetivo principal formación (TVD): 2,800 m**

- Evaluación previa: 10 días
- Desplazamiento del taladro: 2 días
- Movilización – Desmovilización: 10 días
- Perforación, taponamiento y abandono temporal: 77 días
- Prueba de pozo (contingente): 20 días
- **Total: 119 días**

En el Capítulo 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 como la meteorología. Las coordenadas y ubicación de los pozos exploratorios se muestran en la Tabla 1.8.

Tabla 1.8 Coordenadas geográficas de los pozos

Pozo	Coordenadas geográficas decimales		Trayectoria	Profundidad (m)
	Longitud (O)	Latitud (N)		
Nabté-1EXP	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LCTAIP			

Pozo	Coordenadas geográficas decimales		Trayectoria	Profundidad (m)
	Longitud (O)	Latitud (N)		
Nacóm-1EXP	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP			
Fuente: Eni, 2022				

Nota: Las coordenadas se encuentran en datum ITRF 2008 para Mexico

Ambos pozos investigarán la presencia de hidrocarburos en las áreas prospectivas ubicadas en bloques de falla no probados enfocándose en los niveles de los yacimientos. Para maximizar el valor de la campaña de evaluación, ambos pozos han sido diseñados con las trayectorias y profundidad total que permitirá alcanzar los depósitos para obtener puntos de control adicionales.

1.3.1 Nabté-1EXP

Nabté 1EXP es un pozo exploratorio ubicado en el Golfo de México en el Área 28. Con un tirante de agua de aproximadamente 602.5m, será perforado con una plataforma semi sumergible; este pozo es el primer pozo perforado por Eni en esta área, y se encuentra a aproximadamente a 140km del Puerto Dos Bocas, Base Eni.

No se prevén condiciones de HP / HT ni H₂S o CO₂ en este pozo.

El pozo ha sido diseñado con geometría J y la trayectoria se realizó para interceptar los objetivos presentes en el Mioceno Inferior en sección de agujero descubierto de 8 ½”.

La TD esperada del pozo es 4,760mMD/4,425mTVD (profundidad vertical verdadera, por sus siglas en inglés) y se perforará en 6 etapas:

La primera etapa de jeteo de 36” se realizará hasta una profundidad de 715m MD/TVD, luego se perforará de manera continua la sección de 26” a 1,300m MD/TVD y se correrá la TR de 20” a la misma profundidad.

Después de la sección sin riser, el riser y BOP se instalarán en el cabezal de alta presión y se realizará una prueba de goteo.

La siguiente sección de 17 ½” x 20” se perforará a 1,850m MD/TVD y se revestirá con Liner de 16”, colocando la cima del mismo a 1,200m MD/TVD. Se realizará LOT a un peso de lodo equivalente a 1.34 sg para esta fase. Después se perforará la fase de 14 ½” x 17 ½” para correr TR de 13 5/8” a la profundidad de 2,500m MD/TVD.

Posteriormente, la sección del agujero de 12 ¼” se perforará llevando a cabo la construcción direccional hasta 3,644m MD / 3,500m TVD y se correrá liner de 9 7/8” para cubrir las arenas del Plioceno Inferior, donde se encuentra el primer objetivo.

Finalmente, se perforará la sección con barrena de 8 ½” y atravesará los objetivos en las arenas LM10 y LM40 hasta una profundidad total de 4,760 m MD / 4,425m TVD.

Dada la ventana operativa de presión de formación se hará uso de dispositivo de circulación continua.

La TD final del pozo, así como las profundidades de asentamiento de TR pueden variar según las características del yacimiento y el régimen de presión intersticial encontrado. Razón por la cual se considera como etapa de contingencia el siguiente diámetro: 7”

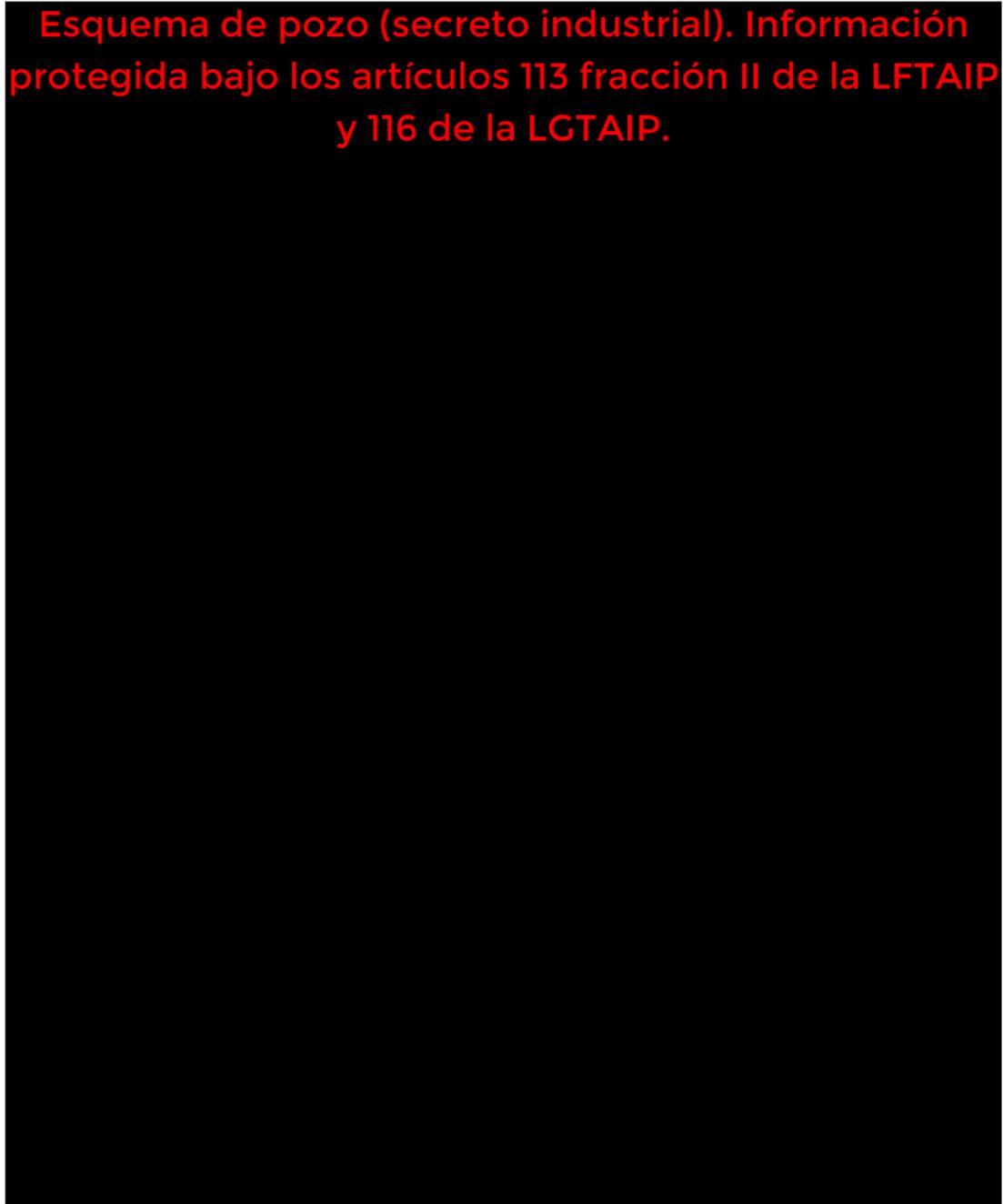


Figura 1.2 Esquema de Nabté-1EXP

Fuente: Eni, 2022.

MD: Profundidad Medida a lo largo del pozo

BLM: Profundidad desde el fondo marino

TD: profundidad Total

1.3.2 Pozo Nacóm-1EXP

El objetivo de este pozo es verificar la extensión de la acumulación de hidrocarburos en el yacimiento y los recursos prospectivos asociados a este sector del AC28. La trayectoria del pozo será vertical

con una profundidad planeada al momento de 2,800 m TVD (profundidad vertical verdadera, por sus siglas en inglés).

Dada la etapa actual del Proyecto, este reporte considera el mismo esquema de pozo presentado en la Figura 1.2, para el pozo Nacóm-1EXP.

Se prevé comenzar las actividades relacionadas con este pozo en el mes de abril de 2023, con una duración aproximada de 119 días, incluyendo movilización y desmovilización.

1.3.3 Abandono de pozos

Para el caso de los pozos exploratorios, la etapa de terminación se considera el fin de las actividades de perforación exploratoria de hidrocarburos, tras las cuales éstos serán suspendidos hasta el nivel del lecho marino para desarrollos en actividades futuras. Los pozos podrán suspenderse de manera temporal o permanente según las reservas calculadas en cada yacimiento y pozo perforado, y la cantidad de acumulaciones de hidrocarburos.

En caso de que sean suspendidos de forma temporal, las zonas productivas con contenido de hidrocarburos serán aisladas con tapones de cemento y se instalará un tapón ciego debajo del fondo marino. En caso de que las reservas no sean suficientes y el pozo deba ser tapado de forma permanente, se le colocarán tapones de cemento y la plataforma abandonará las instalaciones por completo.

2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

Las actividades que Eni llevará a cabo en el AC28 para la fase de exploración se consideraron desde el diseño de pozo, el movimiento de equipos, la perforación y el abandono. Estas actividades se dividieron en cinco (5) nodos para su mejor análisis, como se muestra a continuación.

- **Diseño.** Estas actividades incluyen el diseño del pozo de exploración, que se hace con base en información geológica existente, datos sísmicos de cobertura azimutal, estudios metoceanicos, estudios de riesgos someros, experiencia de ingenieros de perforación, etc. Estos estudios sirven para determinar las zonas con mayores yacimientos potenciales de hidrocarburos y realizar ajustes en el diseño de la perforación exploratoria. Estos estudios serán adquiridos por Eni y se realizará el diagnóstico para definir las áreas con potencial para establecer el programa de perforación.

En esta etapa se definen las dimensiones y características del pozo, así como las características de los componentes que se van a utilizar en su construcción. Es importante mencionar que la plataforma de perforación es una estructura prediseñada que ha sido construida bajo estándares internacionales y ha sido sujeta a análisis de seguridad como "safety case", que es un documento de seguridad producido por el mismo operador que identifica los peligros y los riesgos, y describe cómo es que se controlan los riesgos, también describe el sistema de administración de seguridad que asegura que los controles son efectivos y consistentemente aplicados. Es por esto por lo que el diseño mismo de la plataforma de perforación no forma parte del alcance de este proyecto.

- **Construcción/Movilización/Desmovilización.** Como se mencionó anteriormente, el proyecto involucra la perforación de dos pozos exploratorios principales y en caso de ser requerido, uno de contingencia.

Para esta actividad no se requiere la construcción de alguna planta o similar, las instalaciones que se utilizan están contenidas en su totalidad en la plataforma de perforación que ha sido prediseñada y construida fuera de los alcances de este proyecto.

Por lo que, en el nodo de construcción, se abordaron las actividades de movilización de la plataforma de perforación al área de trabajo y al terminar el pozo, la desmovilización fuera del área de trabajo.

- **Actividades rutinarias.** Una vez que se ha concluido la etapa de diseño del pozo y se ha movilizado la plataforma de perforación al área de trabajo, comienzan las actividades rutinarias que en este caso incluye las actividades mismas de perforación.

Para el AC28, Eni tiene contemplado perforar dos pozos exploratorios principales. Todos los pozos serán verticales y ninguno tendrá desviación direccionada.

Es importante mencionar que el procedimiento de perforación que se sigue es el mismo para todos los pozos y en todos los casos se siguen las mejores prácticas de la industria y no son perforados de manera simultánea.

Las actividades de perforación utilizan primero una técnica llamada "jetting", para iniciar la perforación del pozo y posteriormente un tubo de perforación que incluye una broca de perforación. Para la lubricación de la broca se utilizan los lodos de perforación que además al ser recirculados, ayudan a transportar los recortes de perforación al buque de perforación y así evitar la contaminación del lecho marino.

A medida que el pozo se perfora, la tubería de revestimiento se cimienta en su lugar por debajo del fondo marino para estabilizar y aislar el pozo de las formaciones geológicas circundantes, evitando que las paredes del pozo se colapsen. Estas actividades requieren el uso de cemento; la preparación, mezclado y bombeo del cemento se incluyeron dentro de este nodo. Asimismo, dentro de las actividades rutinarias se incluyen las actividades de monitoreo del perfil

estratigráfico que se realizan a medida que se avanza con la perforación. No se planean pruebas de producción como parte de este Proyecto.

- **Actividades no rutinarias.** Dentro de las actividades no rutinarias se consideraron: amenazas por terrorismo, mantenimiento principal no planificado, operaciones simultáneas, sobrepresión del pozo y falla durante procedimientos de emergencia.
- **Abandono.** Para el caso de los pozos exploratorios, la etapa de terminación se considera el fin de las actividades de perforación exploratoria de hidrocarburos, tras las cuales éstos serán suspendidos hasta el nivel del lecho marino para desarrollos en actividades futuras. Los pozos podrán suspenderse de manera temporal o permanente según las reservas calculadas en cada yacimiento y pozo perforado, y la cantidad de acumulaciones de hidrocarburos. En caso de que sean suspendidos de forma temporal, las zonas productivas con contenido de hidrocarburos serán aisladas con tapones de cemento y se instalará un tapón ciego debajo del fondo marino. En caso de que las reservas no sean suficientes y el pozo deba ser tapado de forma permanente, se le colocarán tapones de cemento y la plataforma abandonará las instalaciones por completo.

2.1 Descripción de principales equipos de proceso y auxiliares

La unidad de perforación semi-sumergible para la perforación del pozo tendrá los equipos principales indicados a continuación:

Torre de Perforación

Se contará con una torre o mástil del tipo NOV Dresco/KFELS siguiendo las especificaciones del API 4F & 4C, con una altura de 201 pies, una base de 40 x 46 pies, y una corona de 20 x 20 pies. Esta torre contará con una capacidad nominal de 2,000,000 libras. Estará equipada con un máximo de 14 líneas, así como escaleras, jaulas de seguridad, unidad para acceso a la polea de corona, contra balance, sistema para pinzas de perforación y pinzas para giro de tubería, y sistema de iluminación a prueba de explosión. La torre también contendrá piso, mástil y fosas de proceso resistentes a las inclemencias del tiempo.

Maquinaria en piso de perforación

La maquinaria en el piso de perforación incluye los siguientes equipos:

- Unidad de poder hidráulico para el compensador de movimiento de corona
- Motor del ventilador para malacate
- Separador lodo/ gas
- Mini tanque de viaje
- Malacate para levantador de personal
- Ancla de cable muerto
- Malacate para la línea de perforación
- Unidad de tensado de la tubería ascendente de perforación
- Polea
- Sub-base de cordón umbilical
- Panel de control del área de almacenamiento de tuberías
- Orificio de maniobra rotatorio
- Intensificador/ receptor de aire

- Panel de mesa rotatoria de apoyo
- Unidad de control de válvula del brazo manipulador de tubería
- Tanque de aceite de malacate
- Tanque de almacenamiento de aceite hidráulico
- Bomba remota de estranguladores
- Ensamblaje múltiple de 6,7,8 y 9 puertos
- Botellas de recipientes a presión de fluidos de perforación (CMC)
- Llaves de desenrosque
- Panel de control remoto del conector de tubería de perforación
- Cabina de aumento y reducción de CMC
- Panel de control de la cesta de entubación a presión
- Panel de interconexión del cabrestante de maniobras
- Ventilador de circulación
- Malacate para reacomodar secciones de tubería
- Panel de control y plataforma de herramientas para correr y recuperar la tubería ascendente de perforación (araña de tubería ascendente y gimbal)
- Panel de control para el Diseño para Fabricación y Ensamblaje
- Panel de control y cabina hidráulica del foxhole
- Kit auto-engrasante de ensamblado
- Panel de control del recipiente para prueba hidrostática
- Cadena de arrastre de la unidad de mando superior

Sistema de elevación de la Torre

La plataforma contará con un sistema de elevación principal para la corona del tipo NOV-Hydralift CMC-H-1000-25, compuesto por ocho poleas con un diámetro de 72 pulgadas cada una. Este sistema tendrá una capacidad nominal de 972.76 ton (2,145,000 libras) bloqueada o 453.59 ton (1,000,000 libras) compensada.

Adicionalmente, la plataforma contará con un sistema de elevación de viaje del tipo NOV-Hydralift 72TB-1000, con una capacidad de carga de 1,000 ton, utilizando siete poleas con un diámetro de 72 pulgadas cada una.

Sistema de Purificación de Agua de agua potable

La plataforma contará con dos sistemas de purificación de agua potable del tipo SE150ROas-1. Cada uno de estos sistemas tendrá una capacidad de 56,780 l/día e incluirá los siguientes tratamientos: neutralización, desmineralización, adición de CO₂ y desinfección por UV.

Motores

Proveen potencia al equipo de izaje y al equipo de perforación. La fuente de energía eléctrica es proporcionada por generadores accionados por motores diésel. Se contará con cinco motores Electro-Motive ME20-710G7C con una potencia máxima de 5,000 HP y dos motores Electro-Motive

L20-710G9C-T2 con una potencia máxima de 5,500 HP, que operarán con diésel. Estos motores estarán equipados con arrestadores de chispas y silenciadores. Los motores tendrán un consumo total de diésel de aproximadamente 200 a 250 barriles/día.

Cuarto de generador de emergencia

El arreglo de maquinaria de la sala del generador de emergencia contempla los siguientes equipos:

- Un generador de emergencia Caterpillar modelo 3512 BDITA con las especificaciones eléctricas de 1250 kVA, 480V, 3PH, 60Hz y cuenta con un peso seco/ húmedo de 14,398 / 16, 671 lbs
- Un Centro de Control de Motores de 480V, 3PH, 60Hz
- Un tablero de distribución de emergencia (480V)
- Un transformador HPS de 300 KVA
- Un tablero de distribución de 208/ 120 VAC
- Tanque de combustible (generador de emergencia) KFELS de dimensiones de 8'-10" de largo x 3'-0" de ancho x 6'-7" de altura y una capacidad de 1,300 galones
- Baterías de 24V Caterpillar 3T5760 (4 por set)
- Cargador de baterías marca Noris
- Receptor de aire con capacidad de 140 m³
- Tanque de aceite lubricante KFELS con dimensiones de 3'-0" de largo x 3'-0" de ancho x 3'-0" de alto con capacidad de 200 galones
- Panel de iluminación principal y de emergencia ELP5 marca Nautronix con dimensiones de 800 mm de largo x 200 mm de profundidad x 1,000 mm de altura
- Caja de conexión a tierra (puerto) marca Houston Electric de 800 mm de largo x 400 mm de profundidad x 1,400 mm de altura
- Panel de interruptor de cambio marca TSL Power Systems
- Transformador de 200 KVA marca Hammond Power

Planta de energía y sala de máquinas

Como parte del arreglo general de la sala de maquina/ planta de energía se incluye al menos un generador diésel, una bomba de servicio de combustible, una bomba manual de emergencia, un separador centrífugo de diésel, un tanque de asentamiento, una bomba de transferencia de aceite lubricante, un tanque de aceite lubricante, un compresor de arranque en frío, un receptor de aire de arranque de motor, un transformador de 2,000 KVA, patines "Trolley", tanque y bomba de aceite usado, tanque de expansión de refrigerante, un panel de control de motor local, un limpiador de partes con ruedas y dispositivo de bloqueo, un gabinete de liberación de CO₂, un ventilador de circulación MSC-01, un generadores de motor base diésel, un motor local, un panel de control de generador, intercambiadores de calor con refrigerante, separadores centrífugos de diésel e intercambiadores de calor del generador de motor base diésel.

Cuarto de propulsores y bombas en pontón

A continuación, se añade una lista de equipos que forman parte del arreglo de maquinaria en el cuarto de pontón y propulsor:

- Bombas de balasto (4)

- Bombas de sentina (4 en cuarto de propulsores)
- Bomba de sentina (1 en cuarto de bombas)
- Bombas contra incendios (2)
- Bombas de servicio de agua salada (4)
- Bombas de transferencia de lodos (4)
- Bombas de agua de enfriamiento de propulsor (4)
- Filtro CJC/ Separador (4)
- HPU Sistema de control azimutal (4)
- Tanque de 630 litros y set de bombas
- Sistema de compensación de presión (4)
- Propulsores (4)
- Panel Nutronix (4)
- Caretila "Trolley"

Sistema de Izaje

El sistema de izaje estará compuesto por las características que se mencionan en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1 Sistema de izaje

Características	Detalle
Grúas	Dos (2) en la cubierta principal
Especificaciones:	API2C
Marca:	Seatrax Model S9032
Tipo:	Pedestal
Ubicación:	Estribor y babor
Largo de la pluma	48.8 m
Alcance del gancho por debajo de la cubierta principal	82.3 m
Capacidad de carga	97 Mega toneladas (Mt)

Fuente: Eni, 2022.

El sistema de izaje contará con alarmas sonoras y visuales, freno automático, compuerta de seguridad en los ganchos, sistemas anticolidión (Crown saver) e iluminación en la pluma.

Mesa Rotatoria

La mesa rotatoria será del tipo NOV Varco BJ RST 605 y contará con una apertura máxima de 60 ½ pulgadas. Su capacidad estática será de 1,000 toneladas de carga estática. Esta mesa contará con tres motores hidráulicos de alto torque cada uno. Adicionalmente, la mesa rotatoria contará con sistema de recolección de lodos/goteo.

Top Drive

El Top Drive es uno de los tres elementos mayores del sistema rotatorio, el cual es utilizado para hacer rotar la sarta de perforación y la broca/barrena en el fondo del pozo. El Top Drive será del tipo

NOV Varco TDS 1000A, estará accionado de manera eléctrica. La capacidad nominal de esta unidad será de 1,000 toneladas, con una presión de trabajo de 7,500 psi y una potencia de salida de 1,150 HP.

El Top Drive contará con un sistema de aire acondicionado integral para toda la unidad. Se cuenta con un sistema de fuga tipo Varco PH-100 con un torque máximo de 100,000 pies/libras.

Diverter (desviador de flujo)

El desviador de flujo o diverter es uno de los equipos de control que conforman el sistema de control de pozo. Como su nombre lo indica, su función es desviar el flujo. El desviador de flujo será del tipo DrilQuip FDS, fijo, con un diámetro máximo de 60 pulgadas y tendrá una presión de trabajo de 500 psi.

El desviador contará con dos salidas, de 12 pulgadas cada una, las cuales estarán equipadas con válvulas de bola con actuadores hidráulicos. Cuenta con válvulas para regular el flujo, reductores, juntas telescópicas, indicadores de presión y anillos de soporte para la tubería ascendente de perforación.

Cuarto de bombeo de lodos

Los equipos dentro del cuarto de bombeo de lodos incluyen tres bombas de lodo y cuatro bombas de carga. También contará con bomba de aceite residual, tanque de aceite de engranaje, dos carros de anclaje para elevación, consola de control de bomba de lodos, dos tanques de aceite residual y un panel de control de cinco estaciones.

Sistema de Lodos de Cementación

El Sistema de Lodos estará conformado por tres sistemas: Sistema de lodos de alta presión, sistema de lodos de baja presión y sistema de almacenamiento a granel.

Sistema de lodos de alta presión

El sistema de lodos de alta presión tendrá una presión de trabajo de 7,500 psi, con una presión máxima de prueba de 11,250 psi.

El sistema estará conformado por cuatro bombas de lodos manufacturadas por LEWCO, las cuales serán de tipo Triplex, con un diámetro por carrera de 5 x 9 pulgadas. Cada bomba contará con dos motores de 1,150 HP cada uno, los cuales operarán con corriente directa. Cada bomba contará con una válvula de relevo del tipo NOV Titan BX. La capacidad nominal de cada bomba al 90% será 4,690 litros por minuto (1,239 galones por minuto). La velocidad de operación de las bombas será de 100 carreras por minuto (spm por sus siglas en inglés, strokes per minute), correspondiente al 90% de su velocidad nominal.

El sistema también contará con siete bombas de mezclado del tipo Halco 5 x 4 x 14 con un poder de salida de 480 rpm.

Adicionalmente, el sistema contará con tres bombas de carga o refuerzo del tipo LEWCO W-2215 con capacidad de 1,239 galones por minuto cada una.

El sistema se completará con dos distribuidores verticales, una manguera rotatoria principal y una auxiliar, y una manguera de cementación.

Sistema de lodos de baja presión

El sistema de lodos de baja presión comprenderá los siguientes equipos:

Un tanque de procesamiento de lodos, compuesto por un tanque degasificador, un tanque limpiador de lodos y un tanque centrifugador.

Ocho tanques de lodos con capacidades individuales entre 493 y 623 bbl, dando un total de capacidad de 4,750 bbl. Todos estos tanques contarán con agitadores y fungirán como reserva.

Dos tanques de almacenamiento de mezclas líquidas con distintas composiciones y para distintos fines (pueden ser sólidos en suspensión y en este caso corresponde a lodos (mud). Los tanques tendrán una capacidad de 66 y 70 bbl, respectivamente.

Dos tanques de viaje de 50 bbl y un tanque de rectificación de 10 bbl. Estos tanques estarán equipados con bombas Halco Supreme 2500 3 x 2 x 13. Seis zarandas vibratorias controladas por dos motores eléctricos. Estas zarandas contarán con un flujo nominal de 900 GPM.

Un limpiador de lodo Derrick FLMC con tres conos de 10 pulgadas y 20 conos de cuatro pulgadas, alimentado por una bomba Halco 2500 Supreme. Un separador lodo/gas Hampco Horizontal con diámetro de descarga de 12 pulgadas. El flujo estimado de gas será de 40 pies cúbicos por minuto.

Un degasificador Derrick Vacu-flo 1200, alimentado por una bomba Halco 2500 Supreme 8 x 6 x 14. Adicionalmente se contará con 42 agitadores de lodo.

Preventores de Reventón (BOP por sus siglas en inglés, Blow-Out Preventors)

El preventor de reventones tiene un presión de trabajo nominal de 15 M y clase API 6-A1-R5 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 cuenta con 1 preventor anular y 5 preventores de ariete.

La columna BOP estará equipado con diferentes tres preventores de tipo doble ariete del tipo Hydril Compact 15M de 15-1/2 pulgadas con bloqueo de posición múltiple (MPL, por sus siglas en inglés). Están equipadas con los siguientes preventores de ariete:

- Un ariete de corte de revestimiento "Casing shear ram"
- Un preventor de ariete ciego de corte "Blind shear ram"
- tres preventores variables "Variable rams" de 4 ½ pulgadas – 7 pulgadas

Al mismo tiempo, la columna del BOP cuenta con un preventor anular Hydril 10M GX Dual de 18 ¾ pulgadas.

La columna BOP también contará con dos válvulas WOM de 3 1/16 pulgadas en la línea de ahogo, las cuales trabajarán a una presión de 15,000 psi.

Se cuenta con un segundo preventor de reventones igual al descrito anteriormente en piezas de respuesto.

Área de zaranda vibratoria y fosa de lodos

El dispositivo principal, y quizás más importante, del equipo de perforación para remover los sólidos perforados del lodo es la zaranda vibratoria. Un cedazo (filtro) de tela mecánica vibra mientras el fluido de perforación fluye sobre éste. La fase líquida del lodo y los sólidos más pequeños que la tela metálica pasan a través del cedazo, en tanto que los sólidos más grandes son retenidos en éste y finalmente caen por la parte posterior del dispositivo y son descartados. Obviamente, las aberturas más pequeñas del cedazo eliminan más sólidos de todo el lodo, pero se observa una reducción correspondiente en la tasa de flujo por unidad de área de la tela metálica.

Los servicios de equipamiento debajo de la cubierta del agitador a una elevación de 111'0" y capacidad de 1 ST que corresponden al sistema de la zaranda vibratoria son:

- 2 bombas degasificadoras
- Bomba destiladora
- Bomba desarenadora

Un tanque de acero abierto o con bordes protectores lleno de lodo de perforación que no se agita ni se hace circular. Si se hace pasar el lodo lentamente a través de este tipo de contenedor, la mayoría de los sólidos de perforación grandes se depositan en el fondo, limpiando de alguna manera el lodo. Si la fosa de decantación es pequeña, como en el caso de los tanques de lodo de acero, debe limpiarse con frecuencia a medida que los recortes se acumulan en el fondo del tanque.

Algunos de los equipos más importantes que forman parte del arreglo de maquinaria para la zaranda vibratoria y la fosa de lodos se mencionan a continuación:

- Agitador de esquisto
- Acondicionador de lodo
- Degasificador al vacío
- Bomba mezcladora de lodo
- Bomba de tanque de viaje
- Agitador de lodo
- Divisor de flujo
- Tanques de compensación
- Colector de polvo
- Cortadora/ Mezcladora doble succión
- Taladro
- Tanque de decapado
- Secador VSM- 04
- Tanque de agitación
- Caja de colección de corte
- Ventilador de circulación MSC- 2A y 2B
- Separador de sólidos
- Tanque de efluente (portátil)
- Bomba de aire
- Panel de control de lodos
- Cargador de batería 3 fases de 3.5 a 10 kW

Sistema de ahogo y estrangulamiento

El peso aproximado del sistema de ahogo y estrangulamiento (choke & kill) es de 41,750 libras. Está conformado por diversos instrumentos, entre los cuales se encuentran colectores múltiples para válvulas, bridas con soldadura de cuello, hidro estrangulador, bloques de aparejo móvil de 3 y 7 vías, tanque buffer, junta giratoria de barrido largo, conexiones de bridas, cojín de fluido de brida, medidores de presión, regulador de presión, bridas transversales y anillos de juntas.

Asimismo, se contempla una tubería de alta presión para este sistema, el cual se compone de válvulas reguladoras de flujo, reductores, bridas ciegas, uniones martillo, accesorios como codos y

Ts, juntas de expansión, transductores de presión, indicadores de presión, sensores de flujo, bombas centrífugas y transmisores de presión. Dentro de este sistema, se cuenta con un separador de gases horizontal, el cual tiene una presión de operación de 125 psi, mientras que la presión de diseño es de 150 psi. También, el diseño considera dos tanques de viaje, tienen generalmente una capacidad de 20 a 50 barriles. Este sistema tiene la capacidad de llenar el pozo continuamente, tomando los retornos en el tanque. Con esto se tiene la ventaja que se puede mantener el pozo lleno todo el tiempo y el volumen, tanto si decrece como se incrementa puede dar una idea de la condición del pozo.

Sistema de almacenamiento y transferencia de combustible

El sistema de almacenamiento y transferencia de combustible contará con medidas de seguridad pre instalados, tales como: válvulas (compuerta, aguja, bola, cierre rápido operada remotamente, bola cerrada, compuerta cerrada, bola operada por aire, anti retorno, retención y de cierre automático), mangueras flexibles, acoplamientos de “camlock”, tubos de escape de succión, línea de desbordamiento, control remoto, reductor, tubería de control, indicador visual, boquilla con dispositivo de hombre muerto, filtros, controles de ventilación con filtro de flama, indicadores de nivel operados con flotador magnético, medidores de nivel de contenido, colador simple y doble.

En el **Anexo 5**, se encuentran disponibles Diagramas de Tubería e Instrumentación y arreglos generales de los equipos de proceso y auxiliares principales, tales como: cuarto de propulsores y bombas pontón, planta de energía y sala de máquinas, cuarto de bombas del sistema de lodos, área de zaranda vibratoria y fosa de lodos, cuarto de generador de emergencia, piso de perforación y transferencia de combustible y tubería de alta presión para el sistema de ahogo.

2.2 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas

De acuerdo con la información proporcionada por el Promovente, las sustancias peligrosas almacenadas en el área del Proyecto se presentan en la Tabla 2.2, en esta tabla se hace una comparación de las sustancias con los listados de actividades altamente riesgosas (LAAR).

Tabla 2.2 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR

Sustancia	Volumen total almacenado (m ³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
Gasóleo marino	2,522.9	No
Lodos de perforación (activos, de reserva y de proceso)	2,641.1	No
Aceite base de lodos de perforación	270.9	No
Aceite lubricante	20.7	No
Cemento	382.2	No
Bentonita / barita	372.8	No
Combustible para helicóptero	5.8	No

Fuente: Eni, 2022.

Como se puede observar en la Tabla 2.2, 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

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 **Anexo 6**.

2.3 Propiedades de la Mezcla

A continuación, en la Tabla 2.3, se presentan las propiedades del hidrocarburo y en la Tabla 2.4, las características de composición de la mezcla de fluido multifásico del hidrocarburo, que se esperan encontrar en el área del Proyecto, de acuerdo con la información proporcionada por Eni. Esta composición presentada es la encontrada por Eni durante sus operaciones dentro del AC1.

Tabla 2.3 Propiedades del Hidrocarburo

Nombre	Gravedad API	Densidad (kg/m ³)	Densidad relativa	Viscosidad (cP)	Proporción gas a hidrocarburo (GOR)
Hidrocarburo	40	876.3	1.101	1.5	968

Fuente: Información de almacenamiento proporcionada por Eni, 2022.

Tabla 2.4 Composición de la Mezcla

Compuesto	%mol
Nitrógeno	0.3890
CO ₂	0.1498
Metano	37.037
Etano	4.9290
Propano	4.6015
i-Butano	1.01665
n-Butano	2.32946
22-Mpropano	0.00561
i-Pentano	1.19141
n-Pentano	1.4619
n-Hexano	2.6151
n-Heptano	3.7842
n-Octano	3.8950
n-Nonano	3.2941
n-Decano	8.4491
C13*	24.8504
Total	100.0

Fuente: Información de almacenamiento proporcionada por Eni, 2022.

Las hojas de datos de seguridad (HDS) de los principales materiales utilizados en el proyecto se incluyen en el **Anexo 6**.

La totalidad de las hojas de datos de seguridad de los materiales utilizados en el buque de perforación e instalaciones relativas al Proyecto, se mantendrán disponibles en Sitio, en idioma español, y siguiendo los lineamientos que se especifican en la Norma Oficial Mexicana, NOM-018-STPS-2015, Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo.

3. DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

El AC28 ha sido establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos a través de la licitación 1 de la Ronda 3 de la CNH en aguas someras y fue asignada a Eni mediante la firma del Contrato No. CNH-R3-L01-G-CS-01/2018 entre Eni y la CNH.

El AC28 se localiza en la zona de Aguas Someras de la Provincia Petrolera de las Cuencas del Sureste del Golfo de México (GdM), aproximadamente a 20 km del litoral más cercano del estado de Veracruz y a 40 km del Puerto de Coatzacoalcos. Se encuentra en profundidades de agua de entre 59 y 700 m, y cubre una superficie total de 807.759 km².

Las coordenadas y ubicación del AC28 se presentan en la Tabla 3.1 y Figura 3.1.

Tabla 3.1 Coordenadas geográficas de los vértices de Área Contractual 28

Vértice	UTM Zona 15 Norte	
	Y (m)	X (m)
1	2,084,758.553650	359,531.444360
2	2,052,480.314740	359,290.520629
3	2,052,618.779690	341,698.788398
4	2,047,085.142520	341,652.729770
5	2,047,175.838790	331,094.107768
6	2,062,855.142410	331,233.649640
7	2,062,793.627080	338,266.954736
8	2,084,928.922750	338,457.414676

Fuente: Eni, 2022

Nota: Las coordenadas se encuentran en datum ITRF 2008 para México

Las coordenadas y ubicación de los pozos exploratorios se muestran en la Tabla 3.2 y la Figura 3.2. Se considera la perforación de un tercer pozo de contingencia que solo será perforado en caso de que en los primeros dos no haya reservas suficientes.

Tabla 3.2 Coordenadas geográficas de los pozos exploratorios del Área Contractual 28

Pozo	Coordenadas geográficas sexagesimales		Coordenadas geográficas decimales		Trayectoria
	Longitud (O)	Latitud (N)	Longitud (O)	Latitud (N)	
Nabté-1EXP	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP				Vertical
Nacóm-1EXP	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP				Vertical

Fuente: Eni, 2022

Nota: Las coordenadas se encuentran en datum ITRF 2008 para México.



Figura 3.1 Ubicación del Área Contractual 28

Fuente. ERM, 2022.



Figura 3.2 Ubicación de los pozos exploratorios del Área Contractual 28

Fuente: ERM, 2022.

Como se definió en el Capítulo 4 de este documento, para la definición del Sistema Ambiental Regional (SAR) del que AC28 es parte, se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- Batimetría (medida de la profundidad del océano para determinar la topografía del suelo marino)
- Las Unidades de Gestión Ambiental (UGA) correspondientes propuestas en el Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC) (SEMARNAT, 2012).

De acuerdo con los criterios antes mencionados, se ha delimitado un SAR con una superficie de 13,203.15 km². El SAR se encuentra dentro de las UGA No. 165 al sur de AC28 y 187 al norte del AC del Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe (POEMyRGMMyMC), la cual es un área delimitada por el ordenamiento territorial mexicano antes mencionado (Figura 3.3).

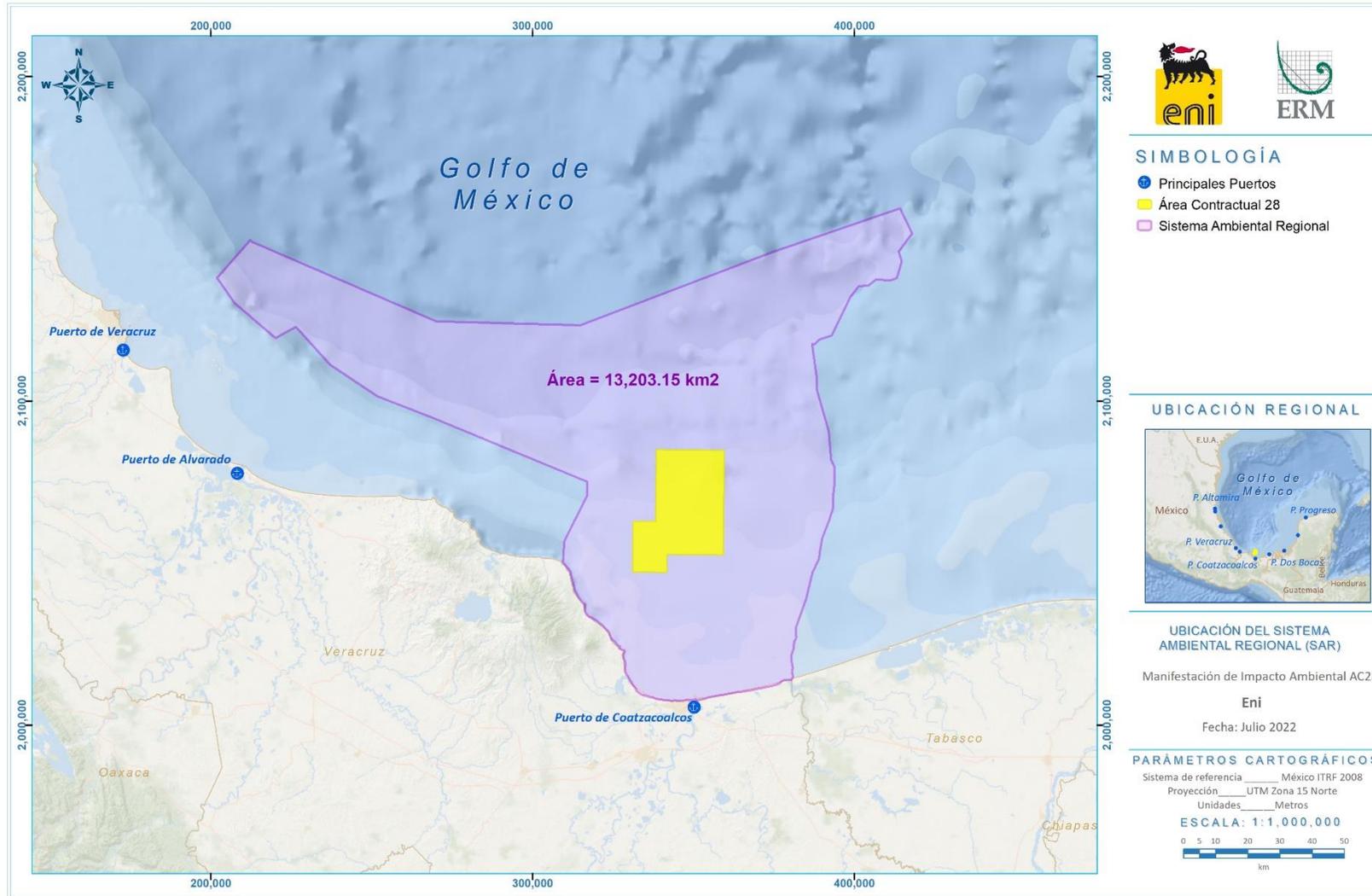


Figura 3.3 Ubicación del Área Contractual 28 y el Sistema Ambiental Regional (SAR)

Fuente: ERM, 2022.

3.1 Historial epidémico

3.1.1 Enfermedades infecciosas

A nivel nacional, las principales enfermedades infecciosas que causan enfermedades y muerte entre la población en general son la tuberculosis y las infecciones respiratorias, que son las causas sexta y novena de muerte entre todas las edades (OMS, 2014). Un rango de otras enfermedades infecciosas, incluida la tripanosomiasis americana (enfermedad de Chagas), chikungunya, *cutánea larva migrans* (CLM), dengue, hepatitis A, hepatitis B, leishmaniasis, malaria, rabia, Infecciones de Transmisión Sexual (ITS), TD, fiebre tifoidea, virus del Nilo Occidental y ZIKV (International SOS, 2019).

Con referente a las ITS cabe señalar que Tabasco representa el 2.2% de casos registrados del total con 4,094 mientras que los casos registrados en Tamaulipas (4,650) representan el 2.5%. Los estados con mayor porcentaje de casos son, en primer lugar, el Distrito Federal (14.5%), Estado de México (10.5%) y, en tercer lugar, Veracruz (8.5%).

3.1.1.1 SARS-CoV-2 (COVID-19)

Los coronavirus son una familia de virus que causan enfermedades (desde el resfriado común hasta enfermedades respiratorias más graves) y circulan entre humanos y animales. El SARS-COV2 apareció en China en diciembre de 2019 y provoca una enfermedad llamada COVID-19, la cual fue declarada pandemia mundial el 11 de marzo de 2020 por la Organización Mundial de la Salud (OMS).

Debido a la declaración de pandemia mundial, el Gobierno de México ha adoptado medidas de protección para la prevención del contagio, las cuales serán adoptadas tanto por Eni en todas las etapas del Proyecto.

3.2 Susceptibilidad a Riesgo Ambiental

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 mayo¹.

En la Figura 3.4, 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

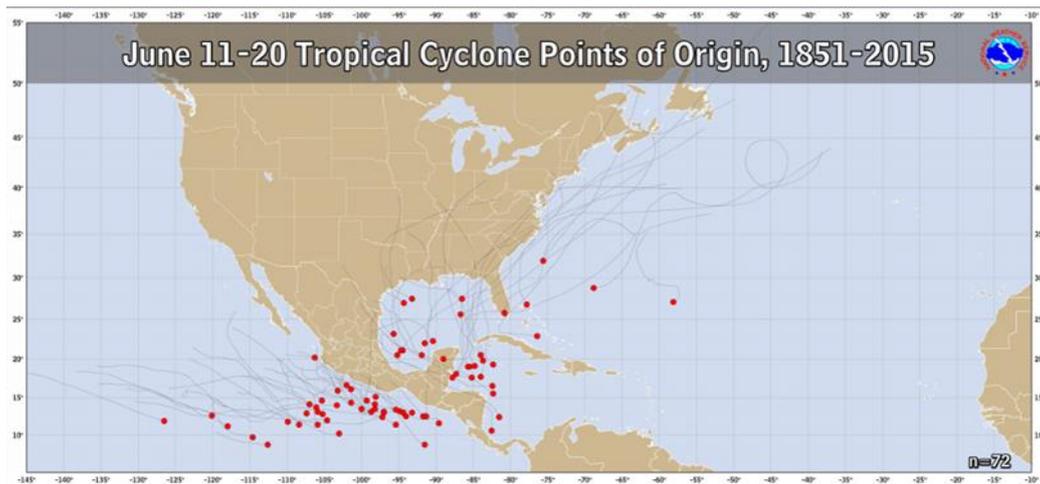


Figura 3.4 Puntos de origen de los Ciclones Tropicales durante el periodo de 1851 a 2015

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

Científicos 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.

A continuación, se presenta la descripción de algunos de los huracanes más relevantes que se han suscitado en el Golfo de México, en los últimos diez (10) años:

- “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 Guerrero².
- 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 convirtiera 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

² <http://smn.conagua.gob.mx>

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 mañana³. 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 estado⁴.
- 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 devastados⁵.

A continuación, en la Figura 3.5, se pueden observar las trayectorias de los huracanes y tormentas tropicales más representativas que se presentaron en el Golfo de México en un periodo de 10 años.



Figura 3.5 Huracanes más relevantes

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

A continuación, en la Figura 3.6, se aprecia el cambio del calor oceánico en diferentes zonas del Golfo de México. Cabe destacar que para las zonas cercanas al AC28 se distingue una temperatura

³ <http://www.weather.gov>

⁴ www.bbc.com/mundo

⁵ www.bbc.com/mundo

cercana a los 30°C, que de acuerdo con el 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).

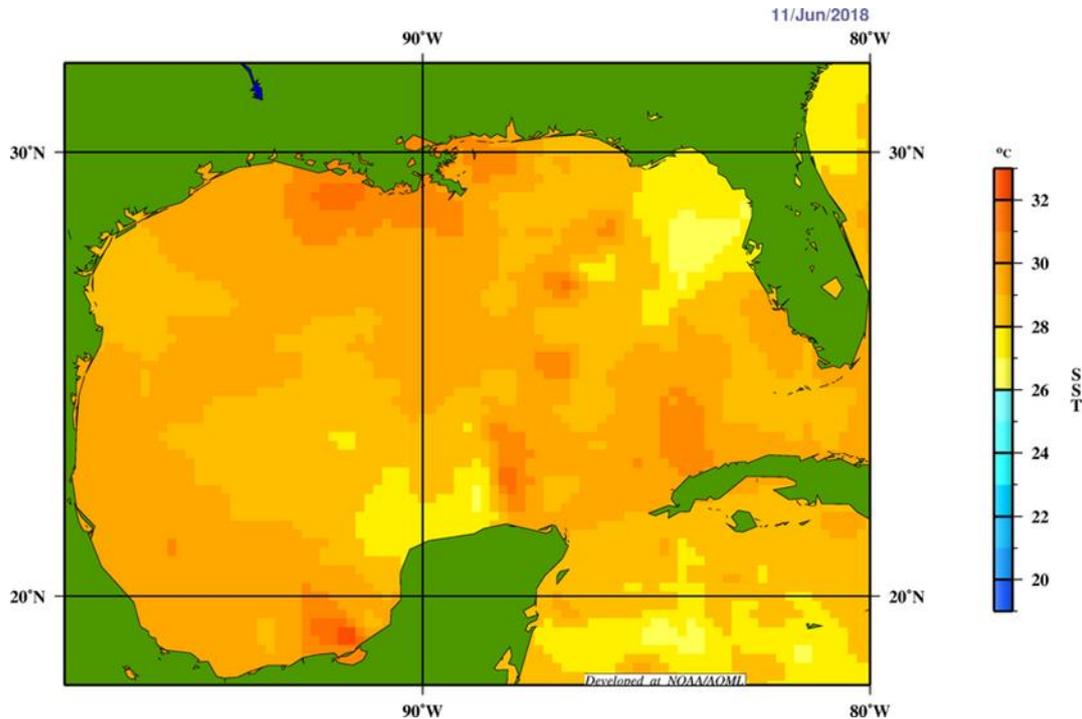


Figura 3.6 Calor oceánico en el Golfo de México

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

Los datos de la NOAA, reportan que para un radio de 50 km alrededor del AC28 se han suscitado 14 fenómenos en los últimos 130 años. Ocho de estos fenómenos fueron nombrados: Simone (1961), Hermine (1980), Stan (2005), Harvey (2011), Ernesto (2012), Barbara (2013), Fernand (2013) y Earl (2016), mientras que 6 son desconocidos y se llevaron a cabo durante el período de 1888 a 1999.

En la Figura 3.7, 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 verdes, azules, amarillas, 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 AC28 han sido principalmente tormentas y depresiones tropicales y que el evento de mayor magnitud fue un huracán nivel 2, en color naranja, el cual no fue nombrado y ocurrió en el año de 1902. El segundo evento de mayor magnitud fue el huracán Stan (2005) el cual fue clasificado como huracán nivel 1 en el área cercana a AC28.



Figura 3.7 Registro histórico de huracanes cerca del AC28

Fuente: NOAA, 2022

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

En la Tabla 3.3, se mencionan los eventos extremos reportados en el Golfo de México que han sucedido desde el año 2011 hasta 2022, en base a la información histórica disponible de la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

Tabla 3.3 Eventos extremos reportados para el Golfo de México

Nombre del Fenómeno	Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría***
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 tocó tierra	110	140	TT
Alberto	Mayo 2018	No tocó tierra	100	100	TT
Ferdinand	Agosto 2019	La Pesca, Tamaulipas	85	85	TT
Hanna	Julio 2020	Tamaulipas	150	150	H1
Delta	Octubre 2020	Puerto Morelos	220	165	H4
Grace	Agosto 2021	Quintana Roo	195	130	H3

Fuente: CONAGUA, 2022.

Notas:

* *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

3.3 Susceptibilidad de población cercana al Proyecto

Dado que el AC28 se localiza en aguas someras a 40 km de la costa de Veracruz, no existen asentamientos humanos, ni ningún otro tipo de construcciones dentro de un radio de 500 m alrededor del área de operación del Proyecto.

4. ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

4.1 Identificación de Peligros y Jerarquización de escenarios de Riesgo

4.1.1 Antecedentes de accidentes e incidentes en proyectos 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 4.1, muestra los accidentes que involucran perforación y exploración de campos petroleros, y por lo tanto está más relacionado al proyecto. La Tabla 4.2, muestra accidentes en general ocurridos en la industria de los hidrocarburos y no necesariamente involucran actividades de perforación y exploración.

Tabla 4.1 Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad

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 4.2 Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi incidente	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

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi incidente	Evento insignificante	Total
Tubería	145	115	1	4	265
Semi-sumergibles	306	663	151	123	1,243
Sum0ergibles	19	5	0	1	25
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 lesiones⁶.

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 piloto⁷.

A continuación, en la Tabla 4.3, 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 4.3 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 Aesa 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
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 causó un impacto a	Técnica

⁶ "2017 HELICOPTER SAFETY ADVISORY CONFERENCE (HSAC) GULF OF MEXICO OFFSHORE HELICOPTER OPERATIONS AND SAFETY REVIEW", <http://www.hsac.org/library>

⁷ "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
			alta velocidad al mar. 11 personas murieron	
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 causó que se desprenda del helicóptero. El helicóptero se estrelló contra el mar a alta velocidad. El impacto destruyó el helicóptero y los 16 pasajeros murieron.	Técnica
2012	Eurocopter EC225	Mar del Norte	El piloto reportó 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 desaparecida de 3. La causa fue error del piloto	Operacional
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 se desprendió y consecuentemente se estrelló en una	Técnica

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
			pequeña isla y se incendió. Los 13 pasajeros murieron	
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 llego a su destino. El helicóptero se estrelló contra el mar. 6 muertos	Desconocido

Fuente: HSAC (Helicopter safety advisory conference); National Transportation Safety Board y Aero assurance.

4.1.1.1 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 4.4, se muestran los accidentes que fueron causados por reventones.

Tabla 4.4 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

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
										lesiones, 4 fatalidades
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 tocaron 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

4.1.1.2 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 4.5, han tenido lugar en aguas de jurisdicción federal.

Tabla 4.5 Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
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, 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.	No disponible
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	Un total de 40 barriles por

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
			el año 2011 se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar.	los 12 eventos
2012	Monoboya número 3	Costa del Pacífico (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, México	Fuga de gas y aceite sin fatalidades o heridos. El accidente afectó la producción diferida de hidrocarburos, en un total de 15,000 barriles. La compañía petrolera reprimió el incendio utilizando cuatro buques de respuesta a emergencias.	No disponible

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

4.1.1.3 Incidentes reportados por Eni

En cuanto a las estadísticas de derrames de Eni, éstas se diferencian entre los derrames que son producto de las operaciones y aquellos, producto de sabotajes, es decir, actividades que son ajenas a las operaciones de Eni pero que impactan a equipo de transporte por robos o saqueos clandestinos en las inmediaciones de sus instalaciones, en la Tabla 4.6 se presentan las estadísticas de derrame de 2014 a 2020.

Tabla 4.6 Estadística de derrames de Eni

Año	Volumen derramado (actividades operativas) barriles	Volumen derramado (sabotaje) barriles
2014	1,161	14,401
2015	1,634	14,847
2016	1,159	4,489
2017	1,231	4,682
2018	2,665	4,022
2019	1,033	6,232
2020	958	5,831

Fuente <https://www.Eni.com/assets/documents/eng/reports/2020/Annual-Report-2020.pdf>

Todos los derrames de hidrocarburo de 2016 pueden atribuirse exclusivamente a los sectores de refinación & comercialización y exploración & producción, así como productos químicos. Los volúmenes derramados cayeron más del 65% en comparación con 2015, una tendencia que abarcó tanto sabotaje como terrorismo (-10,358 barriles en comparación con 2015) y derrames resultantes de accidentes operacionales (-475 barriles en comparación con 2015), y afectó a ambos sectores. El 88% de los volúmenes resultantes de los derrames de hidrocarburo en 2016 se atribuyeron al sector de exploración & producción, de los cuales el 75% se localizaron en Nigeria, Egipto y Argelia. En todo el sector, a pesar de un aumento en el número de eventos en comparación con 2015 (73 vs. 59), los volúmenes cayeron alrededor de 13%, principalmente debido a una reducción del fenómeno en Nigeria (-199 barriles en comparación con 2015) gracias a actividades de renovación en algunas de las líneas. También hubo una reducción en el índice de derrames de hidrocarburo de producción (-10.5%), que cayó a 1.15 barriles / Mbarriles (1.28 barriles / Mbarriles en 2015).

En los sectores de refinación y comercialización y Química, los derrames operacionales cayeron en más de 290 barriles en comparación con 2015. En 2016, los derrames por sabotaje y actos

terroristas se registraron en solo dos países: Nigeria (exploración & producción) e Italia (red de oleoductos).

En el sector de exploración y producción, que representa el 84% de los volúmenes de derrames, el fenómeno disminuyó tanto en términos de número de eventos (-10.8% en comparación con 2015) como en volúmenes relacionados (-64.3%). Estos resultados se deben a las medidas tomadas en estrecha coordinación con los organismos gubernamentales, tanto para la prevención como en respuesta, con un aumento significativo en el número de equipos presentes en el territorio para la vigilancia aérea y terrestre y la acción para garantizar la contención temprana de eventuales derrames. En comparación con 2015, también hubo una mejora en los derrames químicos, con una reducción en el número de eventos (43 a 24) y volúmenes relativos (-98.5%). Todos los derrames de 2016 pueden ser atribuidos al sector de exploración & producción, con la excepción de un evento limitado (0.15 barriles), que ocurrió en el sector de refinación & comercialización y Químicos en la planta de Versalis en Szazhalombatta, en Hungría. El evento exploración & producción más significativa (alrededor de 17.6 barriles) fue registrado por la filial Eni Noruega.

Con el fin de reducir los derrames de hidrocarburo y el daño ambiental resultante, Eni está comprometido a la experimentación/aplicación de técnicas que permitan la detección anticipada de fugas, daños o actividades efervescentes cerca del hidrocarburo reduciendo los tiempos de respuesta y los derrames relacionados.

En 2018, el número de barriles derramados en los derrames de hidrocarburo operativos disminuyó en un 20% en comparación con 2017. El año 2018 vio una reducción en el número de incidentes por sabotaje, mientras que el volumen derramado aumentó en un 14%, especialmente debido a las actividades de sabotaje en el sector aguas arriba en Nigeria y Egipto. En términos de preparación y respuesta, en Italia Eni completó el análisis de riesgos de las áreas atravesadas por tuberías, identificando los puntos más sensibles en los que se pueden establecer acciones de contención potenciales de antemano.

En 2018, se consolidó el conjunto de procedimientos sobre gestión de emergencias, aumentando la puntualidad de los flujos de comunicación a la línea de comando y la parte superior y ampliando el apoyo mediante figuras transversales pertenecientes a la unidad de crisis. Los procedimientos se prueban constantemente en simulacros, que son esenciales para prepararse para situaciones de emergencia, probar la capacidad de respuesta en términos de planes, recursos, vehículos y materiales e identificar las acciones correctivas apropiadas. En 2018, se gestionaron más de 120 simulacros complejos con la participación, además de Eni, de autoridades locales como la Prefectura, la Policía, la Autoridad Portuaria y los Bomberos y, en el caso de simulacros de tercer nivel, también las Autoridades Centrales. Los simulacros principales en 2018, organizados en Cerdeña y en la biorefinería en Venecia, simulaban derrames de productos en el mar para probar la idoneidad de la capacidad de respuesta.

Con respecto al desarrollo de soluciones para prevenir sabotajes, en 2019, dos gasoductos piloto están equipados con una actualización del sistema e-vpms®, llamado TPI (Third Party Intrusion, por sus siglas en inglés), para detectar actividades cerca de la tubería (como excavaciones) y vehículos en tránsito) y permiten, por lo tanto, la intervención antes de que se complete el sabotaje.

4.1.2 Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

El proceso de identificación de peligros y administración de riesgos desarrollado por Eni México, sigue los lineamientos del Procedimiento pro Eni mex hse 004 r03 Informes y Gestión de Riesgos HSE.

En dicho procedimiento se indica el proceso de identificación y evaluación de riesgos, por área de peligros, el cual comprende las siguientes etapas:

- **Etapas 1.** Establecer el contexto (normativa, estándares, entorno, etc.)

- **Etapa 2.** Identificación del peligro (componentes /aspectos sociales, medioambientales, seguridad industrial y salud)
- **Etapa 3.** Evaluación del riesgo
- **Etapa 4.** Tratamiento del riesgo
- **Etapa 5.** Seguimiento y revisión

A continuación, se presenta un resumen de cada una de las etapas:

- **Etapa 1 – Establecer el contexto**

En esta etapa son analizados los problemas internos y externos relevantes para Eni, incluyendo recursos, procesos, normas, partes interesadas, legislación, medio ambiente, etc.

- **Etapa 2 – Identificación del peligro/ componentes /aspectos sociales, medioambientales, seguridad industrial y salud**

Consiste en el análisis y el desglose del macroproceso en procesos primarios e identificación de las actividades, productos y servicios llevados a cabo de manera directa o en representación de Eni, para identificar los posibles peligros/aspectos sociales, medioambientales, seguridad industrial y salud; todo esto durante condiciones de operación normales, condiciones anormales y de emergencia.

Generalmente, se consideran las siguientes fuentes de identificación de riesgos y diferentes efectos/impactos medioambientales:

- Actividades de trabajo diarias (por ejemplo, contratistas y subcontratistas que llevan a cabo actividades de exploración y de supervisión)
- Observación espontánea de cualquier empleado
- Capacidades físicas y otros factores humanos que puedan generar peligros potenciales
- Conocimientos internos, tales como la experiencia, los fracasos de la industria y la base de datos
- Normas nacionales e internacionales pertinentes y normas y código de prácticas de Eni México
- Uso de las auditorías y estadísticas de accidentes
- Riesgos transmitidos de procesos externos
- Talleres dedicados al intercambio de ideas (por ejemplo, Identificación de Peligros (HAZID))
- Estudios técnicos (por ejemplo, Evaluación Cuantitativa del Riesgo (QRA), Incendio y Explosión (FERA)); y
- Análisis de Riesgo de todas las situaciones de emergencia que se puedan generar, tales como, Derrames, Incendio y Explosión.

Para cada actividad, se identifican los peligros más significativos y luego se evalúan los efectos más probables para determinar si cada peligro es significativo o no en lo que respecta a las personas, el equipo crítico para la protección del personal, medio ambiente, activos y operaciones, reputación y contexto social.

Ahora, para determinar las categorías de riesgo, son consideradas las siguientes categorías:

- Aspectos sociales
- Aspectos medio ambientales
- Aspectos de seguridad operacional
- Aspectos de salud

Todas las áreas anteriormente mencionadas son evaluadas como parte de la identificación de peligros. Cuando dentro de las actividades existan áreas y/o categorías de riesgo no identificadas previamente se considerarán las necesarias adicionales incluyéndolas como componentes sociales-medioambientales, de seguridad, y de salud, respectivamente que son evaluadas como parte de la identificación de peligros. En la Tabla 4.7, Tabla 4.8 y Tabla 4.9, están desglosadas las consideraciones para los aspectos antes mencionados y son usadas cuando sean apropiadas a las operaciones del Proyecto.

Asimismo, en la Tabla 4.10, se observan las categorías de peligros y palabras guía utilizados para la elaboración del análisis de identificación de riesgos (HAZID) en la presente etapa de desarrollo del presente documento.

Tabla 4.7 Áreas de riesgo y categorías- aspectos sociales y medioambientales

Áreas de Riesgo		Categoría del riesgo
Social	1.1 Comunidades y seguridad	1.1.1 Comunidades/medios de comunicación hostiles
		1.1.2 Daños al patrimonio cultural
		1.1.3 Actividad Terrorista/sabotaje/trasvase de combustible
		1.1.4 Amenazas de seguridad internas y externas
	1.2 Fuerza de trabajo/Ética	1.2.1 Riesgo inducido por el estrés/turno de trabajo
		1.2.2. Riesgo vinculado con la rotación del personal
		1.2.3. Nivel insuficiente de capacitación de la población autóctona (mano de obra/contratistas locales)
		1.2.4. Barreras de comunicación
Medio Ambiente	2.1. Emisiones	2.1.1 Emisiones continuas a la atmósfera (requisitos de calidad del aire)
		2.1.2 Emisiones de emergencia/por alteración (requisitos de emisiones de gases de efecto invernadero)
	2.2. Derrames	2.2.1 Contaminación subterránea
		2.2.2 Contaminación de superficie
		2.2.3 Transporte por mar/tierra/aguas interiores (incluidas las actividades de carga y descarga)
	2.3. Residuos	2.3.1 Contaminación por residuos de operación
		2.3.2 Contaminación por residuos domésticos
		2.3.3 Contaminación por residuos sanitarios
		2.3.4 Contaminación por residuos radiactivos (TENORM o fuentes radiactivas)
	2.4. Agua para producción	2.4.1 Emisión continua al agua (requisitos de la legislación, sistemas de drenaje, separación de hidrocarburo/agua)
		2.4.2 Emisión continua al suelo
	2.5. Impacto sobre instalaciones	2.5.1 Área impactada (huella)
		2.5.2 Impacto por trazado de ductos
		2.5.3 Uso anterior del terreno
		2.5.4 Fauna y flora vulnerables
		2.5.5 Impacto visual
	2.6. Biodiversidad	2.6.1 Reducción de la biodiversidad autóctona
		2.6.1 Reducción de la biodiversidad autóctona

Áreas de Riesgo	Categoría del riesgo
2.7. Hundimiento	2.7.1 Estructura del suelo
	2.7.2 Cimientos
	2.7.3 Agotamiento del yacimiento

Fuente: pro Eni mex hse 004 r03 "Informes y Gestión de Riesgos HSE, 2022.

Tabla 4.8 Áreas de riesgo y categorías- aspectos de seguridad operacional

Áreas de Riesgo	Categoría del riesgo	
Equipos	3.1 Seguridad del proceso	3.1.1 Pérdida de contención primaria (falta de control en el proceso, erosión, corrosión, tensión del proceso)
		3.1.2 Manejo inconsistente con la filosofía del diseño y operaciones
		3.1.3 Riesgo por almacenamiento de inflamables
		3.1.4 Riesgo de ignición (incendio, explosión, fuego espontáneo)
		3.1.5 Riesgo por distribución (falta de contención, proximidad del módulo, vientos desfavorables, rutas de escape y puntos de reunión incorrectos)
		3.1.6 Riesgo de Reventón
		3.1.7 Riesgo de inhibición/anulación de elementos críticos de seguridad
		3.1.8 Riesgo de inhibición/anulación de elementos críticos de seguridad
	3.2 Seguridad de las operaciones	3.2.1 Riesgo por transporte y comunicación aérea
		3.2.2 Riesgo por transporte y comunicación terrestre
		3.2.3 Riesgo en transporte y comunicación en el mar/ aguas interiores (p. eje., actividades de manejo de anclaje + remolque)
		3.2.4 Levantamiento de objetos pesados
		3.2.5 Peligros de mantenimiento (acceso, anulación, desviación, etc.)
		3.2.6 Riesgo de Contratistas / Subcontratistas de calidad inferior (cláusulas y condiciones contractuales, capacitación y competencia)
		3.2.7 Operaciones Simultáneas/Concurrentes
		3.2.8 Riesgos por construcción, comisionamiento, arranque y paros.
		3.2.9 Riesgos en las operaciones de perforación
	3.3 Respuesta a emergencias	3.3.1 Falta de preparación para emergencias (combate de incendios, limpieza de derrames, apoyo de seguridad, evacuación)
		3.3.2 Falta de comunicación para la planeación de emergencias
	3.4 Seguridad en la oficina	3.4.1 Riesgos relacionados con la oficina

Fuente: pro Eni mex hse 004 r03 Informes y Gestión de Riesgos HSE, 2022.

Tabla 4.9 Áreas de riesgo y categorías – aspectos de salud

Áreas de Riesgo		Categoría del riesgo
Salud	4.1. Ambiente laboral	4.1.1 Agente químico (incluidos los agentes cancerígenos, tóxicos, sustancias peligrosas y los que causan asfixia)
		4.1.2 Agente físico (ruido, vibración, barométrico, térmico, eléctrico, campo electromagnético, radiación óptica, radiación ionizante, TENORM)
		4.1.3 Riesgo ergonómico (carga física estática, carga física dinámica, lugar de trabajo), comodidad de oficina (ventilación, iluminación, temperatura, etc.)
		4.1.4 Riesgo psicosocial (contenido de la tarea, organización del tiempo, carga de trabajo, etc.)
	4.2. Emergencia médica	4.2.1 Instalaciones médicas del sitio
		4.2.2 Capacidades de respuesta a emergencias médicas (por ejemplo: incidentes significativos)
		4.2.3 Soporte médico por país y región
		4.2.4 Competencia del personal médico
		4.2.5 Comunicación y respuesta (por ejemplo, planificación, preparación, respuesta, retraso, etc.)
	4.3. Riesgo de enfermedad	4.3.1 Enfermedades endémicas y enfermedades transmitidas por vectores
		4.3.2 Contacto con animales
		4.3.3 Riesgo social (VIH, ETS, etc.)
		4.3.4 Enfermedades de transmisión en el lugar de trabajo - bioseguridad.
		4.3.5 Riesgos en la alimentación (almacenamiento, manejo, eliminación de los alimentos; contaminación contacto térmico, gestión de la cadena alimentaria)
		4.3.6 Riesgos del agua (gestión del agua para consumo humano y para desecho)
		4.3.7 Enfermedad pandémica
	4.4 Ubicaciones remotas	4.4.1 Clima y geografía
		4.4.2 Aptitud laboral
		4.4.3 Exacerbación de condiciones previamente existentes.
		4.4.4 Accidentes de tránsito en carretera, conductores.
		4.4.5 Consideraciones para sitio remoto (trabajo de alto riesgo, instalaciones limitadas, seguridad, trabajo por turnos rotativos, cambios culturales)
		4.4.6 Ubicación y logística

Fuente: pro Eni mex hse 004 r03 Informes y Gestión de Riesgos HSE, 2022.

Tabla 4.10 Categoría de peligro y palabras guía utilizados en el HAZID

Categoría de Peligro	Palabra Guía
Condición del pozo	Presión de formación
	Dimensión del equipo
	Litología
Natural (Diseño)	Manejo de residuos durante la perforación

Categoría de Peligro	Palabra Guía
Equipo submarino	Falla de la prueba BOP submarina
Plataforma de perforación	Tránsito de la plataforma de perforación
Natural (Operaciones rutinarias)	Clima extremo
	Fuente externa de ignición (relámpago)
Perforación	Inventario
	Peligro superficial
	Broca
	Perforación
	Revestimiento
	Cementación
Riesgos de incendio y explosión	Combustible almacenado durante la perforación
	Inflamables almacenados
	Protección y respuesta contra incendios
Emisiones y descargas al medio ambiente	Opciones de disposición de residuos
	Descargas continuas de la planta al aire
Riesgos de los procesos	Pérdida de contención durante almacenaje/ transferencia
Riesgos para la salud	Transporte
	Peligros laborales
Condición del pozo	Equipo
Logística	Cambios/ transferencia de tripulación
Perforación	Plataforma de perforación
	Plataforma de perforación: almacenaje/ transferencia
	Medición de las propiedades de formación durante la excavación del pozo, fuentes radiactivas.
Infraestructura	Producir Plan de Respuesta a Emergencias durante la fase de operación
Condición del pozo	Control del pozo
Intervención humana	Riesgos de seguridad
Filosofía de métodos de control	Filosofía de mantEnimiento
	Respuesta a emergencias
Abandono de pozo	P&A (Desmantelamiento & abandono), Operaciones de cementación

Fuente: Eni, 2022.

En esta fase, es importante tener en cuenta la identificación de los posibles efectos adversos (riesgos) y los efectos beneficiosos potenciales (oportunidades de mejora), especificando los riesgos con posibles consecuencias.

4.1.3 Jerarquización de Escenarios de Riesgo

■ Etapa 3 – Evaluación del Riesgo

Consiste en la evaluación de la frecuencia, la consecuencia y de la tolerabilidad del riesgo para las personas, el medio ambiente, los activos y la reputación, mediante la comparación del nivel de riesgo

con criterios de tolerabilidad, mediante una matriz de enfoque cualitativo completo para la detección de riesgos.

Ahora, para comprender y utilizar cada uno de los términos antes mencionados, en las siguientes líneas se detalla los criterios para realizar la evaluación de los riesgos. Para empezar, Cada riesgo se evalúa mediante la consideración de los siguientes factores:

- ¿Con qué frecuencia es probable que se produzca el peligro?
- La severidad de las consecuencias

4.1.3.1 Evaluación de Frecuencia.

Para poder evaluar este rubro, la información sobre la frecuencia puede obtenerse a partir de:

- Experiencia
- Datos de la empresa y origen, incluidos los datos de accidentes e incidentes
- Fuentes de datos publicados, tales como WOAD (Base de Datos Mundial de Accidentes Marítimos) y OREDA (Datos de confiabilidad para equipos marítimos y terrestres)

Cuando no se cuenta con datos, los mismos pueden obtenerse de los datos esenciales, con los siguientes métodos:

- Análisis de Árbol de fallas (FTA, por sus siglas en inglés)
- Análisis modo de fallas y efectos (AMFE, por sus siglas en inglés)

La frecuencia generalmente se expresa en ocurrencias por año. En la Tabla 4.11, se presentan las consideraciones para la evaluación de la frecuencia.

Tabla 4.11 Definiciones de riesgo para frecuencia

Riesgo	Frecuencia 0	Frecuencia A	Frecuencia B	Frecuencia C	Frecuencia D	Frecuencia E
Riesgo de Personal (de Tarea)	No aplica	No aplica	Podría ocurrir, cuando se Presentan factores adicionales; de lo contrario es improbable	No hay certidumbre de que ocurra, pero con un factor adicional puede dar como resultado un accidente/exposición	Casi inevitable que ocurra accidente/exposición	Casi inevitable que ocurra más de un accidente/exposición
Personas (Riesgo Operativo)	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
Riesgo social	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	No aplica	No aplica	No aplica
Riesgo ambiental	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
Riesgo de activos	<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	> 1 ocurrencias al año
Riesgo de Reputación	Ocurrencia no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Ocurrencia creíble	Suceso probable	Ocurrencia posible/frecuente

Fuente: ENI-MEX-HSE 004– r03 “Informes y Gestión de Riesgos HSE”.

4.1.3.2 Severidad de las consecuencias

Se analizan los resultados que tendría la supuesta materialización del riesgo estudiado, siempre dentro de límites razonables y realistas. Para ello, se tienen en cuenta los riesgos del personal, personas (riesgo operativo), riesgo social, riesgo ambiental, riesgo de activos y riesgo de reputación. En la Tabla 4.12, se presentan estos criterios.

Tabla 4.12 Definiciones de nivel de severidad de la consecuencia

Riesgo	Efecto/daño/impacto leve	Efecto/daño/impacto menor	Efecto/daño/impacto local	Efecto/daño/impacto mayor	Efecto/daño/impacto extensivo
Riesgo de Personal (de Tarea)	No aplica	Tratamiento médico o LTA fuera de las instalaciones; hasta 10 días de descanso. Los agentes tienen efectos reversibles para la salud	Más de 1 LTA hasta 30 días de descanso. Los agentes tienen efectos irreversibles en la salud: ruido, manipulación manual, sustancias tóxicas, etc.	Los agentes son capaces de causar discapacidad grave o la muerte	Un accidente o enfermedad por riesgo de trabajo (por ejemplo, asfixia química o cáncer o enfermedades epidémicas)
Personas (Riesgo Operativo)	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto/lesión mayor para la salud	Invalidez total permanente o 1 muerte (pequeña población expuesta)	Efecto/lesión leve para la salud
Riesgo social	Radiación (kW/m ²): < 3 Deflagración: No aplica Sobrepresión (mbar): < 30 Toxicidad (ppm): Hasta TLV	Radiación (kW/m ²): 3 Deflagración: Sobrepresión (mbar): 30 Toxicidad (ppm): TLV	Radiación (kW/m ²): 5 Deflagración: Sobrepresión (mbar): 70 Toxicidad (ppm): IDLH	Radiación (kW/m ²): 7 Deflagración: ½ LFL Sobrepresión (mbar): 140 Toxicidad (ppm): LC 1%hmn	Radiación (kW/m ²): 12.5 Deflagración: LFL Sobrepresión (mbar): 300 Toxicidad (ppm): LC 50%hmn
Riesgo ambiental	Sin impacto en los interesados o impacto temporal en la zona. zona afectada <0.1 milla cuadrada Derrame (1) <1 m ³ - Ningún impacto	Cierta preocupación de los interesados a nivel local o 1 año para la recuperación natural o impacto en un pequeño no. De especies no comprometidas. zona afectada <1 milla cuadrada	Preocupación de los interesados a nivel regional o 1-2 años para la recuperación natural o 1 semana para limpieza o amenaza para algunas especies o impacto en áreas naturales protegidas. zona afectada <10 millas cuadradas - Derrame (1) <100 m ³ .	Preocupación de los interesados a nivel nacional o impacto en las licencias o 2-5 años para la recuperación natural o hasta 5 meses para limpieza o amenaza a la biodiversidad o impacto en áreas de interés para la ciencia. zona afectada <100 millas cuadradas - Derrame (1) <1000 m ³ .	Preocupación de los interesados a nivel internacional o impacto en las licencias / adquisiciones o > 5 años para la recuperación natural o > 5 meses para limpieza o reducción de la biodiversidad o impacto en la conservación de zonas especiales áreas. zona afectada > 100 millas
Riesgo de activos	Sin interrupción de las operaciones/actividad comercial	Posible interrupción breve de las operaciones/actividad comercial: costo de la reparación <200,000 USD; inactividad en la producción <1 día	La unidad ha sido reparada/reemplazada para reanudar las operaciones: costo de la reparación <2,500,000 USD; inactividad en la producción <1 semana	Periodo largo/Cambios sustanciales para reanudar las operaciones/actividad comercial: costo de la reparación <2,500,000 USD;	Pérdida total de operaciones/actividad comercial. Renovación necesaria para reanudar el proceso: costo de la reparación >

Riesgo	Efecto/daño/impacto leve	Efecto/daño/impacto menor	Efecto/daño/impacto local	Efecto/daño/impacto mayor	Efecto/daño/impacto extensivo
				inactividad en la producción <3 meses. Investigación a gran escala para el costo de los daños.	2,500,0000 USD; inactividad en la producción >3 meses. Investigación exhaustiva para el costo de los daños.
Riesgo de reputación	Impacto menor y de corta duración en la localidad	Algo de pérdida de reputación en la zona, que debería recuperarse	Daño potencial significativo para la reputación a nivel regional	Daño grave/permanente a la capacidad de la Empresa para sostener una posición de negocios en la localidad, algunas implicaciones más amplias para la Empresa	Pérdida potencial de posición de negocios en el futuro en la localidad/región y/o daño significativo perdurable a la imagen general de Eni

Fuente: ENI-MEX-HSE 004– r03 “Informes y Gestión de Riesgos HSE”.

4.1.3.3 Jerarquización del riesgo.

Una vez que se conoce la frecuencia y la severidad de los diferentes casos, se utiliza una matriz de riesgos para determinar el nivel de riesgo para cada escenario considerado. En la Tabla 4.13, se presenta la matriz general de evaluación de riesgos donde se evalúan las consecuencias de acuerdo al receptor pudiendo ser personas, medio ambiente, activos o reputación de acuerdo a las áreas y categorías de riesgo definidas en la Tabla 4.7, Tabla 4.8 y Tabla 4.9.

Tabla 4.13 Matriz general de evaluación de riesgos

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos ⁸	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve	Riesgo bajo	Riesgo bajo	Riesgo bajo	Riesgo bajo	Riesgo bajo	Riesgo bajo
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor	Riesgo bajo	Riesgo bajo	Riesgo bajo	Riesgo medio	Riesgo medio	Riesgo medio
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto	Daño Local	Efecto/lesión mayor para la salud	Riesgo bajo	Riesgo bajo	Riesgo medio	Riesgo medio/alto	Riesgo alto/intolerable	Riesgo alto/intolerable
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional	Riesgo bajo	Riesgo medio	Riesgo medio/alto	Riesgo alto/intolerable	Riesgo alto/intolerable	Riesgo alto/intolerable
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional	Riesgo medio	Riesgo medio/alto	Riesgo alto/intolerable	Riesgo alto/intolerable	Riesgo alto/intolerable	Riesgo alto/intolerable

Fuente: ENI-MEX-HSE 004– r03 “Informes y Gestión de Riesgos HSE”.

⁸ Activos se refiere a los bienes, derechos y otros recursos controlados económicamente por la empresa.

Cuando los riesgos están jerarquizados, es usada una serie de consideraciones para poder atender el riesgo, de acuerdo con la categoría en la que se encuentre. En la Tabla 4.14, podemos ver dichos niveles.

Tabla 4.14 Definición de niveles de riesgo

Color	Nivel de Riesgo	Definición
	Riesgo bajo	Riesgos ampliamente admisibles, siguiendo los procedimientos básicos.
	Riesgo medio	El nivel de riesgo requiere un seguimiento continuo para evitar el deterioro.
	Riesgo medio/alto	El nivel de riesgo residual puede ser tolerable sólo cuando se ha realizado una revisión estructurada de las medidas de reducción de riesgos. En caso de que no pueda implementarse la medida de mitigación (ya que no puede ser controlada por Eni México) o su costo ha demostrado ser desproporcionado con respecto a los beneficios (en términos de reducción del riesgo), el proceso de mitigación puede detenerse en este punto (tan bajo como sea razonablemente posible).
	Riesgo alto/intolerable	El nivel de riesgo residual no es aceptable y se requieren otras medidas de control de riesgos para mover el riesgo a las regiones anteriores.

Fuente: pro Eni mex hse 004 r03 Informes y Gestión de Riesgos HSE.

■ **Etapa 4 – Tratamiento del Riesgo**

Identificación de medidas eficaces de reducción de riesgos con el fin de reducir y/o controlar o mitigar el riesgo mediante la reducción de la posibilidad / probabilidad / frecuencia y severidad de las consecuencias. Para cualquier riesgo dado, existen cuatro enfoques básicos de gestión:

- Tomar/aceptar: el riesgo se tolera sin aplicación de controles activos
- Evitar: se eliminan los factores que pueden crear un riesgo (por ejemplo, la sustitución de productos químicos peligrosos)
- Tratar/Gestionar: aplicar controles en forma de hardware, software, procedimientos, planes de contingencia, con la finalidad de reducir la frecuencia o las consecuencias del evento; y
- Transferir/compartir: Asegurar (sólo en caso de riesgo para los activos).

Se define un plan de acción de mitigación de riesgos y el mismo contiene el conjunto de tareas necesarias para reducir el nivel de riesgo a su objetivo. Cada tarea tiene una persona responsable, una descripción del estatus y una fecha de vencimiento.

■ **Etapa 5 – Seguimiento y Revisión**

Seguimiento y la revisión de todo el proceso para garantizar que siga siendo eficaz y para verificar si las barreras siguen siendo eficaces.

Informe de Riesgos

Una vez que se ha determinado el nivel de riesgo y los respectivos controles para el mismo, toda la información es vertida en una tabla resumen de identificación de peligros (HAZID). La tabla incluye de manera general la siguiente información:

- Categoría de peligro
- Palabra guía
- Evento peligroso (descripción)
- Consecuencia
- Receptor
- Salvaguardas existentes

- Evaluación (probabilidad, severidad y clasificación de riesgo)
- Medidas de reducción del riesgo/ Medidas adicionales de mitigación
- Restablecimiento operacional
- Comentarios
- KPI (columna de seguimiento)

4.1.3.4 Sesión de identificación de Peligros

El proceso de identificación y evaluación de riesgos se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario de expertos de Eni, incluidas las áreas de perforación e higiene, seguridad y medio ambiente (HSE). La sesión se realizó mediante coordinación del Gerencia de HSE de Eni México el 01 de septiembre de 2022 en Villahermosa, Tabasco, México. El alcance del análisis incluyó las actividades de perforación del AC28 del Golfo de México. Las personas involucradas en la sesión de identificación fueron:

- Francesco Celentano – Gerente de proyecto
- Víctor Kelechi – Ingeniero Senior de Perforación
- Héctor Acosta Aguinaga – Ingeniero De Perforación
- Ulises Alberto Moreno Gutierrez - Superintendente HSE
- Edson Chancel Ikouadja Mambidi – Ingeniero de perforación

En el **Anexo 7**, se incluye la lista de participantes de la sesión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos.

El análisis incluyó una lluvia de ideas para identificar los peligros y jerarquizar los riesgos de acuerdo a los lineamientos establecidos en el procedimiento *pro Eni mex hse 004 r03 Informe y Gestión de riesgos de HSE*:

- Peligros y/o eventos peligrosos asociados con las actividades de perforación;
- Jerarquización de los riesgos asociados con la matriz general de riesgos de Eni;
- Controles/salvaguardas de ingeniería y/o administrativos planeados aplicables al alcance del análisis; y
- Recomendaciones propuestas.

Se identificaron receptores de impacto sobre la salud e integridad de las personas, el medio ambiente, daños en los activos y/o problemas de operatividad, y en la reputación de la empresa de acuerdo a la Tabla 4.7, Tabla 4.8 y Tabla 4.9.

Para este estudio se incluyeron cinco (5) nodos para el análisis de las actividades del proyecto, de acuerdo a la metodología interna de Eni y cubriendo las expectativas de la autoridad. Estos nodos son: Diseño, construcción (movilización y desmovilización), operaciones rutinarias, operaciones no rutinarias y abandono de pozo.

La descripción de los nodos incluidos dentro del análisis HAZID, así como las actividades asociadas se presentan en la Tabla 4.15.

Tabla 4.15 Nodos y actividades asociadas

No. Nodo	Nombre del nodo	Descripción
1	Diseño	Consideraciones del diseño de pozo.

No. Nodo	Nombre del nodo	Descripción
2	Construcción (movilización y desmovilización)	Actividades de movilización y desmovilización de la plataforma al sitio de perforación.
3	Operaciones rutinarias	Operaciones desarrolladas durante la perforación del pozo.
4	Operaciones no rutinarias	Operaciones que no están contempladas durante una operación normal, como: mantenimiento, emergencias, etc.
5	Abandono de pozo	Acciones a tomar una vez terminada las actividades de perforación.

Fuente: Identificación de Peligros, 2022.

4.1.3.5 Resultados de la Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos

Una vez que se evalúan los valores de la frecuencia y severidad de acuerdo con la clasificación de frecuencias presentado en la Tabla 4.11 y la clasificación de severidad de acuerdo a la Tabla 4.12, ambas en la sección anterior, de los diferentes casos, se utiliza una matriz de riesgos para determinar el nivel de riesgo para cada escenario considerado. En la Tabla 4.13, en la sección anterior, se presentó la matriz general de evaluación de riesgos utilizada en el presente documento para determinar los niveles de riesgo de los escenarios identificados.

En el **Anexo 7**, se presentan las hojas de trabajo 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 valores de frecuencia y severidad.

Para poder identificar las diferentes actividades que fueron analizadas en cada nodo se le asignó a cada actividad un ID, el cual fue asignado de forma consecutiva dentro del desarrollo del análisis de riesgos.

El análisis de cada una de las actividades de los nodos en la Tabla 4.15, resultó en un total de 63 posibles consecuencias de acuerdo a las palabras guía evaluadas. La distribución de cada una de estas actividades por nodo se muestra en la Tabla 4.16.

Tabla 4.16 Resumen de resultados para cada nodo

Nombre del nodo	Categoría del peligro	Palabra guía	Evento peligroso	Consecuencia	Salvaguardas existentes	Medidas de reducción del riesgo / Medidas adicionales de mitigación
Diseño	3	5	6	6	6	6
Construcción (movilización y desmovilización)	1	1	4	4	4	1
Operaciones rutinarias	11	25	46	46	32	27
Operaciones no rutinarias	4	5	6	6	6	6
Abandono de pozo	1	1	1	1	1	1

Fuente: Identificación de Peligros, 2022.

Nota:

En caso de que un aspecto se repita más de una ocasión sólo fue contabilizado de manera unitaria.

A continuación, de la Tabla 4.17 a la Tabla 4.22, se encuentran los IDs de los eventos jerarquizados según los peligros externos y ambientales, peligros operacionales y peligros para la salud, para antes y después de la aplicación de salvaguardas.

La forma en que se identificarán los “ID” de cada sección será la siguiente:

- El primer número definirá el Nodo
- El segundo número la Categoría de Peligro
- El tercer número la palabra guía;
- El cuarto número el evento Peligroso
- El quinto número la Consecuencia

Por ejemplo, tenemos el ID 1.1.1.1.1. que correspondería al nodo 1: Diseño; Categoría de Peligro 1. Condición del pozo; Palabra Guía 1. Presión de Formación; Evento Peligroso 1. Presión mayor a la anticipada en las arenas del Plioceno; y la consecuencia 1. Daño Menor (Bienes). Control de Pozo.

Tabla 4.17 Jerarquización de riesgo por PELIGROS EXTERNOS Y AMBIENTALES (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve			3.9.2.1.1			
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor		3.4.1.1.1	3.4.2.1.1 3.5.1.1.1	1.2.1.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto local	Daño local	Impacto local						
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional						
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional		4.4.2.1.1, 5.1.1.1.1	3.7.1.1.1 4.2.1.1.1			

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

Tabla 4.18 Jerarquización de riesgo por PELIGROS OPERACIONALES (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve		1.1.3.1.1				
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor		2.1.2.1.1 2.1.4.1.1 3.2.1.1.1 3.2.2.1.1 3.2.6.1.1 3.2.8.1.1				
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto local	Daño local	Impacto local		2.1.1.1.1 3.2.10.1.1	3.4.2.1.1			
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional		2.1.3.1.1 3.8.3.1.1	3.2.5.1.1			
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional		1.1.4.1.1 3.8.1.1.1 3.8.2.1.1 3.8.4.1.1	3.1.1.1.1			

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

Tabla 4.19 Jerarquización de riesgo por PELIGROS PARA LA SALUD (antes de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve						
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor		3.6.2.1.1		3.6.1.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto local	Daño local	Impacto local		3.3.2.1.1 4.3.1.1.1 3.11.1.1.1	3.3.1.1.1 3.3.3.1.1 4.1.2.1.1	3.3.4.1.1		
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional		4.4.1.1.1 3.10.5.1.1 3.10.11.1.1 3.10.12.1.1 3.10.13.1.1	3.9.3.1.1 3.9.4.1.1 4.1.1.1.1	3.9.1.1.1		
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional		3.10.1.1.1 3.10.2.1.1 3.10.3.1.1 3.10.4.1.1 3.10.6.1.1 3.10.7.1.1 3.10.8.1.1 3.10.9.1.1 3.10.10.1.1				

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

Tabla 4.20 Jerarquización de riesgo por PELIGROS EXTERNOS Y AMBIENTALES (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve		1.2.1.1.1	3.9.2.1.1			
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor		3.4.1.1.1	3.4.2.1.1 3.5.1.1.1			
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto local	Daño local	Impacto local						
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional						
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional	4.4.2.1.1 5.1.1.1.1	3.7.1.1.1 4.2.1.1.1				

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

Tabla 4.21 Jerarquización de riesgo por PELIGROS OPERACIONALES (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve	1.1.4.1.1	1.1.1.1.1 1.1.2.1.1 1.1.3.1.1 1.3.1.1.1 3.2.1.1.1 3.2.2.1.1 3.4.2.1.1 3.2.5.1.1 3.2.6.1.1 3.2.7.1.1 3.2.8.1.1 3.2.9.1.1 3.2.10.1.1 3.2.11.1.1	3.2.3.1.1			
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor		2.1.2.1.1 2.1.4.1.1	3.1.1.1.1	3.1.2.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto local	Daño local	Impacto local		2.1.1.1.1				
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional	2.1.3.1.1 3.8.3.1.1					
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional	3.8.1.1.1 3.8.2.1.1 3.8.4.1.1					

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

Tabla 4.22 Jerarquización de riesgo por PELIGROS PARA LA SALUD (después de medidas de reducción del riesgo/ medidas adicionales de mitigación)

Consecuencia					Frecuencia anual en aumento					
Gravedad	Personas (Riesgo Operativo)	Medio ambiente	Activos	Reputación	0	A	B	C	D	E
					Suceso prácticamente no creíble	Suceso poco frecuente	Suceso poco probable	Suceso creíble	Suceso probable	Suceso posible/frecuente
					Podría suceder en la industria de exploración y producción	Notificado al sector de exploración y producción	Al menos una ocurrencia en la Empresa	Ha ocurrido en varias ocasiones en la Empresa	Ocurre varias veces en la Empresa	Ocurre varias veces al año en una ubicación
1	Efecto/lesión leve para la salud	Efecto leve	Daño leve	Impacto leve						
2	Efecto/lesión menor para la salud	Efecto menor	Daño menor	Impacto menor		3.3.1.1.1 3.6.2.1.1 4.1.1.1.1	4.1.2.1.1	3.6.1.1.1		
3	Efecto/lesión mayor para la salud	Efecto local	Daño local	Impacto local	4.3.1.1.1 3.11.1.1.1	3.3.2.1.1 3.3.3.1.1 3.3.4.1.1				
4	Incapacidad total permanente (PTD) o 1 fallecimiento	Efecto mayor	Daño mayor	Impacto nacional	4.4.1.1.1 3.10.5.1.1 3.10.11.1.1 3.10.12.1.1 3.10.13.1.1	3.9.3.1.1 3.9.4.1.1	3.9.1.1.1			
5	Múltiples víctimas mortales	Efecto extensivo	Daño extensivo	Impacto internacional	3.10.1.1.1 3.10.2.1.1 3.10.3.1.1 3.10.4.1.1 3.10.6.1.1 3.10.7.1.1 3.10.8.1.1 3.10.9.1.1 3.10.10.1.1					

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

La Tabla 4.20, Tabla 4.21 y Tabla 4.22, fueron utilizadas para identificar las actividades con nivel de riesgo más alto y de esta forma realizar el correspondiente análisis de consecuencias. De acuerdo a la información mostrada, existen cuarenta y dos (42) consecuencias con categoría de riesgo bajo, dieciocho (18) consecuencias en categoría de riesgo medio y tres (3) consecuencias en categoría de riesgo medio-alto. Ninguna desviación quedo definida con un nivel de riesgo residual alto.

Es importante mencionar que, como se mencionó anteriormente, el mismo ID del peligro puede presentarse en los diferentes receptores.

Los escenarios que presentan el mayor nivel de riesgo después de salvaguardas, identificados a partir de la sesión de identificación de peligros, fueron escenarios con un nivel categorizado como medio-alto y los escenarios categorizados con nivel de riesgo medio evaluados con el mayor nivel de severidad (nivel 5), que en adelante se presentaran como Accidentes de Eventos Mayores (MAE, por sus siglas en inglés). Los escenarios se resumen en la Tabla 4.23.

Tabla 4.23 Resumen de eventos con nivel medio (nivel de severidad 5) y medio-alto después de salvaguardas (MAE)

No.	Nombre del nodo	Descripción del evento peligroso	Consecuencias	ID en HAZID	Severidad	Frecuencia	Categoría de riesgo
1	Operaciones rutinarias	Pérdida de la integridad del pozo	Reventón (blow-out)	3.7.1.1.1	5	A	Riesgo medio/alto
2	Operaciones rutinarias	Falla mecánica / eléctrica de la aeronave	Choque de aeronave	3.8.1.1.1	5	0	Riesgo medio
3	Operaciones rutinarias	Agotamiento de combustible	Choque de aeronave	3.8.2.1.1	5	0	Riesgo medio
4	Operaciones rutinarias	Error humano	Choque de aeronave	3.8.4.1.1	5	0	Riesgo medio
5	Operaciones rutinarias	Objetos caídos	Agravios personales, daño a los bienes	3.9.1.1.1	4	B	Riesgo medio/alto
6	Operaciones no rutinarias	Pérdida de contención de pozo	Reventón (blow-out)	4.2.1.1.1	5	A	Riesgo medio/alto
7	Operaciones no rutinarias	Falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia	Lesiones al personal, daño a las instalaciones y el medioambiente	4.4.2.1.1	5	0	Riesgo medio
8	Abandono de pozo	Aislamiento o barreras inadecuadas	Liberación de hidrocarburos al mar	5.1.1.1.1	5	0	Riesgo medio
9	Operaciones rutinarias	Perforación de una zona de gas somero	Reventón de gas somero con ignición y fuego en la instalación	3.10.1.1.1	5	0	Riesgo medio
10	Operaciones rutinarias	Perforación de una zona de gas somero	Reventón de gas somero con ignición y explosión en la instalación	3.10.2.1.1	5	0	Riesgo medio
11	Operaciones rutinarias	Reventón	Reventón con ignición y fuego en la instalación	3.10.3.1.1	5	0	Riesgo medio
12	Operaciones rutinarias	Reventón	Reventón con ignición y explosión en la instalación	3.10.4.1.1	5	0	Riesgo medio
13	Operaciones rutinarias	Gas de hidrocarburo presente en fluidos de perforación de retorno	Explosión en el área de procesamiento de lodos	3.10.6.1.1	5	0	Riesgo medio

No.	Nombre del nodo	Descripción del evento peligroso	Consecuencias	ID en HAZID	Severidad	Frecuencia	Categoría de riesgo
14	Operaciones rutinarias	Incendio de diésel en el cuarto de maquinas	Incendio a gran escala en las instalaciones	3.10.7.1.1	5	0	Riesgo medio
15	Operaciones rutinarias	Ignición General de trabajo en caliente	Incendio de gran escala en las instalaciones	3.10.8.1.1	5	0	Riesgo medio
16	Operaciones rutinarias	Ignición de área de almacenamiento de combustible para helicóptero	Incendio de gran escala en las instalaciones	3.10.9.1.1	5	0	Riesgo medio
17	Operaciones rutinarias	Ignición en área dispensadora de combustible de helicóptero	Incendio de gran escala en las instalaciones	3.10.10.1.1	5	0	Riesgo medio

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

Nota:

RM = Riesgo Medio

RMA = Riesgo Medio-Alto

Como se puede observar en la Tabla 4.23, de los diecisiete (17) eventos identificados, tres (3) fueron jerarquizados con nivel medio- alto y están relacionados con la pérdida de contención de pozo y objetos caídos.

También se identificaron catorce (14) eventos que presentan el mayor nivel de gravedad (nivel 5) catalogados con riesgo medio y se encuentran relacionados con:

- Peligros de incendio o explosión
- Objetos Caídos
- Choque de aeronave
- Fallas en los procedimientos de emergencia
- Liberación de hidrocarburos al mar debido al aislamiento inadecuado de barreras.

Para estos eventos se cuentan con controles preventivos y medidas de mitigación en caso de que se necesite responder ante el evento. Estas están documentadas en las hojas de trabajo de la sesión de identificación de peligros (**Anexo 7**).

Algunas de estas medidas de mitigación y controles preventivos se mencionan a continuación:

- Sistema BOP (“Blowout Preventer”, por sus siglas en inglés) certificado para prevención de colapso;
- Sistema de fluido para perforación;
- Personal certificado en control de pozos;
- Prueba de presión BOP periódicamente;
- LWD (registro durante la perforación);
- Ingenieros geomecánicos del contratista;
- Programa para el abandono del pozo;
- Diseño mecánico final del pozo;
- Zonas de permeabilidad geológica;
- Evaluación del riesgo de operación;
- Procedimientos implementados;
- Certificación e inspección de herramientas y equipo; y
- Barreras probadas.

El evento de “choque de aeronave” no fue considerado para modelación debido a que, como se observa en la Tabla 4.3, no se identificaron accidentes reportados en donde el helicóptero impactará directamente en la plataforma, siendo el océano el principal lugar en donde ocurren los accidentes.

Eni cuenta con las siguientes medidas de reducción del riesgo en caso de que un evento de choque de aeronave ocurra:

- Seguimiento del programa de mantenimiento de acuerdo a las recomendaciones del fabricante de la aeronave;
- Difusión de las normas y requisitos de embarque; y
- Seguimiento del Programa de Capacitación.

Para finalizar, de los (9) eventos que están relacionados con peligros de incendio y explosión, estos eventos pueden ser ocasionados durante las operaciones rutinarias y abarcan desde el reventón de hidrocarburo o gas, hasta actividades de trabajo en caliente y actividades de reabastecimiento de combustible del helicóptero.

En resumen, de acuerdo con los resultados de jerarquización de riesgos en los tres (3) casos con nivel de riesgo medio-alto, el equipo que participo en la evaluación consideró que el nivel de riesgo residual es tolerable realizando una revisión estructurada de las medidas de reducción de riesgos tan pronto se cuente con información detallada del Proyecto y el proceso de mitigación puede detenerse al evaluarse que el riesgo es tan bajo como sea razonablemente posible (ALARP, por sus siglas en inglés). Mientras que los cinco (5) eventos que presentan el mayor nivel de severidad (nivel 5) catalogados con riesgo medio, requieren de un seguimiento continuo para evitar el deterioro.

4.1.3.6 Eventos de pérdida de contención

Una vez que se ha realizado la jerarquización de riesgos, se procede a identificar aquellos eventos que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas ("Loss Of Containment Events [LOC]"). La pérdida de contención, para este análisis, involucra la liberación no deseada de sustancias que al ser emitidas puedan causar daños al ambiente, a las personas y/o a las instalaciones debido a sus propiedades tóxicas, inflamables o explosivas.

La liberación hacia el medio ambiente de hidrocarburos durante la etapa de perforación se puede asociar directamente a un reventón de pozo (Blow-Out) que ocurre en el improbable caso que la barrera primaria (normalmente lodo sobre balance) y la secundaria (BOP) fallan al mismo tiempo. Dependiendo de las circunstancias en que esto ocurra, la liberación de hidrocarburos puede ocurrir tanto de manera tanto superficial como submarina.

La Tabla 4.24, muestra los eventos de pérdida de contención clasificados por la forma en que ocurre la liberación de la sustancia peligrosa y la ubicación en donde ocurre.

Tabla 4.24 Eventos LOC

Evento LOC	No. MAE	Descripción	Clasificación de impacto
1. Reventón de pozo (Blow-Out superficial)	1, 6	Emisión descontrolada de hidrocarburos en formación (bajo presión) al medio ambiente dentro de la MODU durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, Riser, etc.). Esto provoca la liberación de gases e hidrocarburo.	Fuga de gases con potencial de formación de nubes inflamables, fuego y/o explosión.
2. Reventón de gas somero con ignición y fuego en la instalación	9, 10, 11, 12 y 13	Emisión descontrolada de hidrocarburos en formación (bajo presión) al medio ambiente dentro de la MODU durante las operaciones de perforación, debido a la perforación de una zona de gas somero.	Fuga de gases con potencial de formación de nubes inflamables, fuego y/o explosión.
3. Derrame de combustible	14, 15, 16 y 17	Derrame de combustible diésel y/o combustible de helicóptero con incendio de gran escala en las instalaciones	Derrame de combustible con potencial formación de nube inflamable con potencial fuego.

Evento LOC	No. MAE	Descripción	Clasificación de impacto
4. Reventón de pozo (Blow-Out submarino)	1, 6 y 8	Emisión descontrolada de hidrocarburos en formación (bajo presión) al medio ambiente durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, Riser, etc.). Esto provoca la liberación de gases e hidrocarburo.	Derrame de hidrocarburo líquido al mar

Fuente: ERM, 2022.

4.1.4 Análisis de Frecuencias

Debido a la etapa actual del proyecto (definición de diseño de pozo y planeación) 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 eventos clasificados con mayores niveles de riesgo, como es el “choque de aeronave”, no se cuenta con la información disponible para realizar un análisis detallado de frecuencia debido a que los helicópteros a utilizar aún no han sido definidos. Aun así, en la Tabla 4.3, se presenta información histórica de accidentes de helicóptero en operaciones petroleras en el mundo y los cuales fueron tomados en cuenta para la evaluación de frecuencia en las hojas de trabajo de la sesión de identificación de peligros.

Para los eventos relacionados con la “pérdida de contención del 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 las hojas de trabajo de la sesión de identificación (**Anexo 7**), fue clasificado con una un nivel de frecuencia “A” implicando que el suceso es muy poco frecuente (frecuencia anual varía entre 10^{-6} y 10^{-4}) y se cuentan con salvaguardas para la prevención de este escenario, como lo es el equipo preventor de reventones, el cual está equipado con una serie de válvulas calibrada para soportar hasta 15,000 psi y poder controlar el pozo.

4.1.5 Análisis de Consecuencias

Derivado de los eventos LOC presentados en la Tabla 4.24 se generaron los siguientes escenarios de modelación, dependiendo de la consecuencia y receptor a analizar. Es importante resaltar que, debido a que no hay presencia de H₂S en la composición del hidrocarburo como se puede observar en la sección 2.3 de acuerdo a la información proporcionada por Eni, los efectos por dispersión tóxica no se consideraron para el presente análisis de riesgos. Los escenarios de modelación se determinaron considerando los siguientes casos:

- El Peor Caso o Caso Catastrófico (CC) considerando ruptura total en el caso de tanques y en caso de tuberías considerando una ruptura equivalente al 100% del diámetro.
- El Caso Más Probable (CMP) considerando una fuga del 20% del diámetro de la tubería

En el caso de la liberación de hidrocarburos, se consideraron los siguientes criterios:

- Debido a la liberación continua de hidrocarburo presurizado dentro del piso de perforación, la nube encuentra inmediatamente un punto de ignición y se produce un dardo de fuego;

- Debido a la liberación de gas en el piso de perforación, se forma una nube dentro de los límites de explosividad en el área congestionada, la nube encuentra una fuente de ignición, lo que lleva a una posible explosión;
- Debido a liberación descontrolada de hidrocarburos, se produce un derrame de hidrocarburos en el mar.

Estos escenarios se producen durante una emisión descontrolada de fluidos de formación por diferentes fallas en el proceso de perforación del pozo; debe mencionarse que esta emisión será considerada vertical debido a la orientación inherente de las tuberías de perforación, a partir de las cuales es más probable que ocurran las descargas. Además, cabe aclarar que los escenarios serán simulados para el pozo Nabté-1EXP; esto debido a qué, de acuerdo con los resultados de simulación de “Peor Flujo de Descarga” para el escenario de reventón de pozo (Blow-Out), es el que presenta el peor flujo, y, por lo tanto, los resultados de estas simulaciones contendrán los mayores impactos.

Por último, dado que aún no se tiene la precisión de la capacidad de los contendedores de combustible (diésel y combustible para helicóptero), además, que, se considera que los efectos serán inferiores a los producidos por un reventón de pozo (Blow-Out), estos estarán cubiertos con las simulaciones propuestas.

La Tabla 4.25, muestra los escenarios de modelación identificados, los cuales, se determinaron considerando los Casos Más Probables (CMP) y Peor Caso (PC).

Tabla 4.25 Escenarios de modelación identificados

Escenario	Modelación	No. LOC	Descripción
1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (20% del diámetro del riser 19”) – CMP.	1 y 2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la Unidad de Perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga de los gases inflamables provoca un dardo de fuego en el piso de perforación por fuga en el 20% del diámetro de la tubería.</u>
2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (100% del diámetro del riser 19”) – PC.	1 y 2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la Unidad de Perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga de los gases inflamables provoca un dardo de fuego en el piso de perforación por fuga en el 100% del diámetro de la tubería.</u>
3	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial), considerando la resta del área del moon pool. CMP.	1 y 2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la Unidad de Perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión en el piso de perforación por fuga del área congestionada considerando disipación hacia el moon pool.</u>

Escenario	Modelación	No. LOC	Descripción
4	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) en toda el área del piso de perforación. PC.	1 y 2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la Unidad de Perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión que abarca todo el piso de perforación.</u>
5	Derrame de hidrocarburo en mar (Blow-out submarino). CMP	4	Derrame de 40,000 (STB) por día con una duración de 10 días, hasta la llegada y control del derrame con ayuda del "Intervención del Pozo por Descontrol"; es decir, derrame de 400,000 STB en total. Las simulaciones realizadas fueron usadas para predecir la extensión espacial del hidrocarburo derramado para tres diferentes peores casos (Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo, Tiempo más corto en llegar a la costa y Máxima cantidad de hidrocarburo en la línea costera). Estos tres diferentes peores casos, se simularon bajo tres temporadas metoceánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de octubre a febrero) y seca (de febrero a mayo). <u>El derrame de hidrocarburo se dispersa sobre el agua del océano del Golfo de México durante 10 días.</u>
6	Derrame de hidrocarburo en mar (Blow-out submarino). PC	4	Derrame de 40,000 (STB) por día con una duración de 55 días, hasta la construcción del "Pozo de Alivio" y ahogo del pozo; es decir, derrame de 2,200,000 STB en total. Las simulaciones realizadas fueron usadas para predecir la extensión espacial del hidrocarburo derramado para tres diferentes peores casos (Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo, Tiempo más corto en llegar a la costa y Máxima cantidad de hidrocarburo en la línea costera). Estos tres diferentes peores casos, se simularon bajo tres temporadas metoceánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de octubre a febrero) y seca (de febrero a mayo). <u>El derrame de hidrocarburo se dispersa sobre el agua del océano del Golfo de México durante 55 días.</u>

Fuente: ERM, 2022.

4.1.5.1 Consecuencias potenciales

Debido a la inflamabilidad, reactividad o impacto al medio ambiente de las componentes provenientes de la mezcla de hidrocarburo liberado en caso de que ocurra un reventón de pozo; deben tomarse en cuenta las siguientes consecuencias potenciales para la evaluación:

Efectos por radiación térmica

Si bien las sustancias tienen la capacidad de evaporarse, es determinante el que todas poseen una cantidad de energía diferente; que al ser liberada súbitamente como es el caso de las explosiones; se genera un impacto adverso muy significativo. Una medida de este poder energético destructivo es: el calor de combustión; es decir, la misma cantidad de masa de un alcohol y de un hidrocarburo en un

escenario similar de mezcla explosiva liberarán diferente cantidad de energía; siendo el de mayor poder destructivo el del hidrocarburo por poseer mayor poder de combustión.

La consecuencia de un evento de Fuego es la generación de radiación térmica. La expresión radiación se refiere a la emisión continua de energía, en donde los portadores de esta energía son las ondas electromagnéticas producidas por las vibraciones de las partículas cargadas que forman parte de los átomos y moléculas de la materia.

La distribución de energía en el espectro de radiación térmica depende de la temperatura de la fuente que la emite. A temperaturas bajas (alrededor de 300°C) predomina la radiación infrarroja de longitudes de onda entre 800 y 4,000 nm aproximadamente, lo cual es invisible para el ojo humano. A temperaturas altas (más de 800°C) en el espectro aparecen longitudes de onda más cortas (400 – 800 nm) que corresponden a la parte visible y ultravioleta del espectro.

La generación de radiación térmica produce diferentes efectos dependiendo de su intensidad, la cual a su vez depende de variables como la geometría del fuego, el calor generado por la combustión, fracción emitida en forma de radiación y posición del receptor, entre otros. En la Tabla 4.26 y Tabla 4.27 se incluyen unos listados asociados a los efectos de la radiación térmica.

Tabla 4.26 Efectos debido a la Radiación Térmica

Radiación Térmica [kW/m ²]	Efectos	Umbral de dolor en humanos [s]
1.60	N.A.	No causa incomodidad en periodos prolongados.
1.74	N.A.	60
2.33	N.A.	40
2.90	N.A.	30
4.00	N.A.	Dolor a personas en los primeros 20 segundos, posibles quemaduras de segundo grado con ampullación.
4.73	N.A.	16
6.94	N.A.	9
9.46	N.A.	6
9.50	N.A.	Quemaduras de segundo grado después de 20 segundos.
11.67	N.A.	4
12.50	Energía mínima necesaria para encender madera por inducción en humo y derretir tubería de plástico.	N.A.
19.87	N.A.	2
25.00	Energía mínima necesaria para encender madera en un tiempo de exposición largo e indefinido.	N.A.
37.50	Suficiente para causar daño a equipos de proceso.	N.A.

Fuente: Chemical Process Quantitative Risk Analysis (2000), editado por CCPs (Center for Chemical Process Safety).
 Nota: NA – No Aplica.

Tabla 4.27 Intensidades de radiación máxima tolerable para daño y/ o deformación en diferentes materiales

Material	Máxima radiación tolerable [kW/m ²]
Madera	10
Vidrio	30-300
Cemento pre-comprimido	40
Acero	40
Cemento	60
Hormigón	200
Pared de ladrillos	400

Fuente: Romano y cols, 1985.

Efectos por ondas de sobrepresión.

Para que ocurra una explosión es necesario que la mezcla de sustancia química y aire se encuentren en una proporción denominado: *límites de explosividad*. Cuando esto no resulta, simplemente ocurre una deflagración (flamazo). En ambos casos puede llegar a presentarse un incendio que dependerá de la cantidad de la sustancia en estudio, presente en el escenario.

Cuando ocurre una explosión de una mezcla inflamable dentro de un espacio confinado, el proceso de combustión creará un incremento de presión en la envoltura del espacio debido a un calentamiento de la atmósfera. Si no se cuenta con una ventilación suficiente para liberar la presión, esta puede incrementarse y causar una falla en la envoltura (paredes, cristales, etc.). Para el cálculo de las zonas de afectación se estima una eficiencia de la explosión, es decir, la fracción de la energía disponible que es liberada como energía explosiva.

El proceso de combustión es tan rápido que los productos de la reacción no pueden ser venteados ocasionando la sobrepresión. Cuando este proceso ocurre en un espacio no confinado, los productos de la combustión se expanden libremente. Si la velocidad de reacción es lenta, la zona de reacción se mueve a una velocidad muy por debajo de la velocidad del sonido y no se presentan efectos de sobrepresión. Cuando la reacción es rápida de manera que la zona de reacción se mueve a una velocidad cercana a la del sonido, se producirá una onda de presión debido a que los gases no pueden moverse a una velocidad mayor a la del sonido. En la Tabla 9.44 y Tabla 9.45, se muestran los efectos por ondas de sobrepresión.

Tabla 4.28 Efectos por ondas de sobrepresión

Ondas de presión [Psi]	Daños
0.02	Ruido molesto (137 dB de frecuencia baja 10 a 15 Hz)
0.03	Ruptura ocasional de ventanas grandes bajo carga/tensión
0.04	Ruido fuerte (143 dB), trueno sónico (sonic boom), ruptura de vidrio
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas bajo carga/tensión
0.15	Presión típica para ruptura de vidrio

Ondas de presión [Psi]	Daños
0.30	Distancia segura, probabilidad del 0.95 de no daño severo, límite de proyectiles, algún daño a techos de casas.
0.40	Daño estructural menor limitado
0.5-1.0	Desintegración de ventanas grandes y pequeñas
0.70	Daño menor a estructuras residenciales
1.0	Demolición parcial de casas, se tornan inhabitables
1.0-2.0	Desintegración de asbesto corrugado, falla en sujeciones de paneles de acero, aluminio y/o madera residencial; abolladura de paneles
1.3	Marcos estructurales de acero en edificios sufre torsión leve
2.0	Colapso parcial de paredes y techos residenciales
2.0-3.0	Desintegración de paredes de concreto o bloques no reforzados
2.3	Límite inferior de daño estructural severo
2.5	Destrucción del 50% de la mampostería (ladrillo) residencial
3.0	Maquinaria pesada (3,000 lb) en edificios industriales presentan poco daño, edificios con estructura de acero son torcidos y separados de los cimientos
3.0-4.0	Ruptura de tanques de petróleo, demolición de construcciones de paneles de acero auto estructural
4.0	Ruptura del recubrimiento de las construcciones industriales
5.0	Soportes o refuerzos de madera colapsados; prensas hidráulicas (40,000 lb) ligeramente dañadas
5.0-7.0	Destrucción prácticamente total de residencias
7.0	Volcadura de carros de tren con carga
7.0-8.0	Fallo en bardas de ladrillos de 8 a 12 pulgadas no reforzadas por flexión
9.0	Destrucción completa de carros de tren (furgones)
10.0	Probable destrucción total de construcciones, maquinaria pesada (7,000) desplazadas y con daños severos. Supervivencia de maquinaria pesada (12,000 lb)
300.0	Límite para formación de cráteres

Fuente: Chemical Process Quantitative Risk Analysis (2000), editado por CCPs (Center for Chemical Process Safety).

Tabla 4.29 Efectos del impulso causado por ondas de sobrepresión

Sobrepresión [psi]	Velocidad de masa de aire desplazada [km/h]	Efectos en Estructuras	Efectos en Humanos
1	60.8	Ruptura de ventanas de vidrio	Heridas leves por fragmentos disparados
2	112.0	Daño moderado a vivienda (ventanas y puertas destruidas y daño severo en techos)	Heridas considerables por fragmentos disparados
3	163.2	Colapso de estructuras residenciales	Heridas severas por fragmentos disparados, puede ocurrir alguna fatalidad

Sobrepresión [psi]	Velocidad de masa de aire desplazada [km/h]	Efectos en Estructuras	Efectos en Humanos
5	260.8	Colapso de edificios	Heridas masivas internas, fatalidad de grupos susceptibles (niños y ancianos)
10	470.4	Daño severo o colapso de edificios de concreto reforzado	Muerte de la mayoría de las personas de grupos susceptibles y no susceptibles
20	803.2	Daño severo o colapso de edificios de estructura pesada con concreto reforzado	Fatalidades al 100%

Fuente: Development of Uniform Harm Criteria for use in Quantitative Risk Analysis of the Hydrogen Infrastructure; LaChance J., et al. Sandia National Laboratories, USA.

Efectos por derrame de hidrocarburo en mar

Al producirse un derrame de hidrocarburo al mar, es necesario determinar si éste se dispersará rápidamente o permanecerá por tiempo prolongado sobre la superficie del mar, es decir, si el hidrocarburo es persistente o no persistente.

La persistencia en tiempo de los hidrocarburos derramados al mar, depende principalmente de sus propiedades físicas y químicas iniciales, así como de la cantidad de que se trate, de las condiciones climatológicas e hidrometeorológicas prevaletientes. Es importante tener en consideración si el petróleo permanece en mar afuera o es trasladado a la costa.

De las variables hidrometeorológicas, las olas provocadas por los vientos y las corrientes marinas influyen en la emulsión del hidrocarburo con el agua del mar, y a la vez provocan el traslado de las manchas de un punto a otro, para lo cual es importante conocer la dirección y velocidad de ambos factores.

Sobre la vida marina, el impacto producido se agrava por los efectos tóxicos y la impregnación, como resultado de la composición química de los hidrocarburos, así como por la diversidad y variabilidad de los sistemas biológicos y su susceptibilidad a la contaminación.

Una vez los hidrocarburos han sido derramados al mar (accidentalmente o deliberadamente), sus características y forma cambian con el tiempo. Estos cambios son tanto físicos, químicos como biológicos. En conjunto, se conocen como procesos de intemperización. Estos mecanismos son:

- Evaporación: permite que ciertas sustancias de los hidrocarburos pasen a la atmósfera, permitiendo la pérdida del 40% de su volumen el primer día según los casos. De todos modos, la atmósfera del entorno podría ser inflamable.
- Dispersión: consiste en la fragmentación de la mancha en pequeñas gotas menores. Cuando son suficientemente pequeñas, permanecen en suspensión y se mezclan con la columna de agua y favorece que tenga lugar la biodegradación y la sedimentación.
- Emulsionamiento: consiste en la absorción de agua por el hidrocarburo de manera que aumenta su volumen entre 3 y 4 veces. Ésto impide que se pueda evaporar, no se dispersa ni se degrada por oxigenación o biodegradación.
- Disolución: depende de la composición del producto de que se trate, de la temperatura del agua y de su agitación. Sólo los componentes más volátiles se pueden disolver.

- Oxidación: el efecto de la oxidación puede ser que se forme un compuesto que se degrade más fácilmente o que lo dificulte aún más.
- Sedimentación: consiste en el desplazamiento vertical hacia abajo de las partículas de hidrocarburo. Depende de su densidad (respecto del agua), del tamaño de las partículas y del estado de agitación del mar.
- Biodegradación: consiste en la eliminación de hidrocarburos por los seres vivos, como bacterias y hongos.

La influencia sobre la vida marina se manifiesta en:

- En el mar abierto y el lecho (fondo) marino, provocando la emigración del plancton y de peces nadadores grandes desde su hábitat a otras regiones; si está próximo a la costa provoca afectaciones serias a la fauna marina. Las plantas y animales del lecho marino también sufren afectaciones en aguas poco profundas.
- En las costas y la vegetación costera, en estas áreas el impacto es grande, dañando las raíces del mangle y de esta forma los refugios para peces y crustáceos.
- Alteración de la circulación de gases: la película de petróleo reduce el contenido de oxígeno del agua, lo que causa la muerte del plancton y peces, que a la vez provoca la muerte de los organismos que se alimentan de ellos.
- Afectación de los fondos marinos: cuando el petróleo se deposita en el fondo, mata y provoca efectos subletales sobre la fauna y flora bentónicas.
- Intoxicación: El petróleo envenena la fauna marina, penetrando en su sistema digestivo, su cobertura cutánea y las mucosas. El resultado es, por un lado, la muerte por asfixia y trastornos genéticos de peces, moluscos, mamíferos marinos, reptiles y aves; y, por el otro, la intoxicación de otros organismos como el ser humano, al ingerir animales que los acumulan en sus tejidos. Por poner un ejemplo, en el caso de las aves marinas, sólo una cuarta parte de las contaminadas llegan a tierra (vivas o muertas); el resto se hunden en el mar

Los derrames de hidrocarburos pueden destruir el coral vivo y con ello el arrecife coralino queda sujeto a la erosión. Esto sucede cuando el coral es impregnado por el hidrocarburo flotante, cuando ocurre la bajamar.

Las aves están entre las especies más afectadas y vulnerables a la contaminación por hidrocarburos, pues el que ingieren al limpiar y componer sus plumas, puede ser letal; además, se mueren como consecuencias del ahogo, el hambre y la pérdida de calor corporal por daños al plumaje, pues las plumas impregnadas pierden sus propiedades impermeables y aislantes.

Un derrame de hidrocarburos puede conllevar al establecimiento de períodos de veda sobre la pesca y cosechas de productos marinos en un área determinada (relacionada con la ubicación y extensión de la mancha y su permanencia).

El petróleo hidrocarburo derramado puede impregnar desechos no degradables (basura) flotantes, pudiendo conllevar a la formación de los llamados cayos o islas de basuras, flotantes en el océano, con la correspondiente afectación a las zonas por donde transita dicha formación.

4.1.5.2 Modelos de simulación de consecuencias

Los programas usados para los escenarios de simulación de consecuencias dependen del receptor que desee evaluarse; en este caso fueron utilizados los siguientes programas:

PHAST 8.11

Los datos obtenidos en la especificación de escenarios se alimentan al programa de simulación para calcular las zonas de afectación debido a radiación térmica y ondas de sobrepresión, según aplique. Los modelos de simulación empleados son utilizados por la Herramienta de Software de Análisis de Riesgos de Procesos (PHAST, por sus siglas en inglés).

Los radios de afectación se determinarán utilizando el software PHAST 8.11 desarrollado por DNV GL, el cual tiene la capacidad de ejecutar cálculos para el análisis de peligros en tres etapas:

1. Cálculos de descarga por una liberación de fluidos de un tanque o tubería.
2. Cálculos de dispersión, en donde se realiza la simulación del comportamiento del material liberado (por ejemplo, una nube o un charco).
3. Cálculos de los efectos de la liberación del material, se refiere a la predicción y modelación de potenciales consecuencias (por ejemplo, fuego o explosión).

Los resultados que este software proporciona pueden ser usados para lo siguiente:

- Estimar la magnitud de consecuencias
- Revisión de sitio, arreglos generales y diseño
- Determinar efectos de modificaciones
- Planes de emergencia
- Cumplir con requerimientos regulatorios
- Estimar y negociar seguros
- Promover conciencia de seguridad
- Dar la pauta para comenzar un QRA (Análisis cuantitativo de riesgo, por sus siglas en inglés)

Modelación de escenarios de descarga

- **Estimación de inventario de masa/ volumen**

El modelo requiere especificar la cantidad total de material disponible para la liberación y puede hacerse indicando la masa o el volumen. A continuación se describe la ecuación utilizada para tal propósito:

Ecuación 1

$$V = \pi \times r^2 \times h$$

Donde:

- V: Volumen total disponible para la liberación
- r: Radio del diámetro interno de la tubería
- h: longitud de la tubería (profundidad de columna de agua)

- **Tasas de descarga**

El flujo del compuesto que comienza a fugarse está dado con base de las propiedades del compuesto (densidad), el orificio por donde se produce la fuga, y el tiempo de descarga; esto con la siguiente ecuación:

Ecuación 2

$$F_M = \rho \times F_V$$

Donde:

- F_M : Flujo másico del compuesto
- ρ : Densidad del compuesto
- F_V : Flujo volumétrico del compuesto

■ Tasas de descarga a través de un orificio

El flujo de masa a través de un orificio depende del diámetro de ruptura, y la descarga se puede describir a través del balance de energía mecánica representado en la Ecuación 3)⁹.

En dicha ecuación, se describe el flujo de masa al momento de la salida del fluido a través del orificio, y se hace este independiente de la presión del sistema aguas abajo (presión atmosférica), es decir el flujo depende de la presión aguas arriba (presión del sistema), y velocidad sónica.

La Ecuación 3 tiene las siguientes consideraciones:

1. Gas ideal
2. La presión de descarga es mayor a la presión atmosférica, y por tanto el flujo es sónico
3. El trabajo de flecha es nulo, es decir sin intercambio de energía
4. El coeficiente de descarga es igual a 0.6, el cual es recomendado por API (1996) como valor predeterminado para un flujo a través de un orificio circular
5. Se produce una expansión isotrópica del gas al pasar a través del orificio
6. El flujo a través del orificio es adiabático, por lo que no hay transferencia de calor

Ecuación 3

$$Fm = C_D * A * \psi \sqrt{\rho_0 * P_0 * k * \left(\frac{2}{k+1}\right)^{k+1/k-1}}$$

Donde:

- Fm es el flujo de masa del gas a través del orificio (masa/tiempo)
- C_D es el coeficiente de descarga (adimensional)
- A es el área de del orificio (distancia²)
- ψ es el coeficiente de salida, el cual es igual a 1 para fluidos críticos (adimensional)
- ρ_0 es la densidad del gas a la presión y temperatura de operación. La densidad del gas se calcula con base en la Ley de Gases ideales

⁹ Methods for the calculation of physical effects – due to release of hazardous materials (liquids and gases) – “Yellow Book” CPR 14E. PP 2.68

Ecuación 4

$$\rho_0 = \frac{P_0 * PM}{RT_0}$$

Donde:

- P_0 es la presión del gas aguas abajo del orificio (fuerza/área)
- PM es el peso molecular del gas (masa/mol)
- R es la constante de los gases ideales (presión-volumen/mole-grados)
- T_0 es la temperatura del gas (grados)
- k es la relación entre calores específicos = C_p/C_v (adimensional)
- C_p es el calor específico del gas a presión constante
- C_v es el calor específico del gas a volumen constante

Modelación de escenarios de Fuego

Las variables para los eventos potenciales de fuego que puede haber en el Proyecto son las siguientes:

1. Tipo de hidrocarburo
2. Condiciones de liberación
3. Tasa de liberación
4. Geometría local
5. Ventilación
6. Acceso de aire

■ Modelo de dardo de fuego

PHAST define que la radiación recibida por un receptor expuesto a una flama es directamente proporcional al poder de emisión de la superficie (SEP, por sus siglas en inglés) y el factor geométrico del receptor (V). Mientras SEP puede ser definido por el usuario o calculado mediante el modelo de fuego, V es calculado por el modelo de exposición llamado EXPS, que es la base de todos los cálculos de radiación térmica de PHAST.

El dardo de fuego se modela como un tronco cónico que emite radiación desde la superficie con SEP uniforme. El modelo predice la flama y las longitudes del tronco, amplitud de la base y de la punta, el ángulo entre el tronco y los ejes de liberación, elevación del tronco del plano de liberación.

Un dardo de fuego se produce debido a la liberación a presión de un material inflamable líquido o gaseoso, el cual es expulsado al medio ambiente debido a una ruptura parcial o total del recipiente a presión que lo contiene. Si el fluido de escape encuentra inmediatamente un punto de ignición se produce un dardo de fuego o "jet fire". La zona donde tiene lugar la combustión está delimitada por el límite inferior de explosividad (LEL) y asemeja a una forma cónica. Los dardos de fuego están caracterizados por la intensa turbulencia de mezclado entre combustible-aire, lo que produce tasas de liberación de calor más altas que en los charcos de fuego.

Un modelo que ha sido propuesto en la literatura para dardos de fuego es el modelo del quemador de Chamberlain (1987). El modelo está basado en una configuración geométrica cónica como se muestra en la Figura 4.1. Los componentes del modelo son (1) el diámetro efectivo de la fuente D_s , (2) la longitud de la flama en condiciones estables L_b , (3) la longitud de la flama en las condiciones correspondientes L ,

(4) el ángulo entre el eje del orificio y el de la flama α , (5) la distancia de despegue de la flama b , (6) la longitud del tronco R_L , (7) el ancho de la base del tronco W_1 , (8) el ancho de la parte superior del tronco W_2 , y (9) el área de la flama A .

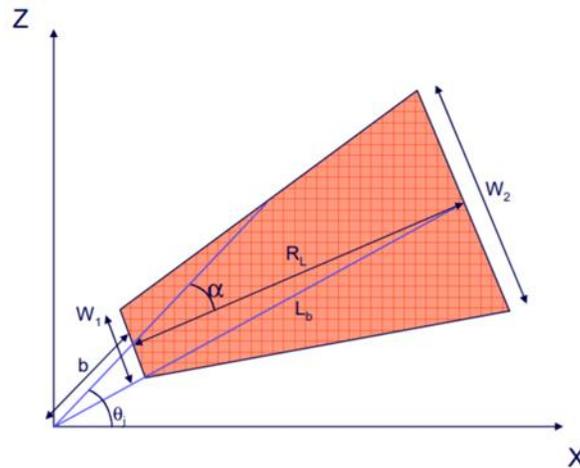


Figura 4.1 Modelo del quemador de Chamberlain

Fuente: Henk Witlox (2014). Overview of consequence modelling in the hazard assessment package PHAST.

Los parámetros que definen el modelo geométrico se determinan en función de la relación de velocidad $R = v/u_j$, donde u es la velocidad del gas (m/s), v es la velocidad del viento (m/s) y el sufijo j denota la expansión del jet.

El dardo de fuego se modela como un tronco cónico que emite radiación desde la superficie con SEP uniforme. El modelo predice la flama y las longitudes del tronco, amplitud de la base y de la punta, el ángulo entre el tronco y los ejes de liberación, elevación del tronco del plano de liberación.

Modelación de escenarios de Explosión

■ Modelo Baker- Strehlow- Tang Model (BST).

DNV ha desarrollado un modelo para simular explosiones denominado Modelo de Explosiones de Regiones Obstruidas (OREM, por sus siglas en inglés), este incluye funciones para predecir efectos por explosiones de nubes de vapor mediante el método Baker- Strehlow- Tang (BST). OREM provee el análisis por sobrepresión, duración de la fase positiva y el impulso con base en un compendio de gráficas por una explosión de una nube de vapor ideal con una carga estequiométrica de la mezcla combustible- aire.

La metodología BST requiere la selección de la máxima velocidad de flama basada en la combinación de efectos de confinamiento, congestión y reactividad del combustible.

El confinamiento se refiere a superficies sólidas que previenen el movimiento de los gases no quemados y la frontera de la flama en una o más dimensiones. El grado de confinamiento se basa en las dimensiones disponibles para la expansión. El software PHAST clasifica el grado de confinamiento como en 3-D, 2.5-D y 2-D.

El grado 3-D se refiere a una expansión en tres dimensiones, por ejemplo, las áreas de proceso sin barreras horizontales sólidas, tanques y recipientes sin techo sólido. La geometría 2-D se refiere a una expansión de flama en dos dimensiones, caracterizada por superficies que previenen que la frontera de la flama se expanda en las tres dimensiones. El grado 2.5-D representa un intermedio entre el grado 3-D

y el grado 2-D. El modelo 1-D que representa la expansión en una sola dirección, no se considera para el caso de explosiones de nubes de vapor. La Figura 4.2, ilustra los grados de confinamiento (CCPS, 2010).

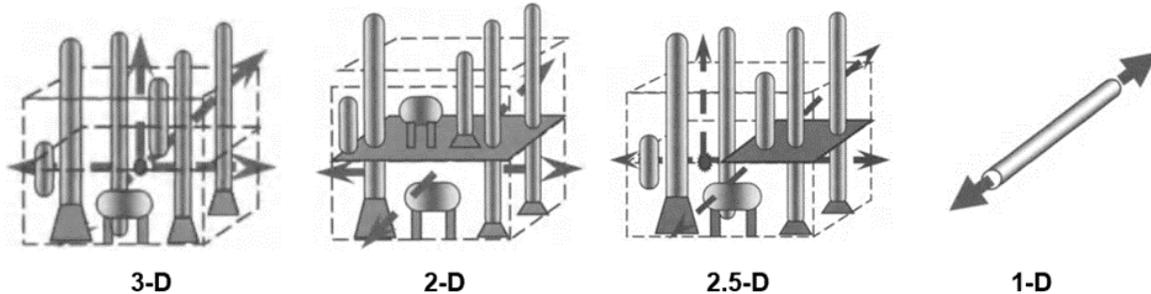


Figura 4.2 Geometrías de Expansión de Flama para Grado de Confinamiento

Fuente: Guidelines for vapor cloud explosions, pressure vessel burst, BLEVE and flash fire hazards. Segunda edición. CCPS. Wiley. Cap. 6. (2010).

La congestión se refiere a los obstáculos que obstruyen el paso de la frontera de la flama suficiente para crear turbulencia e incrementar la velocidad de flama sin prevenir una expansión. La congestión se clasifica como baja, media y alta como se describe a continuación:

- **Baja:** Relación de Área Bloqueada (ABR, por sus siglas en inglés) menor al 10% y un espaciado mayor o igual a $8D$, donde D es el diámetro de los obstáculos. Como regla simple, si es fácil caminar a través de área relativamente sin impedimentos y hay solo una o dos capas de obstáculos, puede considerarse baja congestión.
- **Media:** ABR entre 10% y 40%, y un espaciado entre $4D$ y $8D$. Cuando se camina por una zona de congestión media, es difícil hacerlo y a menudo requiere tomar un camino indirecto.
- **Alta:** ABR mayor al 40% y espaciado menor a $4D$. No es posible caminar a través del área ya que el espacio es insuficiente para pasar a través de los obstáculos. Debe tomarse en cuenta que áreas con alta congestión resulta en altas turbulencias y por lo tanto mayores velocidades de flama y sobrepresiones.

La reactividad del material es el término usado para describir la capacidad de una flama de acelerarse en una Explosión de Vapor Confinado (VCE, por sus siglas en inglés) para un combustible dado. La reactividad se clasifica en baja, media y alta. Generalmente, una reactividad media de un solo componente tiene velocidades de quemado entre 45 y 75 cm/s. Reactividades baja y alta son usualmente menos de 45 y mayores de 75 cm/s respectivamente.

Cuando se trata de mezclas, se puede tomar un enfoque conservador, en el cual, si existe un componente con alta reactividad en una concentración de al menos 3%, la mezcla puede tratarse como alta reactividad. Otro enfoque propone que la velocidad de quemado de una mezcla que involucra combustibles con diferentes categorías de reactividad se puede calcular usando el principio de Le Chatelier¹⁰.

¹⁰ Guidelines for vapor cloud explosions, pressure vessel burst, BLEVE and flash fire hazards. Segunda edición. CCPS. Wiley. Cap. 6. (2010).

El número “Mach de Flama” lo define el usuario para antes y para después lo calcula BST usando la velocidad de flama de acuerdo con la Tabla 4.30, con base en detalles provistos por la región obstruida, por ejemplo, confinamiento, congestión y reactividad del material.

Tabla 4.30 Correlaciones BST de velocidad de flama (Mf)

Grado de confinamiento	Reactividad del material	Congestión		
		Bajo	Medio	Alto
2D	Alto	0.59	DDT ¹¹	DDT
	Medio	0.47	0.66	1.6
	Bajo	0.07	0.47	0.66
2.5D	Alto	0.47	DDT	DDT
	Medio	0.29	0.55	1
	Bajo	0.053	0.35	0.5
3D	Alto	0.36	DDT	DDT
	Medio	0.11	0.44	0.5
	Bajo	0.026	0.23	0.34

Fuente: Theory. Obstructed Region Explosion Model, DNV GL, 2015.

Las predicciones de consecuencias se ejecutan a partir del volumen y masa inflamable y el centro de la fuente de explosión. El software requiere como dato de entrada principal la masa inflamable de la nube vaporizada en kilogramos. Para obtener la masa inflamable se realizan los siguientes cálculos:

1. Cálculo del volumen de la nube de vapor dentro de la región congestionada, con la siguiente ecuación:

Ecuación 5

$$V_{nube} = Ancho \times Largo \times Alto$$

2. Cálculo de la concentración estequiométrica de la relación combustible/aire de la mezcla, de la siguiente forma:
 - a. Balance estequiométrico de las ecuaciones químicas para la reacción de combustión de los componentes de la mezcla
 - b. Cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente (fi)
 - c. Cálculo del flasheo para obtener las fracciones de los componentes de la mezcla (xi)
 - d. Cálculo de la fracción estequiométrica combustible/aire de la mezcla, sumando el resultado de multiplicar la fracción de cada componente, por la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente, con la siguiente ecuación:

Ecuación 6

$$f_{mezcla} = \sum X_i f_i$$

¹¹ El número Mach para DDT es 5.2 para predicciones conservadoras

3. Cálculo del volumen inflamable de nube vaporizada, multiplicando el volumen de la nube de vapor dentro de la región congestionada (obtenida del paso 1) por la fracción estequiométrica combustible/aire de la mezcla, con la siguiente ecuación:

Ecuación 7

$$V_{inflamable} = V_{nube} f_{mezcla}$$

4. Cálculo del peso molecular promedio de la mezcla sumando el resultado de multiplicar las fracciones de los componentes de la mezcla, con la siguiente ecuación:

Ecuación 8

$$\overline{PM} = \sum x_i PM_i$$

5. El cálculo de la masa inflamable, utilizando la siguiente ecuación derivada de la Ley de los Gases Ideales, tenemos lo siguiente:

Ecuación 9

$$m_{flammable} = \frac{P \times \overline{PM} \times V_{flammable}}{T \times R}$$

Donde:

- P= Presión (KPa)
- T= Temperatura (K)
- R= 8.3144 KPa m³/ Kmol K
- \overline{PM} = Peso Molecular promedio (Kg/Kmol)
- $V_{inflamable}$ = Volumen inflamable (m³)

GEMSS® y el Módulo de Impacto de Derrames de Químicos e Hidrocarburos (COSIM).

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.

El software Generalized Environmental Modeling System for Surfacewaters (GEMSS®) es un sistema integrado de módulos de hidrodinámica y de transporte tridimensionales integrados que se incorporan en un sistema de datos ambientales y de información geográfica. El modelo GEMSS® es de dominio público y se ha utilizado para estudios hidrodinámicos y de calidad del agua alrededor del mundo.

GEMSS® se desarrolló a mediados de los ochenta como una unidad hidrodinámica para el modelo de transporte y destino de diferentes tipos de componentes que se introducen en las masas de agua. La unidad hidrodinámica ("núcleo") proporciona campos de flujo tridimensionales de los que se puede calcular la distribución de varios componentes. Los cálculos de transporte y destino de los componentes

se agrupan en módulos. Los módulos de GEMSS® incluyen aquellos que se usan para el análisis térmico, la calidad del agua, el transporte de sedimentos, el rastreo de partículas, el derrame de hidrocarburos y químicos, así como el arrastre de material y evaluación de material tóxico.

El fundamento teórico del núcleo hidrodinámico de GEMSS® es el modelo tridimensional de Generalized, Longitudinal-Lateral-Vertical Hydrodynamic and Transport (GLLVHT) que se presentó inicialmente en Edinger y Buchak (Edinger y Buchak 1980) y posteriormente en Edinger y Buchak (Edinger y Buchak 1985). El cómputo de GLLVHT fue revisado por expertos en la materia y publicado (Edinger y Buchak, 1995; Edinger, et al., 1994 y 1997; Edinger y Kolluru, 1999). El núcleo es una extensión del conocido modelo de transporte longitudinal-vertical escrito por Buchak y Edinger (Buchak y Edinger 1984) que forma la base hidrodinámica y de transporte del modelo de calidad del agua de Corps of Engineers CE-QUAL-W2 (U. S. Army Engineer Waterways Experiment Station, 1986). Las mejoras en el esquema de transporte, la construcción de los módulos de componentes, la incorporación de herramientas de software de asistencia, la inter-operatividad de GIS, las herramientas de visualización, la interfaz gráfica de usuario (GUI); así como los post-procesadores fueron desarrollados por Kolluru et al. (Kolluru et al. 1998; 1999; 2003a; 2003b) y Prakash and Kolluru (Prakash and Kolluru 2006).

GEMSS-COSIM es el módulo tridimensional de derrames de hidrocarburos de GEMSS. El modelo funciona en marcos lagrangianos y eulerianos. En el marco lagrangiano, el hidrocarburo/químico en la superficie y en la columna de agua se representa mediante una serie de partículas. Las partículas se desplazan por advección en las direcciones x, y, z debido a la acción de las corrientes marinas, los vientos y forzadas por la densidad (Kolluru 1999). Las partículas se dispersan mediante el método del camino aleatorio tridimensional (Bear and Verruijt 1987) en las direcciones x, y, y z. La variación espacial y temporal de las corrientes hidrodinámicas, la salinidad y la temperatura se pueden obtener del módulo GEMSS-HDM o especificar con otro modelo y/o fuentes de datos (p.ej., HYCOM). El marco euleriano sigue el esquema provisto en el modelo TOX15 de la U.S. Environmental Protection Agency (EPA) y se puede ejecutar simultáneamente con HYCOM para obtener las concentraciones tóxicas potenciales en la columna de agua. El arrastre de sustancias tóxicas potenciales del hidrocarburo/químico en la superficie y dentro de la columna de agua se proporciona como tiempo y fuentes espacialmente variantes en la ecuación de transporte resuelta en GEMSS-HDM.

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 (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 4.31, 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 4.31 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, 2022.

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 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 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 4.32).

Tabla 4.32 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo

Rango de espesores (μm)	Umbrales de exposición al espesor
0.1 – 1.0	Bajo (umbral de visibilidad)

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

Fuente: ERM, 2022.

µm = micrómetros

Umbrales de COSIM

En la Tabla 4.33, se presenta un resume 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 4.33 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 asfixie	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, 2022.

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 (ver Tabla 4.34).

Tabla 4.34 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)

Suposición	Valor	Importancia	Fuente
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, 2022.

μm = micrómetros

PPB = partes por billón

4.1.5.3 Escenarios de modelación de fuego y explosión

Criterios de zonas de afectación por Radiación Térmica y Explosividad

Con el fin de definir los radios potenciales de afectación se utilizaron los criterios establecidos por la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos, los cuales se muestran en la Tabla 4.35.

Tabla 4.35 Criterios para la especificación de escenarios

Zonas a evaluar	Inflamabilidad (Radiación térmica)	Explosividad (Ondas de sobrepresión)
Zonas de Alto Riesgo por daño a equipos	Rango de 12.5 kW/m ² a 37.5 kW/m ²	Rango de 3 lb/plg ² a 10 lb/plg ²
Zona de Alto Riesgo	5 KW/m ²	1.0 lb/plg ²
Zona de Amortiguamiento	1.4 KW/m ²	0.5 lb/plg ²

Fuente: Guía Para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, ASEA.

En este caso, las consecuencias potenciales y los valores de referencia, de acuerdo al caso que está siendo tratado y a los criterios establecidos por ASEA, estará considerado lo siguiente:

Impactos (consecuencias) por la acción de las ondas de sobrepresión generadas durante una explosión no confinada de vapor

Los criterios de comparación de efectos por sobre presión se muestran en la Tabla 4.36.

Tabla 4.36 Criterios de comparación de efectos por sobrepresión

Presión Máxima (lb/plg ²)	Daño producido por la explosión
0.50	La presión a la que se presenta ruptura del 10 % de ventanas de vidrio y algunos daños a techos, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios.
1.0	Es la presión que puede causar destrucción parcial de casas y daños reparables a edificios, provocando el 1% de ruptura de tímpanos y el 1% de heridas serias por proyectiles.
10.0	Probable destrucción total de construcciones, maquinaria pesada (7,000) desplazadas y con daños severos. Supervivencia de maquinaria pesada (12,000 lb).

Fuente: Chemical Process Quantitative Risk Analysis (2000), editado por CCPs (Center for Chemical Process Safety).

Impactos (Consecuencias) generadas por la acción de la radiación térmica durante escenarios de Fuego

Los criterios de comparación de efectos por radiación térmica se muestran en la Tabla 4.37.

Tabla 4.37 Criterios de comparación de efectos por Intensidad de Radiación

Intensidad de Radiación (kW/m ²)	Efecto Observado
1.4	No causará incomodidad durante exposición prolongada.
5.0	Energía mínima requerida para la ignición pilotada de madera, fundición de tubería de plástico. Quemaduras de 2° grado en 20 segundos de exposición.
37.5	Suficiente para causar daño a equipos de proceso.

Fuente: Chemical Process Quantitative Risk Analysis (2000), editado por CCPs (Center for Chemical Process Safety).

Especificación de criterios de modelación de escenarios de fuego y explosión

De acuerdo a los requerimientos de la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA), se realizará la modelación del Caso Máximo Probable (CMP) y el Peor Caso (PC).

Se deben establecer criterios uniformes para la evaluación de las consecuencias; por tal motivo, en la Tabla 4.38 se colocan las asunciones y los criterios usados para las modelaciones de fuego y explosión.

Tabla 4.38 Especificación de los criterios de modelación

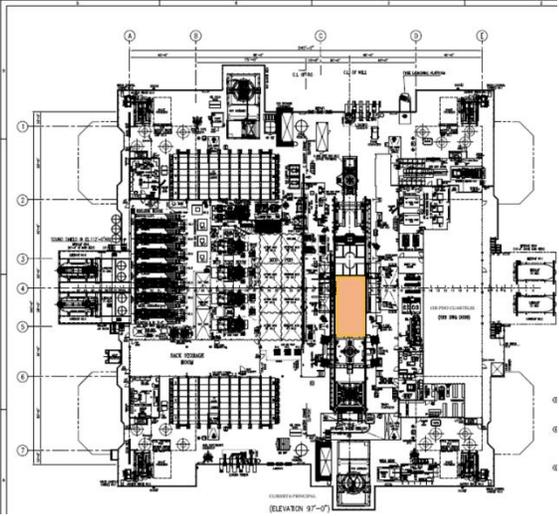
No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones																		
1	Clima	Velocidad del viento: 1.5 m/s	Criterio especificado en la guía de ASEA para estudios de riesgo modalidad “Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos”																		
		Dirección del viento: Sureste, aproximadamente 315° que provienen desde el Noroeste	Considerando la dirección más frecuente de los vientos																		
		Estabilidad de Pasquill: F	Se consideró como el caso extremo la peor condición de estabilidad.																		
2	Condiciones ambientales	Temperatura ambiente: 27.1°C	De acuerdo a los datos obtenidos de las EMA y de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) más cercanas al Área Contractual.																		
		Humedad relativa: 75%																			
		Condiciones del terreno: Plataforma de perforación																			
		Radiación solar: 340 w/m ²																			
3	Mezcla y propiedades de hidrocarburo (Nabté-1EXP)	Temperatura y presión de la mezcla: 71.1°C y 6, 406 Psi	Se considera como altura de referencia el piso de perforación (0 m)																		
		Peor Flujo de Reventón de pozo: 40,000 bbl/día GOR: 968 Sm ³ /Sm ³ Flujo de Gas: 71.24 m ³ /s																			
		Composición de la mezcla de fluido multifásico, en %mol: <table border="1"> <thead> <tr> <th>Compuesto</th> <th>%mol</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nitrógeno</td> <td>0.3890</td> </tr> <tr> <td>CO₂</td> <td>0.1498</td> </tr> <tr> <td>Metano</td> <td>37.037</td> </tr> <tr> <td>Etano</td> <td>4.9290</td> </tr> <tr> <td>Propano</td> <td>4.6015</td> </tr> <tr> <td>i-Butano</td> <td>1.01665</td> </tr> <tr> <td>n-Butano</td> <td>2.32946</td> </tr> <tr> <td>22-Mpropano</td> <td>0.00561</td> </tr> </tbody> </table>	Compuesto	%mol	Nitrógeno	0.3890	CO ₂	0.1498	Metano	37.037	Etano	4.9290	Propano	4.6015	i-Butano	1.01665	n-Butano	2.32946	22-Mpropano	0.00561	Para el caso de las simulaciones de fuego y explosión, y, debido a la limitante del simulador (PHAST), que solo acepta cierto número de compuestos para la creación de mezclas (máximo 18 elementos); los elementos pesados del hidrocarburo, a partir del C10+ fueron agrupados en el n-tridecano, dado que estos hidrocarburos comparten propiedades fisicoquímicas muy similares. Este supuesto aplica para las dos composiciones de hidrocarburo presentadas. Composición en % mol de mezcla de gas obtenida de reportes de Eni en AC exploradas.
Compuesto	%mol																				
Nitrógeno	0.3890																				
CO ₂	0.1498																				
Metano	37.037																				
Etano	4.9290																				
Propano	4.6015																				
i-Butano	1.01665																				
n-Butano	2.32946																				
22-Mpropano	0.00561																				

No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones																						
		i-Pentano 1.19141 n-Pentano 1.4619 n-Hexano 2.6151 n-Heptano 3.7842 n-Octano 3.8950 n-Nonano 3.2941 n-Decano 8.4491 C13* 24.8504 Composición de la mezcla de fluido gas, en %mol: <table border="0"> <thead> <tr> <th>Compuesto</th> <th>%mol</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>Nitrógeno</td> <td>0.9187</td> </tr> <tr> <td>CO₂</td> <td>0.3711</td> </tr> <tr> <td>Metano</td> <td>80.2025</td> </tr> <tr> <td>Etano</td> <td>8.4712</td> </tr> <tr> <td>Propano</td> <td>6.1776</td> </tr> <tr> <td>i-Butano</td> <td>0.9281</td> </tr> <tr> <td>n-Butano</td> <td>1.6896</td> </tr> <tr> <td>i-Pentano</td> <td>0.4347</td> </tr> <tr> <td>n-Pentano</td> <td>0.4055</td> </tr> <tr> <td>n-Hexano</td> <td>0.4006</td> </tr> </tbody> </table> Relación entre calores específicos (Cp/Cv): k= 1.3 PM = 21.2 g/mol	Compuesto	%mol	Nitrógeno	0.9187	CO ₂	0.3711	Metano	80.2025	Etano	8.4712	Propano	6.1776	i-Butano	0.9281	n-Butano	1.6896	i-Pentano	0.4347	n-Pentano	0.4055	n-Hexano	0.4006	Relación de calores específicos reportada en Termodinámica (2006), Yunus A. Cengel (@ 1 bar y 25 °C), para el metano.
Compuesto	%mol																								
Nitrógeno	0.9187																								
CO ₂	0.3711																								
Metano	80.2025																								
Etano	8.4712																								
Propano	6.1776																								
i-Butano	0.9281																								
n-Butano	1.6896																								
i-Pentano	0.4347																								
n-Pentano	0.4055																								
n-Hexano	0.4006																								

No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones
4	Características del Riser	<p>Diámetro y longitud del Riser desde el piso de perforación hasta la columna de agua para pozo Nabté-1EXP: 19 pulg y 607 m</p> <p>Diámetro considerando 20% de ruptura= 3.8"</p>	<p>Es asumido que la cantidad total de inventario sería el volumen de hidrocarburo saturado dentro de la tubería ascendente de perforación.</p> <p>Para el escenario de liberación de hidrocarburo fue asumido el diámetro total del Riser para a para el CC y el 20%¹² del diámetro de la tubería para el CMP (coeficiente de descarga de 0.81¹³ para el CMP).</p> <p>El diámetro en metros se obtiene de la siguiente forma:</p> $3.8 \text{ in} * \frac{0.0254 \text{ m}}{\text{in}} = 0.09652 \text{ m}$ <p>Por lo que el radio en metros es igual a</p> $r = \frac{D}{2} = \frac{0.09652 \text{ m}}{2} = 0.0482 \text{ m}$ <p>El área se calculó de la siguiente forma</p> $A = \pi r^2$ $A = \pi * (0.0406\text{m})^2$ $A = 0.007317 \text{ m}^2$
5	Dimensiones de la plataforma	<p>Largo de la región congestionada: 17 m</p> <p>Amplitud: 36.6 m</p> <p>Altura de la región congestionada: 30 m</p>	<p>Se eligió el largo de la región congestionada con base en el Arreglo General disponible en el Anexo 2 para la Unidad de Perforación, en el cual se puede observar que el largo máximo de área congestionada del piso de perforación es de aproximadamente 17 m.</p>

¹² De acuerdo a la fuente bibliográfica AICHE, "Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases", New York, 1999, Pág. 21: Para propósitos de modelación en un evento de ruptura de tubería, el 90% de los eventos en la industria resultan con una ruptura menor al 50% del diámetro de la tubería. Por lo tanto, el Caso Más Probable se considera que el diámetro es el 50% del diámetro total de la tubería de perforación y el Caso Catastrófico es el 100%.

¹³ Con base en la fuente bibliográfica AICHE, "Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases", New York, 1999, Pág. 27: Para propósitos de modelación para casos en donde el escenario se trate de una tubería corta con una relación longitud/ diámetro no menor a 3, el coeficiente de descarga será de 0.81.

No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones
			 <p data-bbox="976 802 1885 854">La distancia mínima se asume 0 m y la máxima 102.6 m debido a que es el largo total de la Unidad de Perforación y se toma un espaciado de 5 m entre cada medición.</p>
		Tiempo para explosiones 10 segundos	<p data-bbox="976 906 1885 1047">Dado que las explosiones solo pueden darse en los primeros instantes de la liberación¹⁴, fue tomado este tiempo dentro del rango que podría generarse una explosión (1 a 5 minutos). Para este caso, fue tomado 10 segundos de liberación, dado que el flujo inundaría rápidamente el piso de perforación con la fase gas, y, esto llevaría de forma instantánea a los límites de inflamabilidad.</p>
5	Parámetros de explosión PHAST	<p data-bbox="499 1107 804 1133">Grado de confinamiento: 2D</p> <p data-bbox="499 1174 884 1224">Reactividad de la mezcla de gases: Media</p> <p data-bbox="499 1265 848 1291">Congestión en la MODU: Medio</p>	<p data-bbox="976 1107 1892 1218">Con base en la distribución de los equipos y áreas dentro de la Unidad de Perforación, disponible en el Anexo 2, la geometría de expansión de la nube de gas que se presentará en el punto de fuga seleccionado tiene un grado de confinamiento tipo 2-D (ver Figura 4.2).</p> <p data-bbox="976 1224 1881 1304">El espacio que ocupan los equipos dentro del área congestionada será tomado como 15% del volumen total; esto para tener un parámetro conservador, de la masa inflamable que será desplazada por los equipos en el área de liberación.</p>

¹⁴ Referencia: Methods for the calculations of physical effects “Yellow book”. Tercera edición. CPR 14E. Pp (5.13) (2005).

No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones
		Número Mach: 0.66	<p>Tomando como referencia el Metano, cuya velocidad de flama se estima en 44.8 cm/s¹⁵ y de acuerdo con lo explicado en la sección de <i>Modelación de escenarios de explosión Baker – Strehlow – Tang Model (BST)</i> de este reporte, la reactividad del metano se estima como categoría media.</p> <p>Con base en el arreglo general de la Unidad de Perforación (Anexo 2) y como se explicó en la sección de <i>Modelación de escenarios de explosión Baker – Strehlow – Tang Model (BST)</i> de este reporte se estima que el grado de congestión en el punto de fuga es nivel medio.</p>

CMP: Caso Más Probable; PC: Peor Caso

Fuente: ERM, 2022.

¹⁵ Referencia: *Guidelines for vapor cloud explosions, pressure vessel burst, BLEVE and flash fire hazards. Segunda edición. CCPS. Wiley. Pp. 202. (2010)*

Escenarios de Modelación

A partir de los eventos de pérdida de contención (ver Tabla 4.24) y de la agrupación de dichos eventos para el planteamiento de escenarios (ver Tabla 4.25); a continuación, se presenta la memoria de cálculo para determinar el inventario de descarga y la información de entrada para cada escenario.

Como está descrito en las secciones anteriores, los escenarios de modelación de reventón de pozo (blow-out) fueron utilizados los datos del pozo Nabté-1EXP, ya que, de acuerdo con los datos del yacimiento (presión y temperatura) y con las modelaciones para determinación de “Peor Flujo” por reventón de pozo (blow-out); presentaría el peor escenario.

Escenario 1 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (Radiación térmica – Jet Fire).

Debido a la pérdida de control del pozo (Falla del CAP, BOP, Riser, etc.), existe una emisión descontrolada de gases dentro del piso de perforación de la unidad de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 19” (la abertura se considerara de 20% del diámetro de la tubería, equivalente a 3.8”) y longitud de 607 m, con un flujo de descarga de 40,000 bbl/día (71.24 m³/s de flujo de gas); que, a su vez, la masa de gas inflamable encontraría una fuente de ignición, habría una flama de retroceso y consecuentemente un dardo de fuego. El gas se transporta a 71.1°C y 6,406 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 71.1°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Primero, tenemos que el gas está a 6,406 psi y una temperatura de aproximadamente 71.1°C, entonces, calculamos la densidad del gas a las condiciones dadas con la Ecuación 4):

$$\rho = \frac{Px\bar{M}}{RT} = \frac{(6,406 \text{ psi}) \left(\frac{6894.76 \text{ Pa}}{1 \text{ psi}} \right) \times 21.2 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \left(\frac{1 \text{ Kg}}{1000 \text{ g}} \right)}{8.3144 \frac{\text{m}^3 \text{ Pa}}{\text{K mol}} \times 344.2 \text{ K}} = 327.19 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

- Para el cálculo del flujo másico por 20% del diámetro nominal del Riser (3.8”), sustituimos en la ecuación 3), y tenemos:

$$F_m = 0.6 * 0.007317 \text{ m}^2 \sqrt{327.1 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} * 44'168,000 \text{ Pa} * 1.3 * \left(\frac{2}{1.3 + 1} \right)^{1.3+1/1.3-1}}$$

$$F_m = 435.2 \frac{\text{kg}}{\text{s}}$$

En la Tabla 4.39, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 4.39 Información de entrada escenario 1 (CMP)

Parámetro	Datos de entrada
Flujo	435.2 kg/s
Temperatura de salida del gas	71.1 °C
Diámetro de liberación	3.8 in

Fuente: ERM, 2022.

Escenario 2 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (Radiación térmica – Jet Fire).

Debido a la pérdida de control del pozo (Falla del CAP, BOP, Riser, etc.), existe una emisión descontrolada de gases dentro del piso de perforación de la unidad de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 19” (la abertura se considerara de 100% del diámetro de la tubería) y longitud de 607 m, con un flujo de descarga de 40,000 bbl/día (71.24 m³/s de flujo de gas); que, a su vez, la masa de gas inflamable encontraría una fuente de ignición, habría una flama de retroceso y consecuentemente un dardo de fuego. El gas se transporta a 71.1°C y 6,406 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 71.1°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Primero, tenemos que el gas está a 6,406 psi y una temperatura de aproximadamente 71.1°C, entonces, calculamos la densidad del gas a las condiciones dadas con la Ecuación 4):

$$\rho = \frac{P \times \bar{M}}{RT} = \frac{(6,406 \text{ psi}) \left(\frac{6894.76 \text{ Pa}}{1 \text{ psi}} \right) \times 21.2 \frac{\text{g}}{\text{mol}} \left(\frac{1 \text{ Kg}}{1000 \text{ g}} \right)}{8.3144 \frac{\text{m}^3 \text{ Pa}}{\text{K mol}} \times 344.2 \text{ K}} = 327.19 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$$

- Una vez que se conoce la densidad del gas, se calcula el flujo másico a partir del flujo volumétrico del gas:

$$F_m = F_g \times \rho = 71.2 \frac{\text{m}^3}{\text{s}} \times 327.19 \frac{\text{Kg}}{\text{m}^3} = 23,346.5 \frac{\text{Kg}}{\text{s}}$$

En la Tabla 4.40, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 4.40 Información de entrada escenario 2 (PC).

Parámetro	Datos de entrada
Flujo	23,346.5 kg/s
Temperatura de salida del gas	71.1 °C
Diámetro de liberación	19 in

Fuente: ERM, 2022.

Escenario 3 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (Explosión).

Debido a la pérdida de control del pozo (Falla del CAP, BOP, Riser, etc.), existe una emisión descontrolada de gases dentro del piso de perforación de la unidad de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 19” (la abertura se considerara de 20% del diámetro de la tubería, equivalente a 3.8”) y longitud de 607 m, con un flujo de descarga de 40,000 bbl/día (71.24 m³/s de flujo de gas); la nube de gas inflamable se acumula dentro del piso de perforación y debido a la congestión del área se produce una explosión. El gas inflamable se libera en el piso de perforación y considerando las dimensiones de: 9.1 m de ancho, 36.6 m de largo y 30 m de alto. El gas se transporta a 71.1°C y 6,406 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 71.1°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinarlos parámetros de alimentación:

- En primera instancia, para determinar la masa inflamable se realizan los siguientes cálculos:

1. El Flujo másico para una fuga de 3.8" del diámetro de la tubería se calculó para el escenario 1, el cual corresponde a 435.2 kg/s. Para calcular el Flujo volumétrico del gas se utiliza la densidad calculada en el escenario 1, la cual es igual a 327.19 kg/m³

$$F_v = \frac{F_m}{\rho} = \frac{435.2 \frac{kg}{s}}{327.19 \frac{kg}{m^3}} = 1.33 \frac{m^3}{s}$$

El tiempo de liberación de la nube inflamable se considera igual a 10 segundos, por lo tanto, el volumen inflamable liberado es igual a 13.3 m³.

- Para considerar el volumen que ocupan los equipos dentro del área, y, considerando que este volumen desplazará a la nube inflamable, se restará 15% del volumen total, calculado anteriormente, y se obtuvo un volumen de la nube de 11.3 m³.
2. Para el cálculo de la concentración estequiométrica de la relación combustible/aire de la mezcla, se aplicaron los siguientes supuestos y cálculos:
 - a) El balance estequiométrico de las ecuaciones químicas para la reacción de combustión de los componentes de la mezcla se muestra en la Tabla 4.41

Tabla 4.41 Balance estequiométrico de las reacciones químicas de combustión

Balance de ecuaciones químicas																
1	CH ₄	+	2	O ₂	+	7.5	N ₂	==>	1	CO ₂	+	2	H ₂ O	+	7.5	N ₂
1	C ₂ H ₆	+	3.5	O ₂	+	13.2	N ₂	==>	2	CO ₂	+	3	H ₂ O	+	13.2	N ₂
1	C ₃ H ₈	+	5	O ₂	+	18.8	N ₂	==>	3	CO ₂	+	4	H ₂ O	+	18.8	N ₂
1	C ₄ H ₁₀	+	6.5	O ₂	+	24.5	N ₂	==>	4	CO ₂	+	5	H ₂ O	+	24.5	N ₂
1	C ₅ H ₁₂	+	8	O ₂	+	30.1	N ₂	==>	5	CO ₂	+	6	H ₂ O	+	30.1	N ₂
1	C ₆ H ₁₄	+	9.5	O ₂	+	35.7	N ₂	==>	6	CO ₂	+	7	H ₂ O	+	35.7	N ₂

Fuente: ERM, 2022.

- b) El cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente (f_i) de la mezcla de gases se muestra en la Tabla 4.42

Tabla 4.42 Relación estequiométrica de la mezcla de gases para una reacción de combustión

Combustible	Fórmula	#C	#H	PM (Peso Molecular)	Concentración Estequiométrica combustible/aire (f _i gmolCombustible/gmolAire)
Metano	CH ₄	1	4	16	0.0950
Etano	C ₂ H ₆	2	6	30	0.0566

Combustible	Fórmula	#C	#H	PM (Peso Molecular)	Concentración Estequiométrica combustible/aire (f _{gmolCombustible/gmolAire})
Propano	C ₃ H ₈	3	8	44	0.0403
i-Butano	C ₄ H ₁₀	4	10	58	0.0313
n-Butano	C ₄ H ₁₀	4	10	58	0.0313
i-Pentano	C ₅ H ₁₂	5	12	72	0.0256
n-Pentano	C ₅ H ₁₂	5	12	72	0.0256
n-Hexano	C ₆ H ₁₄	6	14	86	0.0216

Fuente: ERM, 2022.

- c) Las fracciones mol de los componentes de la mezcla de hidrocarburo en estado gas (x_i) pueden consultarse en la Tabla 4.43 la cual es representativa para el Nabté-1EXP

Tabla 4.43 Fracciones molares de la mezcla de hidrocarburo en gas representativa para Nabté-1EXP

Compuesto	Fracción mol del vapor de la mezcla de hidrocarburo (x _i)
Dióxido de carbono	0.00371
Nitrógeno	0.00918
Metano	0.80200
Etano	0.08847
Propano	0.06177
i-Butano	0.00928
n-Butano	0.01689
i-Pentano	0.00928
n-Pentano	0.00405
n-Hexano	0.00400
Total	1

Fuente: Eni, 2022.

- d) Para el cálculo de la fracción estequiométrica combustible/aire de la mezcla; tomamos los resultados del %Mol de la fracción vapor de la mezcla de hidrocarburo (Tabla 4.43); la concentración estequiométrica combustible/aire (Tabla 4.42) sustituimos en la Ecuación 6) y los resultados podemos verlos en la Tabla 4.44.

Tabla 4.44 Relación estequiométrica de la mezcla de gases para una reacción de combustión en Nabté-1EXP

Compuesto	Fracción vapor de la mezcla de hidrocarburo (x _i)	Concentración Estequiométrica combustible/aire (f _i)	Concentración Estequiométrica de cada compuesto en la mezcla (gmol _{Combustible} /gmol _{Aire})
Metano	0.80200	0.0950	0.0762
Etano	0.08847	0.0566	0.0050
Propano	0.06177	0.0403	0.0024
i-Butano	0.00928	0.0313	0.0002
n-Butano	0.01689	0.0313	0.0005
i-Pentano	0.00928	0.0256	0.00023
n-Pentano	0.00405	0.0256	0.00010
n-Hexano	0.00400	0.0216	0.00008
n-Heptano	0.80200	0.0187	0.07620
$\sum x_i f_i$			0.085

Fuente: ERM, 2022.

3. Para el cálculo del volumen inflamable de nube de gases, tomamos la sumatoria de la concentración estequiométrica de cada compuesto en la mezcla, sustituimos en la Ecuación 7), y tenemos:

$$V_{inflamable} = 11.3 \text{ m}^3 \times 0.085 = 0.96 \text{ m}^3$$

4. Por otra parte, es necesario conocer el peso molecular promedio de la mezcla para calcular la masa inflamable; para esto, sustituimos los pesos moleculares y el %mol de la fase vapor (x_i) en la ecuación 8). Los resultados pueden verse en la Tabla 4.45

Tabla 4.45 Cálculo del peso molecular de la mezcla de gases Nabté-1EXP

Compuesto	Fracción mol del vapor de la mezcla de hidrocarburo (x_i)	Peso Molecular del compuesto (PM en g/gmol)	$\sum x_i PM$
Dióxido de carbono	0.00371	44.01	0.040
Nitrógeno	0.00917	28.01	0.227
Metano	0.80200	16.04	10.081
Etano	0.08847	30.07	4.340
Propano	0.06177	44.10	5.011
i-Butano	0.00928	58.12	0.888
n-Butano	0.01689	58.12	2.537
i-Pentano	0.00928	72.15	1.010
n-Pentano	0.00405	72.15	1.056
n-Hexano	0.00400	84.00	0.951
Peso molecular de la mezcla			21.27

Fuente: ERM, 2022.

5. Por último, para el cálculo de la masa inflamable, sustituimos el volumen del compuesto inflamable y el peso molecular de la fase vapor del hidrocarburo en la Ecuación 9) y tenemos:

$$m_{\text{inflamable}} = \frac{44,163,000 Pa \times 21.27 \frac{g}{mol} \times 0.96 m^3}{344.2 K \times 8.314 \frac{J}{molK} \times 1,000 \frac{g}{kg}} = 315.1 kg$$

Por lo tanto, la masa inflamable que será consumida durante la explosión es de 315.1 kg.

En la Tabla 4.46, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 4.46 Información de entrada escenario 3 (CMP)

Parámetro	Entrada
Masa inflamable de la nube	315.1 kg
Número Mach	0.66
Distancia mínima	0 m
Distancia máxima (largo total de la MODU)	102 m
Espaciado	5 m

Fuente: ERM, 2022.

Escenario 4 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (Explosión).

Debido a la pérdida de control del pozo (Falla del CAP, BOP, Riser, etc.), existe una emisión descontrolada de gases dentro del piso de perforación de la unidad de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 19" (la abertura se considerara de 100% del diámetro de la tubería) y longitud de 607 m, con un flujo de descarga de 40,000 bbl/día (71.24 m³/s de flujo de gas); la nube de gas inflamable se acumula dentro del piso de perforación y debido a la congestión del área se produce una explosión. El gas inflamable se libera en el piso de perforación y considerando las dimensiones de: 9.1 m de ancho, 36.6 m de largo y 30 m de alto. El gas se transporta a 71.1°C y 6,406 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 71.1°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinarlos parámetros de alimentación:

- En primera instancia, para determinar la masa inflamable se realizan los siguientes cálculos:
1. El flujo volumétrico de gas para una fuga de 19" del diámetro de la tubería corresponde a 71.24 m³/s. El tiempo de liberación de la nube inflamable se considera igual a 10 segundos

$$V = 71.2 \frac{m^3}{s} \times 10 s = 712 m^3$$

- Para considerar el volumen que ocupan los equipos dentro del área, y, considerando que este volumen desplazará a la nube inflamable, se restará 15% del volumen total, calculado anteriormente, y se obtuvo un volumen de la nube de 605.2 m³.
2. Para el cálculo de la concentración estequiométrica de la relación combustible/aire de la mezcla, se aplicaron los siguientes supuestos y cálculos:
 - a) El balance estequiométrico de las ecuaciones químicas para la reacción de combustión de los componentes de la mezcla se muestra en la Tabla 4.41.
 - b) El cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente (fi) de la mezcla de gases se muestra en la Tabla 4.42.
 - c) Las fracciones mol de los componentes del gas (xi) pueden consultarse en la Tabla 4.43.
 - d) Para el cálculo de la fracción estequiométrica combustible/aire de la mezcla; tomamos los %Mol de la fracción vapor del gas (Tabla 4.43); la concentración estequiométrica combustible/aire (Tabla 4.42) sustituimos en la Ecuación 6) y los resultados podemos verlos en la Tabla 4.44.
 3. Para el cálculo del volumen inflamable de nube de gases, tomamos la sumatoria de la concentración estequiométrica de cada compuesto en la mezcla, sustituimos en la Ecuación 7), y tenemos:

$$V_{inflamable} = 605.2 \times 0.085 = 51.44 m^3$$

4. Por otra parte, es necesario conocer el peso molecular promedio de la mezcla para calcular la masa inflamable; para esto, sustituimos los pesos moleculares y el %mol de la fase vapor (xi) en la ecuación 8). Los resultados pueden verse en la Tabla 4.45.
5. Por último, para el cálculo de la masa inflamable, sustituimos el volumen del compuesto inflamable y el peso molecular del gas en la Ecuación 9) y tenemos:

$$m_{inflammable} = \frac{44,163,000 Pa \times 21.27 \frac{g}{mol} \times 51.44 m^3}{344.2 K \times 8.314 \frac{J}{molK} \times 1,000 \frac{g}{kg}} = 16,873 kg$$

Por lo tanto, la masa inflamable que será consumida durante la explosión es de 16,873 kg.

En la Tabla 4.46, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 4.47 Información de entrada escenario 4 (PC)

Parámetro	Entrada
Masa inflamable de la nube	16,873 kg
Número Mach	0.66
Distancia mínima	0 m
Distancia máxima (largo total de la instalación)	102 m
Espaciado	5 m

Fuente: ERM, 2022.

4.1.5.4 Escenarios de modelación derrame de hidrocarburo en mar

Esta sección tiene como objetivo analizar las consecuencias 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 descrito anteriormente (ver Tabla 4.25). Y fue seleccionado para ser modelado considerando que se trata del escenario con un mayor impacto (mayor severidad).

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 blow-out se han tomado dos escenarios diferentes:

- **Duración de blow-out igual a 10 días.** Según las estadísticas de Eni (para pozos de exploración, evaluación) después de 10 días el pozo colapsa y el flujo se detiene. En este escenario de 10 días, el pozo está en etapa de perforación y las paredes del pozo colapsarían como consecuencia del caudal de fluidos en agujero descubierto y el flujo se detiene de forma natural.
- **Duración de Blow-out igual a 55 días.** Para este caso se considera se considera el tiempo extremo en donde es necesario la construcción de un pozo de alivio, para controlar el derrame.

Los principales conjuntos de datos utilizados en este estudio de modelización son las corrientes oceánicas, la temperatura y la salinidad del agua y la velocidad del viento (velocidad y dirección) durante el período de estudio de cinco años (2013 a 2017). También se recogieron datos variables en el tiempo de 2018 para las simulaciones de reventones en la última parte de 2017 que continúan

en 2018. Teniendo en cuenta el clima de México y del Golfo de México, se seleccionaron tres estaciones para evaluar los impactos de los derrames de petróleo en este estudio. Son las siguientes.

- Temporada anticiclónica: de noviembre a febrero
- Estación seca: de marzo a mayo
- Temporada de lluvias: de junio a octubre

Para el Escenario 1, las simulaciones de descarga se examinaron para tres estaciones (estación anticiclónica: de noviembre a febrero; estación seca: de marzo a mayo; y estación lluviosa: de junio a octubre) con el fin de proporcionar un análisis de los posibles impactos estacionales. Por otro lado, para el escenario 2, las ejecuciones no se dividieron en varias estaciones como en el escenario 1, ya que el periodo de simulación es más largo que las estaciones específicas y, por tanto, no puede pertenecer a ningún periodo concreto

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.

Diseño de escenario

Se evaluó un escenario de derrame simulando un reventón de pozo liberando hidrocarburo en las costas del Golfo de México, con el objeto de predecir impactos potenciales en el medio ambiente. El modelo simuló la liberación de 40,000 sbpd de hidrocarburo en el fondo del Golfo de México con una duración de la liberación de 10 y 55 días, con un volumen total de 400,000 barriles y 2,200,000 barriles respectivamente. Para ambos casos se siguió la trayectoria del derrame por 14 días adicionales, sumando en total 24 y 69 días.

Para el análisis probabilístico, cubriendo un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas, se realizaron un total de 120 iteraciones (50 para la temporada lluviosa, 40 para la temporada de frentes fríos anticiclónicos y 30 para la temporada seca). Dichas simulaciones se llevaron a cabo para el AC28 cubriendo 5 años de información hidrodinámica y meteorológica (desde el 1 de junio del 2009 hasta el 31 de mayo del 2014) con dos (2) simulaciones cada mes.

Para el trabajo de modelación del AC28, el hidrocarburo se dividió en varias clases de los principales componentes a fin de que el destino de cada clase se pueda calcular 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.

Para el hidrocarburo mediano, la gravedad específica del American Petroleum Institute (API por sus siglas en inglés) es de 37.5° (0.8373 kg/L) y una viscosidad dinámica de 1.5 centipoise (cP). Las propiedades del hidrocarburo mediano fueron simplificadas en los siguientes ocho grupos:

Monoaromáticos (MAH por sus siglas en inglés)

- C4-C5;
- C6-C7 ciclo alcanos;
- iC5-C6
- C7-C8;
- C9-C10;
- C11-C17; y
- C18-C40 (+residuos pesados)

En la Tabla 2.4, se presentan las características y las proporciones en masa de los componentes de la mezcla de hidrocarburo usados en el modelo de derrame COSIM.

Al mismo tiempo, se construyó una cuadrícula de derrame de hidrocarburo de 700 por 600 celdas con un tamaño de 1,500 m por 1,500 m para cubrir un área de aproximadamente 1,050 km por 900 km en las direcciones este-oeste y norte-sur, respectivamente. Se clasificó cada celda de la cuadrícula como tierra, agua o costa. Las partículas que representan al hidrocarburo solo pueden moverse en celdas de agua.

Cada cuadrícula de agua tiene un valor de profundidad asignado. Se volvió a dividir las celdas de costa de la cuadrícula, que actúan como barrera entre las celdas de agua y las de tierra, en una sub-cuadrícula de 100 m por 100 m con celdas de 15 m por 5 m en las direcciones este-oeste y norte-sur, respectivamente para permitir una delineación refinada de la costa. Se produce la deposición de hidrocarburo en la costa, cuando una partícula modelada entra en contacto con una celda de la misma. La cuadrícula del derrame de hidrocarburo, con un recuadro de la sub-cuadrícula de la costa, se muestra en la Figura 4.3.

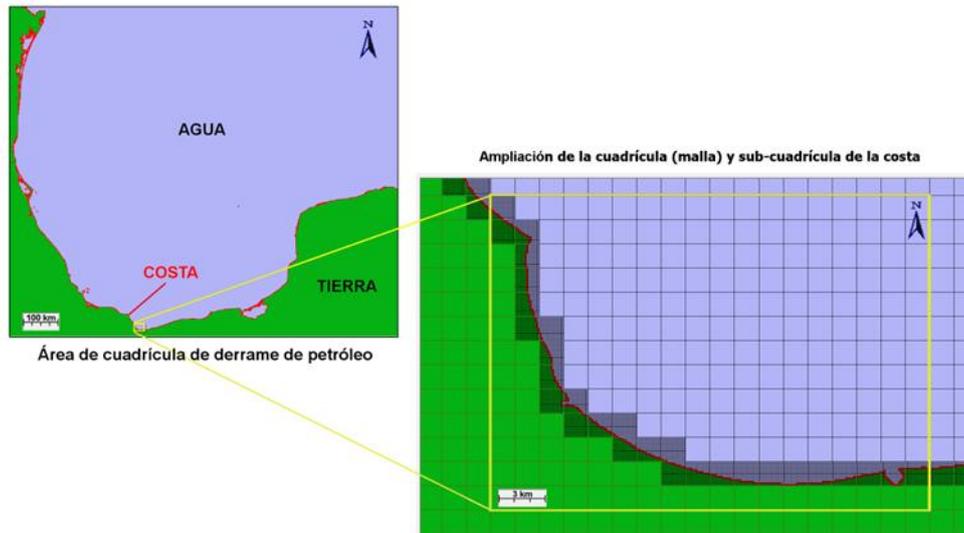


Figura 4.3 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa

Enfoque general

El estudio de modelación se llevó a cabo utilizando un conjunto de datos que incluyeron mapas de línea costera, batimetría, información meteorológica e hidrodinámica usada para caracterizar el movimiento de las aguas del Golfo de México (GdM). Las simulaciones realizadas fueron usadas para predecir la extensión espacial del hidrocarburo derramado el caso de Superficie Máxima Cubierta de Hidrocarburo, que es el de mayor preocupación para los encargados de responder ante dichos eventos.

Este caso se simuló bajo tres temporadas meteoceánicas que se presenta 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). Este caso y las condiciones meteoceánicas se consideraron para simular un derrame promedio de 40,000 barriles por día (sbpd) de hidrocarburo con una duración de la liberación de 55 días (con un volumen total de 2,200,000 barriles). Para una liberación de 10 días el volumen total liberado sería de 400,000 barriles.

Duración estimada del derrame

La duración del derrame se estableció tomando en cuenta varios factores críticos, siendo el principal la movilización de equipo específico ubicado en Estados Unidos. Otros factores críticos tomados en cuenta para la duración fueron la evacuación del personal y la movilización de equipos de control de derrame, la selección del equipo a utilizar y la puesta en marcha plan de respuesta adecuado para la situación. La referencia para la duración del reventón es la NTL No. 2015-N01 y NTL No. 2010-N06 de US BOEM (Bureau of Ocean Energy Management) después del derrame del pozo Macondo en el Golfo de México, y las lecciones aprendidas de dicho evento; considerando el tiempo que necesita para movilizar el equipo de emergencia más el tiempo para perforar un pozo de alivio, cómo peor caso.

Los 10 días indicados para esta modelación considera las estadísticas de Eni (para pozos de exploración, evaluación) en donde después de 10 días el pozo colapsa y el flujo se detiene. En este escenario de 10 días, el pozo está en etapa de perforación y las paredes del pozo colapsarían como consecuencia del caudal de fluidos en agujero descubierto y el flujo se detiene de forma natural.

Los 55 días indicados para la modelación de derrame consideran que se genera el blow-out cuando en el pozo ha finalizado la perforación, los revestidores están colocados y cementados, fallan los

dispositivos anti-reventones y no se tiene acceso a la plataforma de perforación con la siguiente línea de tiempo:

- 10 días – Tiempo para movilizar, instalar y asegurar una nueva plataforma de perforación,
- 40 días - Perforación de pozo de alivio, y
- 5 días – Tiempo necesario para matar el pozo generador del blow-out desde el pozo de alivio.

Estimación de flujo de descarga

Para la estimación de flujo de descarga se utilizó un estudio de evaluación de reventón de pozo realizado por Eni previamente respecto al AC28. A partir de este se obtuvieron los datos para el flujo de descarga del peor escenario posible. A continuación, se presentan los resultados del estudio de evaluación de pozo realizado previamente para la estimación de flujo de descarga.

Para los datos geométricos del pozo (profundidad y diámetros) se utilizó el esquema de pozo presentado en la sección 1.3 y se resumen en la Tabla 4.48.

Tabla 4.48 Datos geométricos principales aplicable al pozo Nabté-1EXP y Nacom-1EXP

Tubería de Revestimiento	ND (pulgada)	ID (pulgada)	OD (pulgada)	Profundidad (m)	
				MD	TVD
Conductor	34	34	36	715	89
Superficial	18.5	18.5	20	1,300	674
Intermedia 1	14.68	14.68	16	1,950	1,324
Intermedia 2	12 3/8	12 3/8	13 5/8	2,500	1,874
Corta	8.53	8.53	9 7/8	3,644	3,500
Agujero descubierto	8 1/2	8 1/2	8 1/2	4,760	4,425

Fuente: Eni, 2022.

ND: Diámetro Nominal

ID: Diámetro interno

OD: Diámetro Externo

MD: Profundidad Medida

TVD: Profundidad Vertical Real

Los datos termodinámicos para los pozos (Nabté-1EXP y Nacom-1EXP) se presentan en la Tabla 4.49 y en la Tabla 4.50. Desde el punto de vista de las sustancias tóxicas, no se prevén H₂S ni CO₂ en las formaciones.

Tabla 4.49 Datos termodinámicos y de frontera en términos de rangos de variaciones para el pozo Nabté-1EXP

Parámetro	Rango de Valor		Unidad
Formación geológica de la reserva	Plioceno inferior	Mioceno Inferior	-
Tipo de reventón	Submarino/ atmosférico	Submarino /atmosférico	-
Ubicación de Reventón	Costa afuera	Costa afuera	-
Duración reventón	55	55	Días
Profundidad del Agua	601	601	m
Temperatura del yacimiento	71	98	°C
Presión estática	450.39	723.15	Kg/cm ²
Presión estática DATUM	1960	2600	m bajo el nivel del mar
Gravedad Hidrocarburo	40	40	°API
G.O.R.	968	1,270	Sm ³ /m ³
Contenido de gas H ₂ S en superficie	0	0	ppm

Fuente: Eni, 2022.

G.O.R: Proporción de gas y aceite

Tabla 4.50 Datos termodinámicos y de frontera en términos de rangos de variaciones para el pozo Nacóm-1EXP

Parámetro	Rango de Valor	Unidad
Formación geológica de la reserva	LM10	-
Tipo de reventón	Submarino/ atmosférico	-
Ubicación de Reventón	Costa afuera	-
Duración reventón	55	Días
Profundidad del Agua	601	m
Gravedad Hidrocarburo	40	°API
G.O.R.	896	Sm ³ /m ³
Contenido de gas H ₂ S en superficie	0	ppm

Fuente: Eni, 2022.

G.O.R: *Proporción de gas y aceite*

A partir de estos resultados el índice de flujo esperado de hidrocarburo liberado del WCD atmosférico para el caso más desfavorable (mayor flujo) es de aproximadamente 40,000 barriles día. Por lo tanto, para los propósitos de la simulación se procedió a utilizar el valor de 40,000 barriles día. Este valor, aunque está asociado al pozo Nabté-1EXP, se consideró como representativo para el AC28, tal como se describe a continuación.

Criterios generales de modelación

La modelación de los peores casos busca evaluar lo siguiente:

- La trayectoria del derrame;
- El espesor de las capas oleosas superficiales;
- El tiempo que le tomará a la mancha de hidrocarburo en llegar a diferentes ubicaciones; y
- La magnitud de las concentraciones de los componentes de hidrocarburos aromáticos en la fase disuelta (HAD) del hidrocarburo.

En la Tabla 4.51 y en la Tabla 4.52, se presentan un resumen de los diferentes peores casos y temporadas del año simuladas, respectivamente para el AC28. La ubicación del pozo de exploración que fue utilizado con efectos de modelación fue el Nabté-1EXP, por ser el más cercano a las costas mexicanas y por tanto en caso de un potencial derrame el pozo el que tendría mayores consecuencias.

Tabla 4.51 Escenarios y casos simulados

Peor caso	Pozo	Coordenada Decimal Longitud (O)	Coordenada Decimal Latitud (N)	Profundidad de la liberación (m)
Blowout (hidrocarburo)	Área Contractual No. 28	-344590	2080181	607

Fuente: ERM, 2022.

Tabla 4.52 Temporadas del año simuladas

Número	Temporada	Meses
1	Seca	marzo a mayo
2	Lluvias	junio a octubre
3	Frentes fríos anticiclónicos	noviembre a febrero

Fuente: ERM, 2022.

4.1.5.5 Resultados de las Modelaciones de Fuego y Explosión

Como resultado de la evaluación de consecuencias realizada para la determinación de zonas de daño a equipos, alto riesgo y amortiguamiento el pozo Nabté-1EXP, se presentan los radios de las áreas de afectación por la generación de los escenarios, causados por un evento de Reventón de Pozo (Blow Out Superficial) en la Tabla 4.53.

Las hojas de resultados para los escenarios de simulación pueden encontrarse en el **Anexo 8**.

Tabla 4.53 Radios potenciales de afectación de Radiación Térmica y Ondas de Sobrepresión para el pozo Nabté-1EXP

No. De Escenario	Descripción del escenario	Radios de afectación (m)					
		Radiación térmica			Ondas de sobrepresión		
		12.5 a 37.5 kW/m ² a)	5.0 kW/m ² b)	1.4 kW/m ² c)	3 a 10 psi a)	1.0 psi b)	0.5 psi c)
1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial)– (Radiación Térmica – Jet Fire) CMP.	20.4 m a 22.8 Kw/m ²	59.0	102.0	N/A	N/A	N/A
2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) – (Radiación Térmica – Jet Fire) PC.	85.7 m a 19.5 Kw/m ²	250.0	431.6	N/A	N/A	N/A
3	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial). (Explosión) CMP.	N/A	N/A	N/A	10 m a 8.8 psi	182.8	335.6
4	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial). (Explosión) PC.	N/A	N/A	N/A	40.8 m a 8.8 psi	689.2	1,265.0

Notas:

a) Zona de alto riesgo por daño a equipos;

b) Zona de alto riesgo;

c) Zona de amortiguamiento;

N/A No aplica;

Los valores presentados para la zona de alto riesgo por daño a equipos son las distancias viento abajo de los máximos índices de radiación térmica y ondas de sobrepresión provenientes de los resultados obtenidos por el software, disponibles en el Anexo 8 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación.

4.1.5.6 Resultados de la Modelación de Escenarios

De la Tabla 4.54 a la Tabla 4.56, se presentan los resultados de los dos blowouts simulados, reventón de 10 y de 55 días, con una descarga promedio de 40,000 barriles/día. Para esto, se analizaron tres peores escenarios (Worst Cases, WC) o trayectorias potenciales de cada derrame.

En la Tabla 4.54, se presentan los resultados del criterio 1, mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua, la cual incluye:

- Zona en la que el grosor del hidrocarburo superficial es superior a 1.0 µm, pero inferior a 10.0 µm, es decir, umbral de exposición moderada del hidrocarburo.
- Zona en la que el espesor del hidrocarburo superficial es superior a 10.0 µm, es decir, umbral de exposición alto de aceite superficial.
- Zona en la que la concentración de hidrocarburos aromáticos disueltos (DAH) es superior a 5 ppb, umbral de efectos acuáticos agudos para la biota.

En la Tabla 4.55, se presentan los resultados del criterio 2, mayor masa de hidrocarburo en las costas, se presentan la cantidad potencial máxima de hidrocarburo que puede ser depositada en la costa, así como la longitud máxima de las costas que pueden ser potencialmente afectadas para los derrames de 10 y 55 días.

En la Tabla 4.56, se presentan los resultados del criterio 3, tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera, se presentan los resultados del tiempo potencial mínimo en impactar la costa (deposición del hidrocarburo en la costa) para ambos derrames.

Tabla 4.54 Resultados del Modelo – Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua

Escenario Blow Out	Temporada	Área superficial cubierta por encima de 1µm (km ²)	Área superficial cubierta por encima de 10µm (km ²)	Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb (km ²)
10 Días	Temporada anticiclónica (noviembre a febrero)	129,200	7,292	35,082
	Temporada Seca (marzo a mayo)	82,474	8,109	45,380
	Temporada lluviosa (junio a octubre)	95,256	200	40,041
55 Días	Anual	638,078	214,540	139,921

Fuente: ERM, 2022.

km²: kilómetros cuadrados;

µm: micrómetros;

HAD: Hidrocarburos Aromáticos Disueltos

Tabla 4.55 Resultados del Modelo – Mayor masa de hidrocarburo en las costas

Escenario Blow Out	Temporada	Mayor cantidad de masa de hidrocarburos en la costa > 100 g/m ² - Longitud de la costa (km)
10 Días	Temporada anticiclónica (noviembre a febrero)	255
	Temporada Seca (marzo a mayo)	169
	Temporada lluviosa (junio a octubre)	336
55 Días	Anual	2,113

Fuente: ERM, 2022.

Tabla 4.56 Resultados del Modelo – Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera

Escenario Blow Out	Temporada	Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera (días)	Probabilidad de contacto de la costa con el hidrocarburo
10 Días	Temporada anticiclónica (noviembre a febrero)	4.5	92.5%
	Temporada Seca (marzo a mayo)	3.5	93.3%
	Temporada lluviosa (junio a octubre)	3	98.0%
55 Días	Anual	2.75	100%

Fuente: ERM, 2022.

MT: Toneladas métricas

km: kilómetros;

Los planos de afectación para ambos derrames, 10 y 55 días, y los correspondientes WC para cada uno, se presentan en la siguiente sección y en el **Anexo 9**.

El resumen de resultados se presenta a continuación.

- Duración de blow-out igual a 10 días:
 - La mayor área de hidrocarburo potencial se presenta en la temporada anticiclónica (129,200 km²), mientras la menor en temporada seca (82,474 km²).
 - La mayor deposición potencial de masa de hidrocarburo en las costas se presenta en la temporada lluviosa, mientras que la menor masa de hidrocarburo potencial en las costas es en temporada seca.
 - El tiempo potencial menor para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera corresponde a la temporada lluviosa (3 días), mientras que en el tiempo mayor corresponde a la temporada anticiclónica (4.5 días)
- Duración de blow-out igual a 55 días:
 - La mayor área de hidrocarburo es de 638,078 km².
 - El tiempo potencial menor para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera es de 2.75 días.

5. REPRESENTACIÓN EN PLANOS DE LOS RADIOS POTENCIALES DE AFECTACIÓN

5.1 Planos de afectación de análisis de fuego y explosión

En esta sección se presentan los radios de afectación para los Peores Casos, de los escenarios derivados del evento de Reventón de Pozo (Blow Out Superficial), para el pozo Nabté-1EXP e identificar la potencial afectación hacia el medio ambiente, el personal y las instalaciones dentro del AC, Figura 5.1 y la Figura 5.2.

Debe resaltarse, que, para el caso de los resultados obtenidos para los escenarios catastróficos, aunque la consecuencia de los mismo es mayor que la arrojada por los CMP, la probabilidad de ocurrencia es muy baja, de acuerdo con la jerarquización realizada durante la identificación de peligros. Los resultados mostrados en las figuras posteriores serán analizados en la sección 6.1. Por último, el informe completo de la cartografía con los radios potenciales afectación pueden encontrarse en el **Anexo 10**.

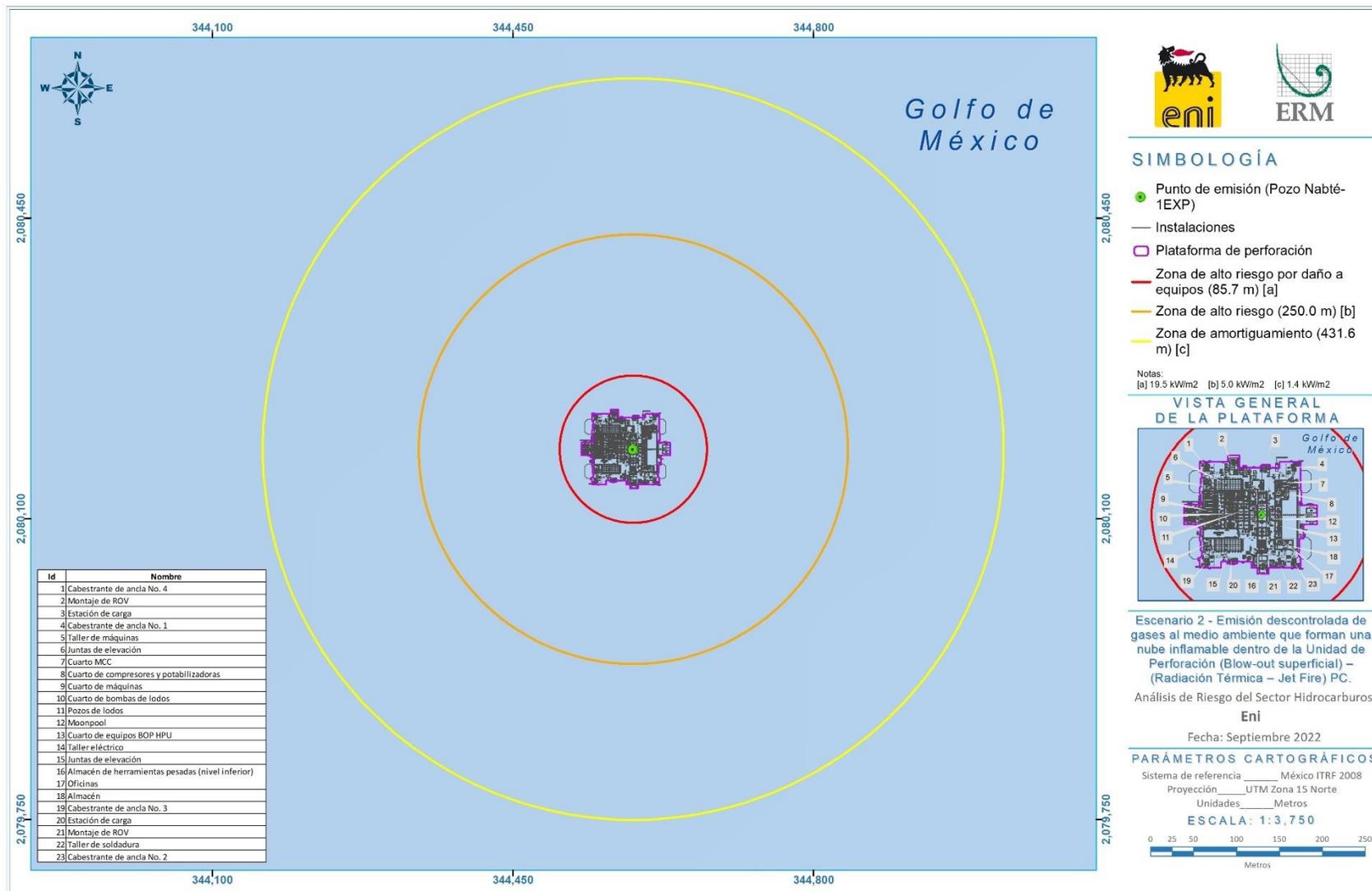


Figura 5.1 Escenario 2 (PC). Plano de radio de afectación por emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) en el pozo Nabté-1EXP (Radiación térmica – Jet Fire)

Fuente: PHAST, 2022; ERM, 2022.

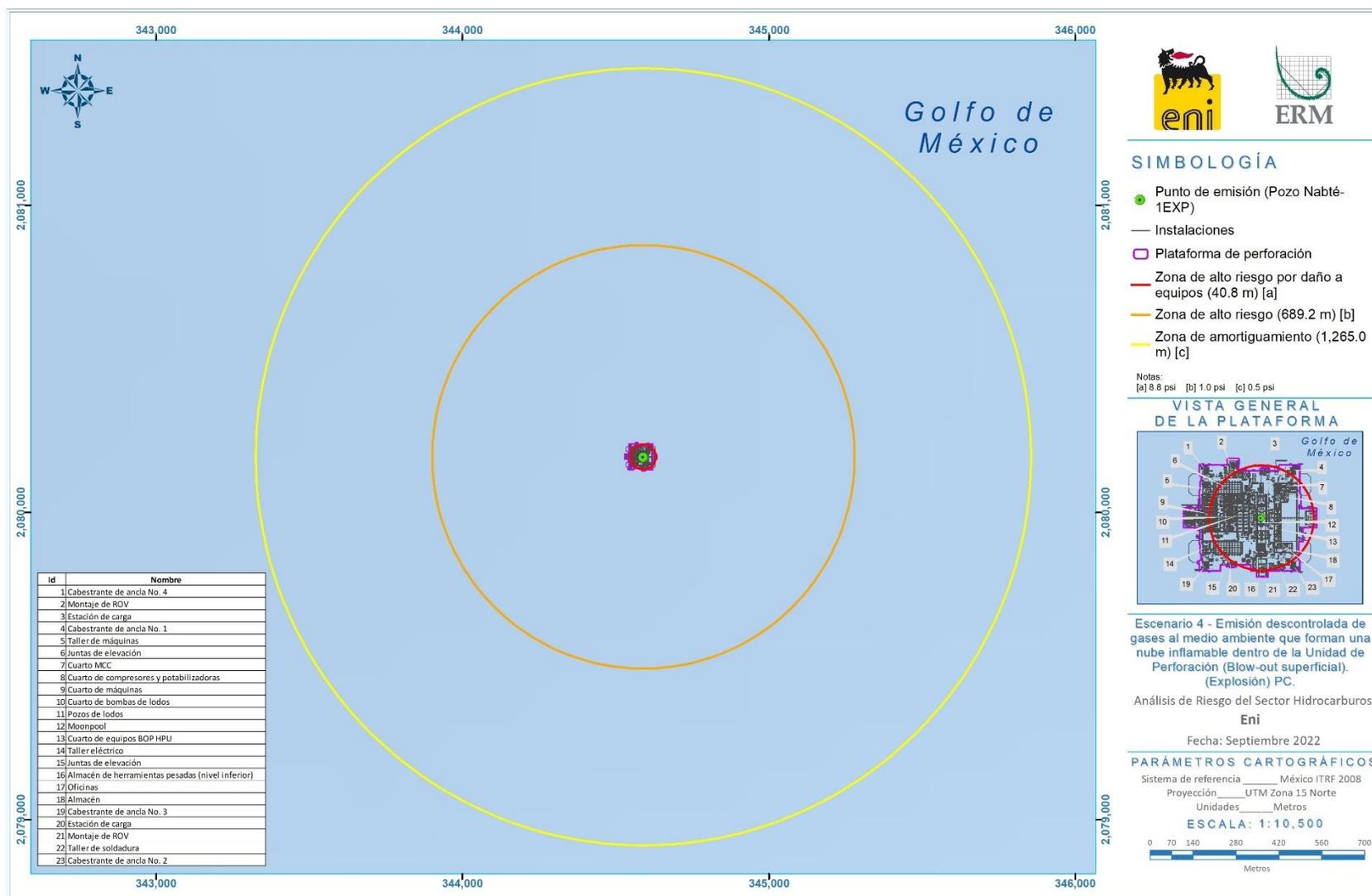


Figura 5.2 Escenario 4 (PC). Plano de radio de afectación por emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) en el pozo Nabté-1EXP (Explosión)

Fuente: PHAST, 2022; ERM, 2022.

5.2 Planos de afectación de análisis del derrame de hidrocarburo en mar

En las siguientes figuras se presentan probabilidades de distribución de hidrocarburo en el Golfo de México, tomando en cuenta que el evento haya ocurrido. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, como se puede observar en la Tabla 4.11, la frecuencia con la que se categorizó el evento de “pérdida de la integridad de pozo” es de 10^{-6} a 10^{-4} ocurrencias al año.

5.2.1 Escenario 5- Blowout con duración de derrame igual a 10 días

El escenario de reventón de pozo para la instalación simula la pérdida continua de hidrocarburo del yacimiento durante 10 días desde el fondo marino. En el escenario 5, la tasa de liberación en Nabte-1EXP fue de $0.074 \text{ m}^3/\text{s}$ (40,000 bbl/día). Las simulaciones continuaron durante otros 14 días después del final de la liberación, para un total de 24 días. El modelo se ejecutó 120 veces (los días 1 y 15 de cada mes) para simular las liberaciones desde enero de 2013 hasta diciembre de 2017.

De la Figura 5.3 a la Figura 5.5, se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica ($>1.0 \mu\text{m}$) durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos, la temporada seca y temporada lluviosa respectivamente para el escenario con duración del derrame de 10 días. En estas figuras se puede apreciar las áreas que tienen una mayor probabilidad de impacto debido al derrame.

De la Figura 5.6 a la Figura 5.8, se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en las zonas costeras durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos, la temporada seca y temporada lluviosa respectivamente para el escenario con duración del derrame de 10 días. En estas figuras se puede apreciar el área de mayor probabilidad de impacto de las zonas costeras cercanas al AC28 que podrían resultar afectadas.

Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, como se puede observar en la Tabla 4.11, la frecuencia con la que se categorizó el evento de “pérdida de la integridad de pozo” es de 10^{-6} a 10^{-4} ocurrencias al año.

De la Figura 5.9 a la Figura 5.12, se muestran las trayectorias de los peores casos identificados, para cada criterio analizado, considerando las temporadas para el escenario de derrame de 10 días:

- Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua (Tabla 4.54)
- Mayor masa de hidrocarburo en las costas (Tabla 4.55)
- Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera (Tabla 4.56)

En esta sección solo se presentan los planos que se consideraron los casos más representativos, los planos de resultados de las trayectorias restantes de cada WC para cada temporada se encuentran disponibles en el **Anexo 9**.

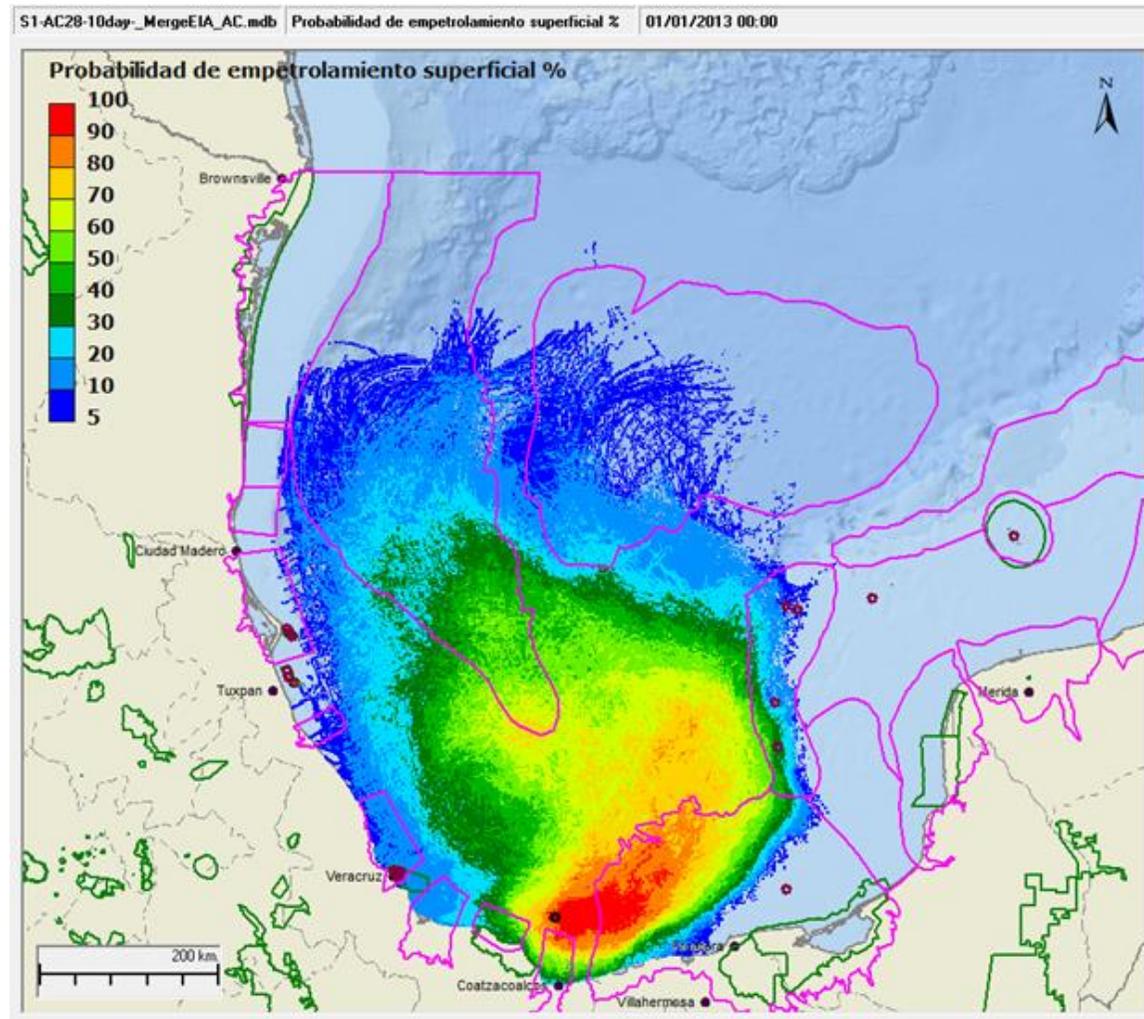


Figura 5.3 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie (>1.0 µm), temporada frentes fríos anticiclónicos

Fuente: ERM, 2022.

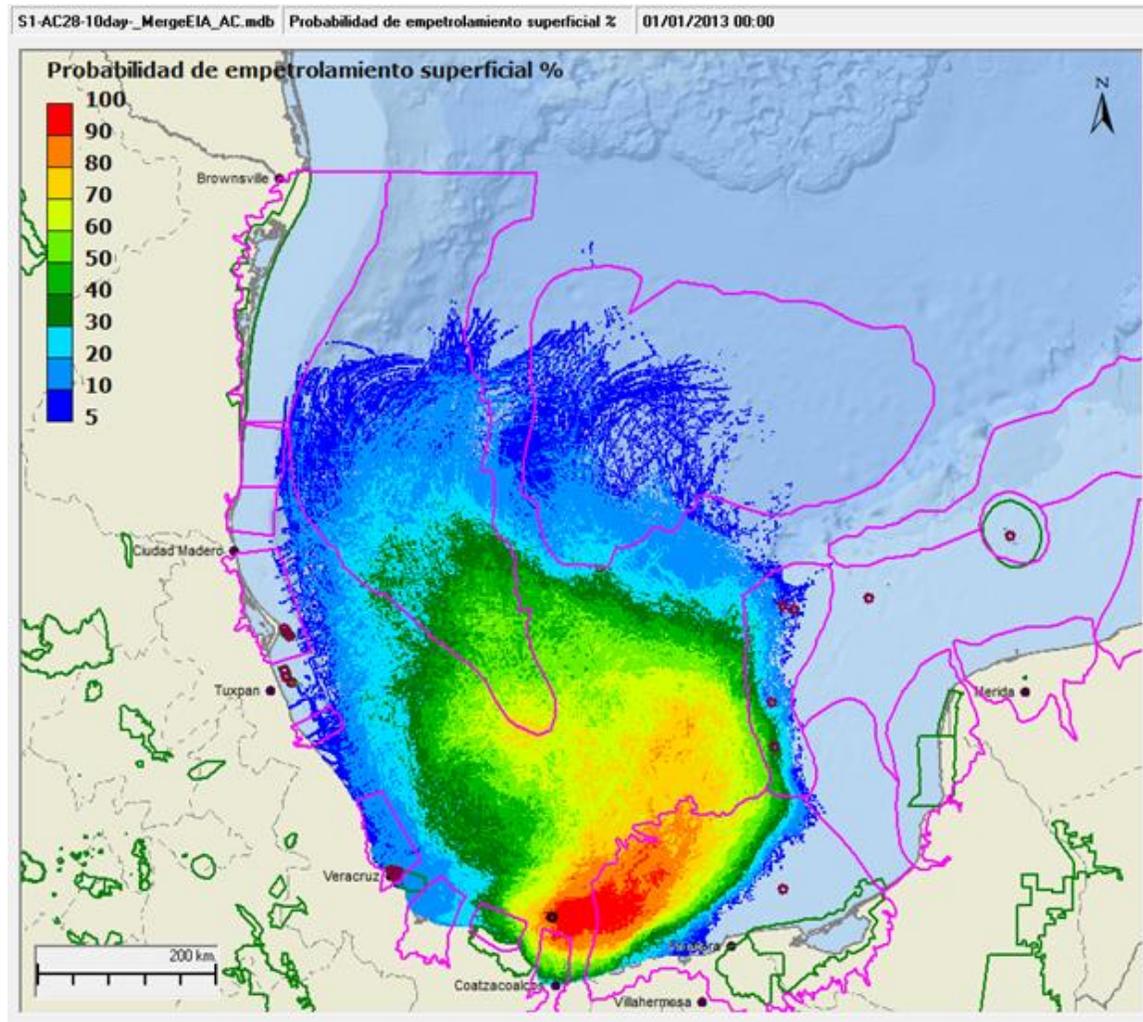


Figura 5.4 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie (>1.0 µm), temporada seca

Fuente: ERM, 2022.

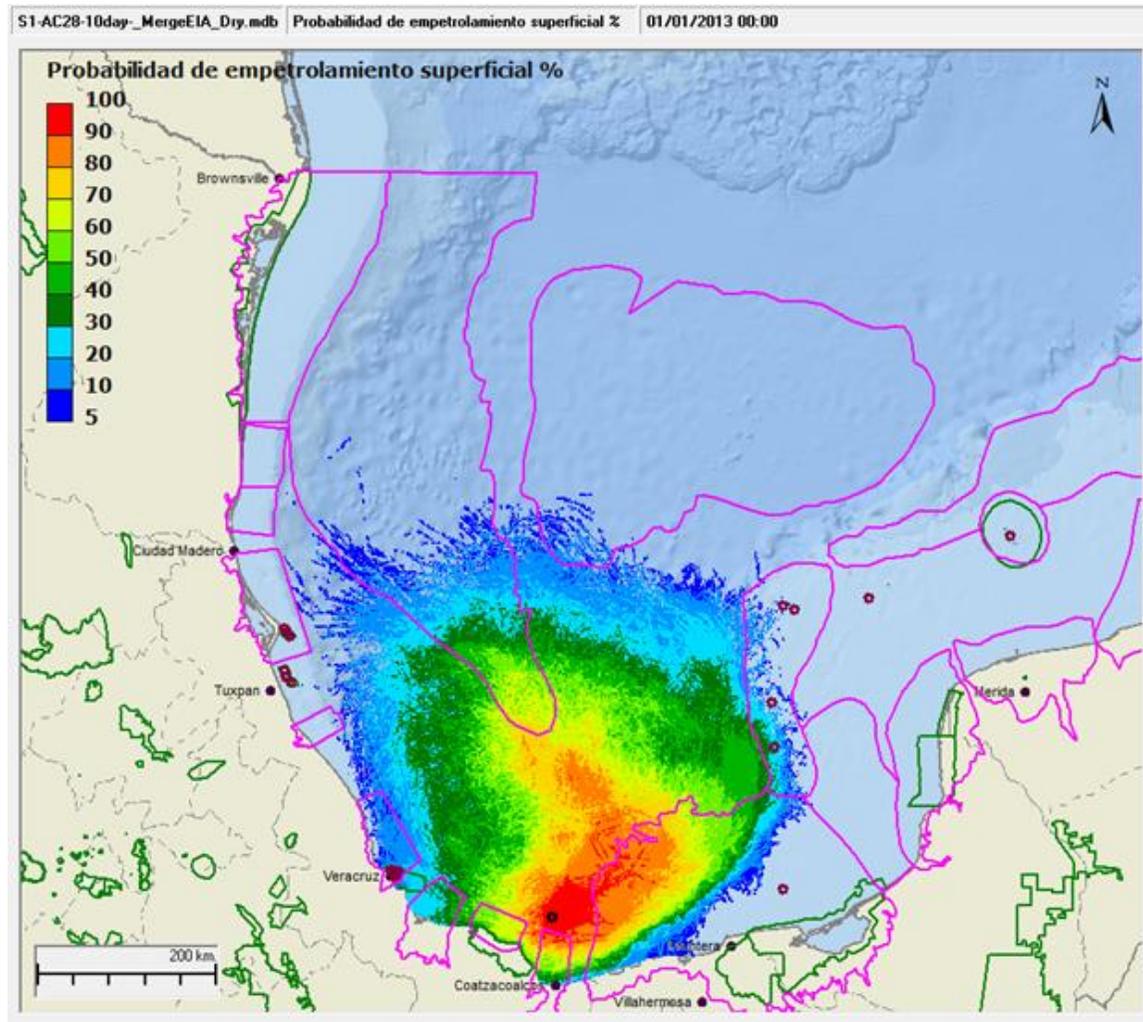


Figura 5.5 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie (>1.0 µm), temporada lluviosa

Fuente: ERM, 2022.

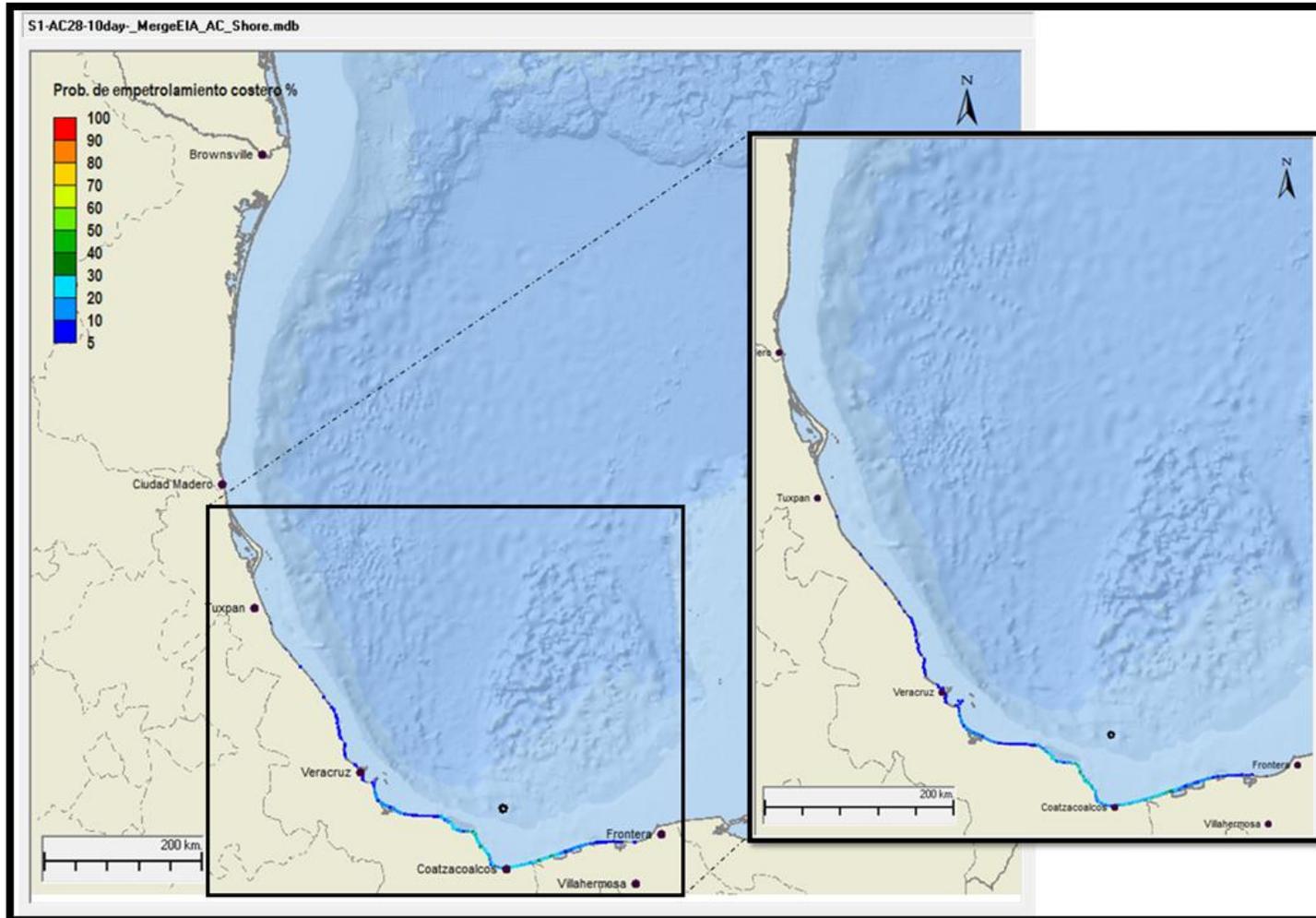


Figura 5.6 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa, temporada frentes fríos anticiclónicos

Fuente: ERM, 2022.

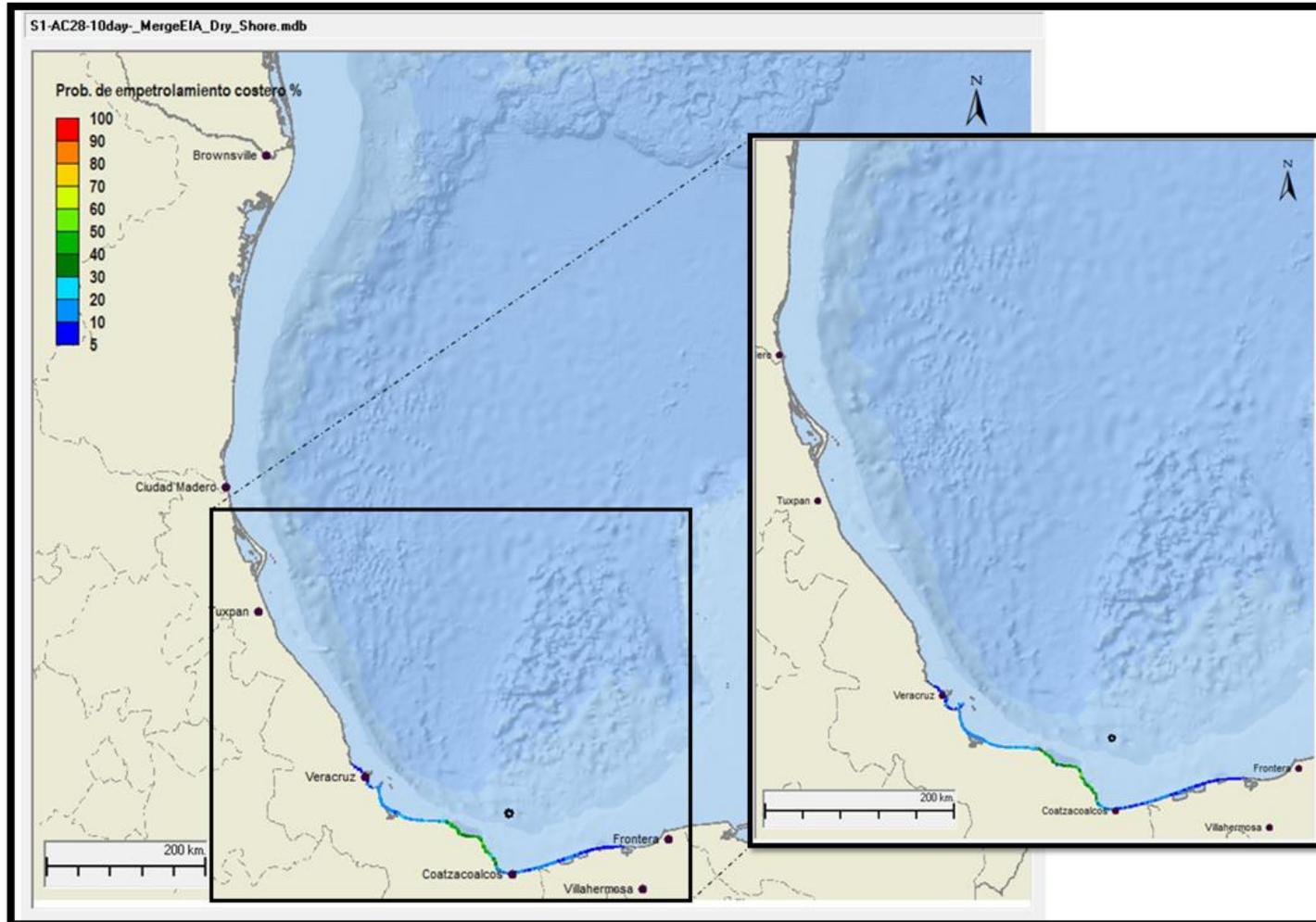


Figura 5.7 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa, temporada seca

Fuente: ERM, 2022.

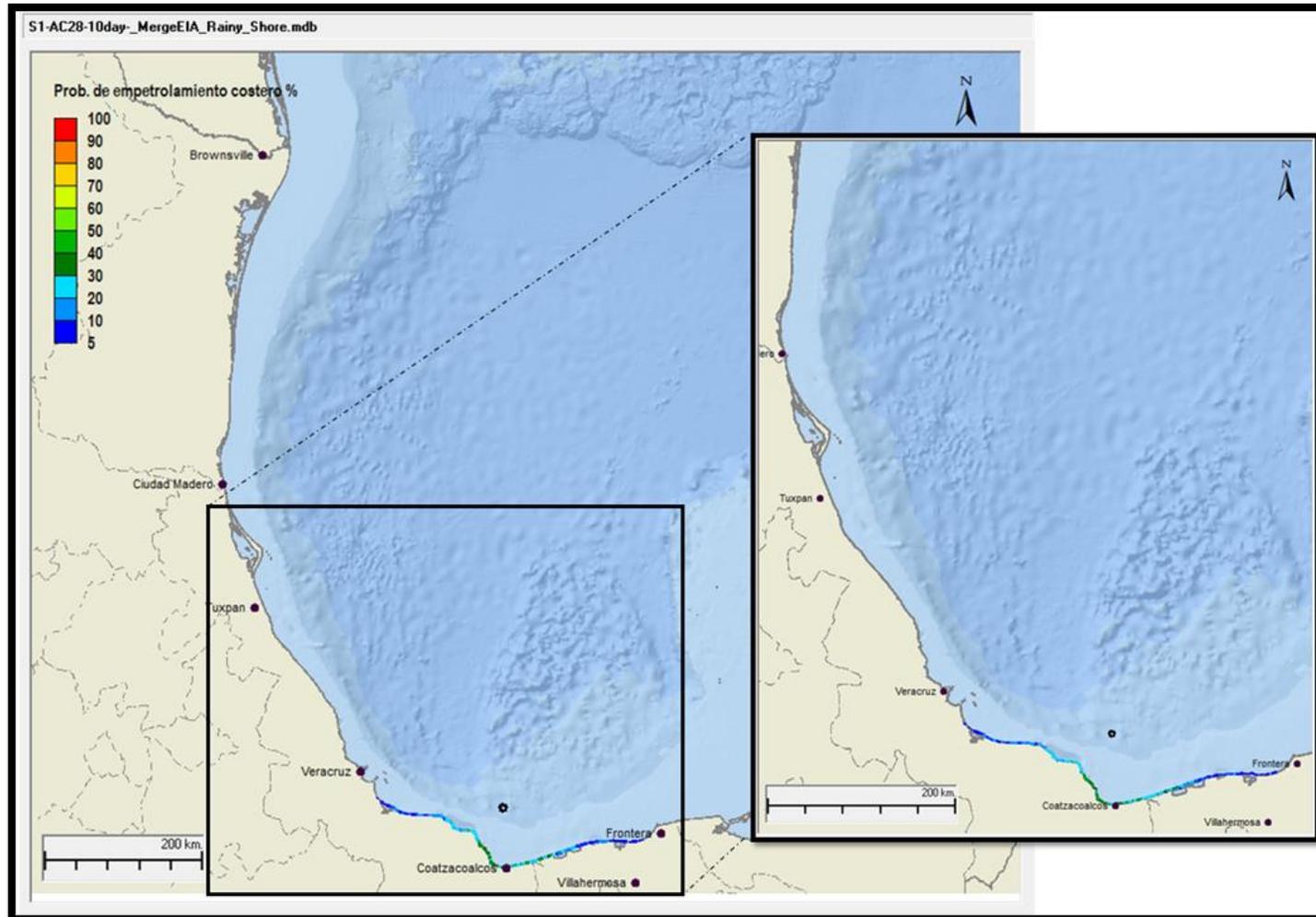


Figura 5.8 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa, temporada lluviosa

Fuente: ERM, 2022.

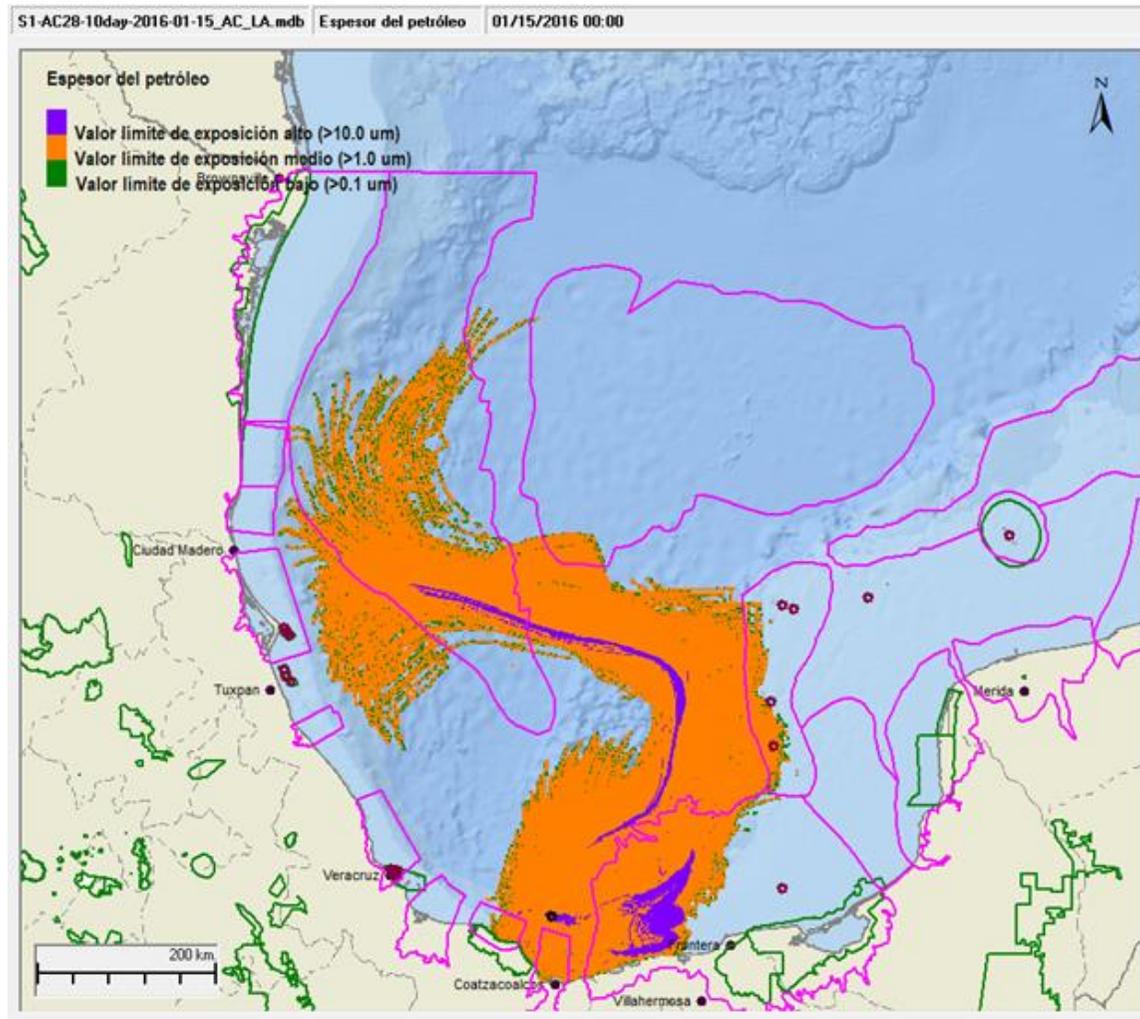


Figura 5.9 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Mayor área superficial cubierta por hidrocarburo – Espesor de la mancha, temporada anticiclónica (Peor Caso)

Fuente: ERM, 2022.

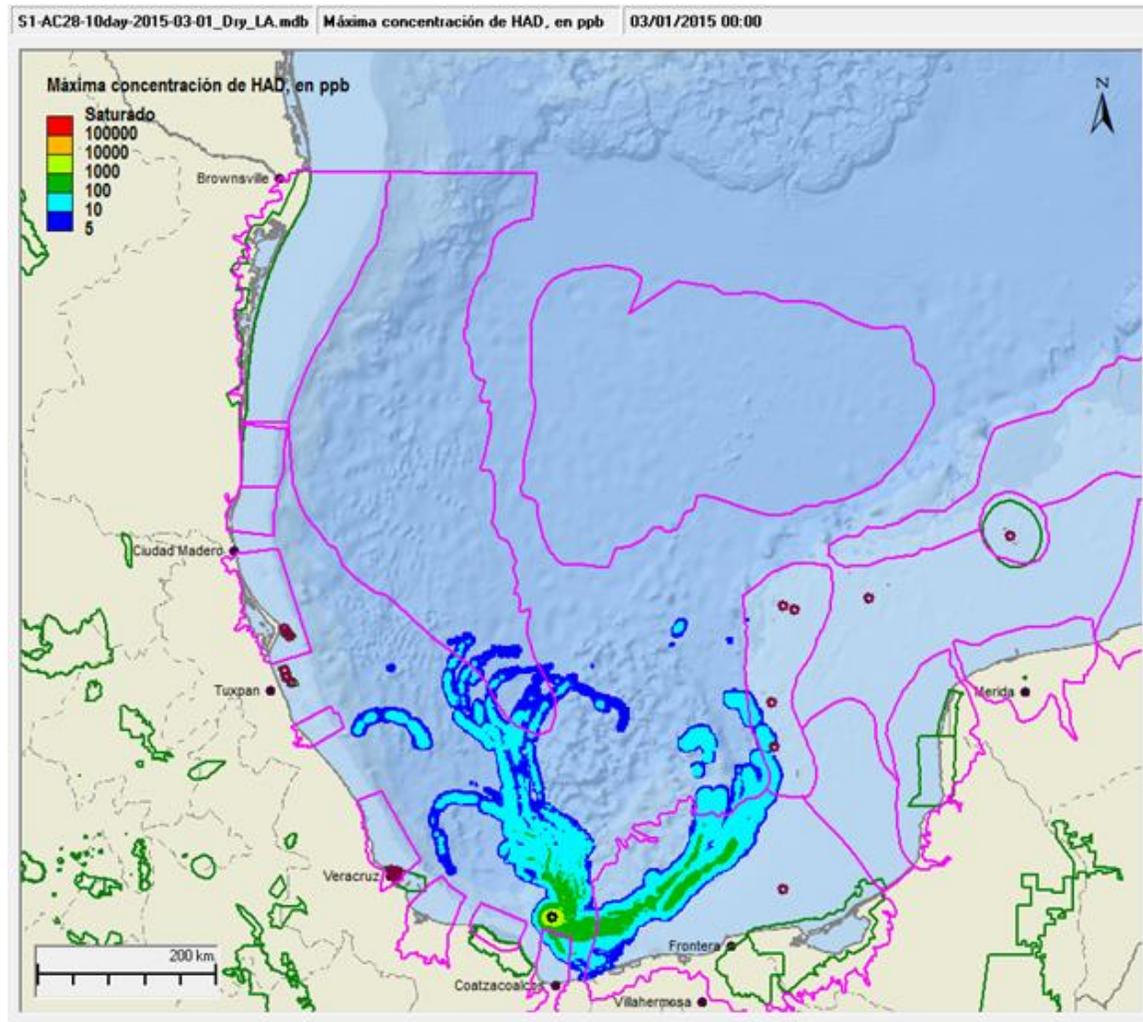


Figura 5.10 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb (km²), temporada seca (Peor Caso)

Fuente: ERM, 2022.

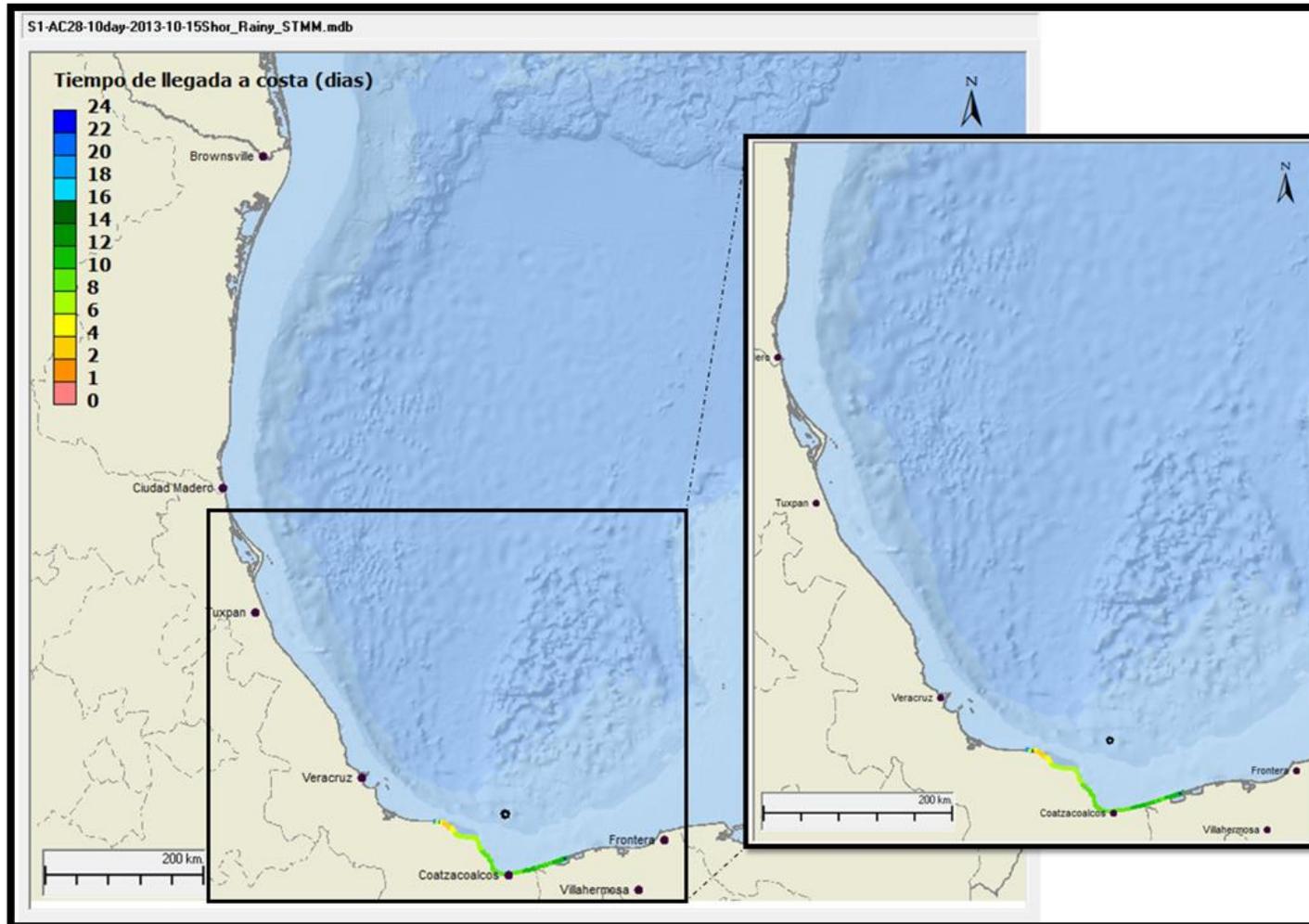


Figura 5.11 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Mayor cantidad de masa de hidrocarburos en la costa > 100 g/m² - Longitud de la costa (km), temporada lluviosa

Fuente: ERM, 2022.

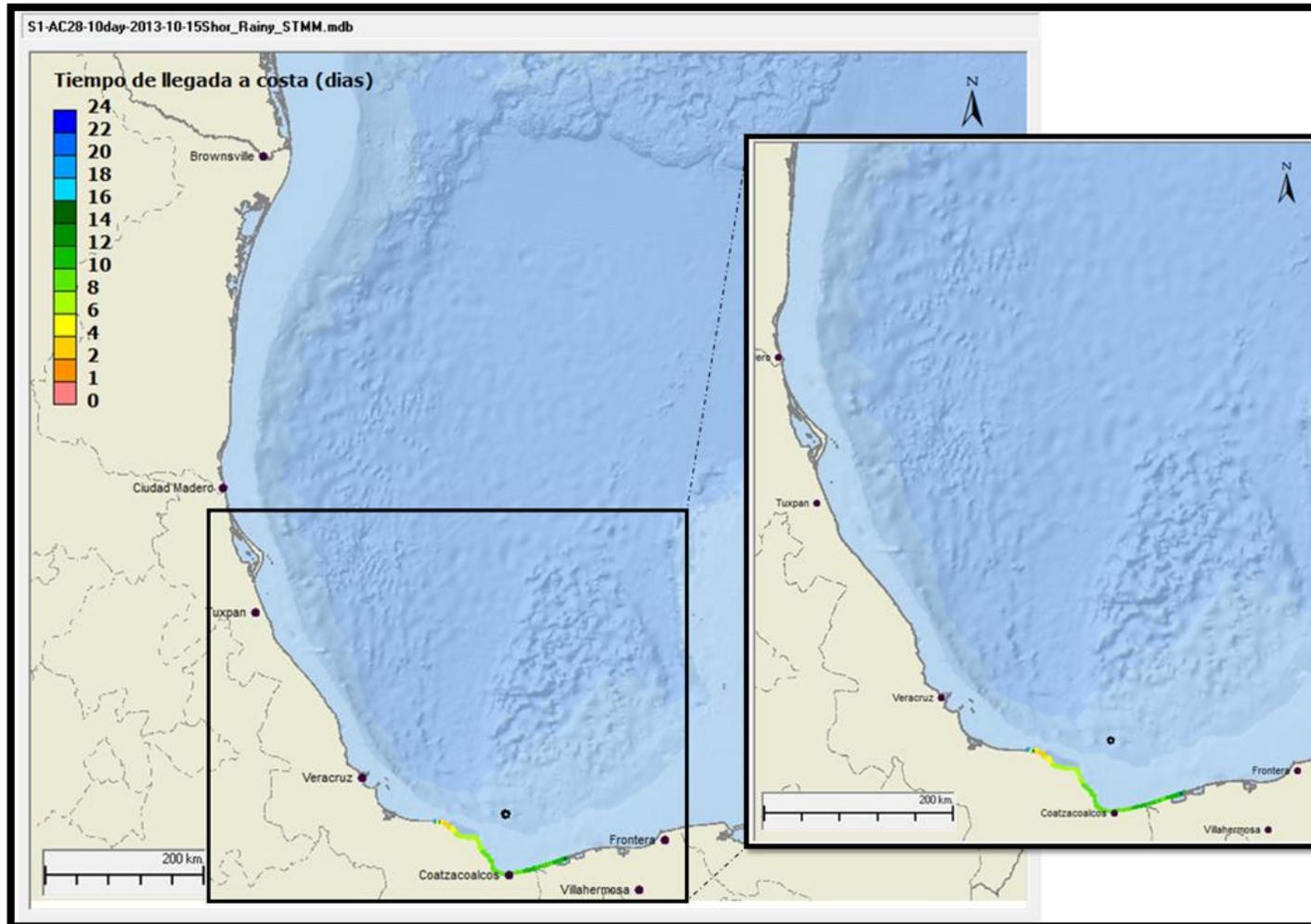


Figura 5.12 Reventón de pozo para la instalación Intervención del Pozo por Descontrol - Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera (días), temporada lluviosa

Fuente: ERM, 2022.

5.2.2 Escenario 6- Blowout con duración de derrame igual a 55 días

El escenario de reventón de pozo para la construcción del pozo de alivio simula la pérdida continua de crudo del yacimiento durante 55 días desde el fondo marino en Nabte-1EXP. En el escenario 6, la tasa de descarga en Nabte-1EXP fue de 0.074 m³/s (40,000 bbl/día), que es la misma que en el escenario 5. Las simulaciones continuaron durante otros 30 días después del final de la descarga, para un total de 69 días.

El modelo se ejecutó 120 veces para simular liberaciones en diferentes días de inicio desde enero de 2013 hasta diciembre de 2017, pero estas ejecuciones no se dividieron en múltiples estaciones como en el Escenario 5 porque el período de simulación es más largo que las estaciones específicas y, por lo tanto, no puede pertenecer a ningún período en particular. Se consideró que todas las iteraciones del escenario 6 pertenecían a una sola simulación probabilística.

En la Figura 5.13, se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en la superficie oceánica para el escenario con duración del derrame de 55 días. En esta figura se puede apreciar el área de mayor impacto, de manera que se presenta un acercamiento de las zonas costeras más cercanas al AC28 que podrían resultar afectadas.

En la Figura 5.14, se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en las costas para el escenario con duración del derrame de 55 días. En esta figura se puede apreciar el área de mayor probabilidad de impacto de las zonas costeras cercanas al AC28 que podrían resultar afectadas. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, como se puede observar en la Tabla 4.11, la frecuencia con la que se categorizó el evento de “pérdida de la integridad de pozo” es de 10⁻⁶ a 10⁻⁴ ocurrencias al año.

De la Figura 5.15 a la Figura 5.18, se muestran las trayectorias de los peores casos identificados para cada criterio analizado.

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

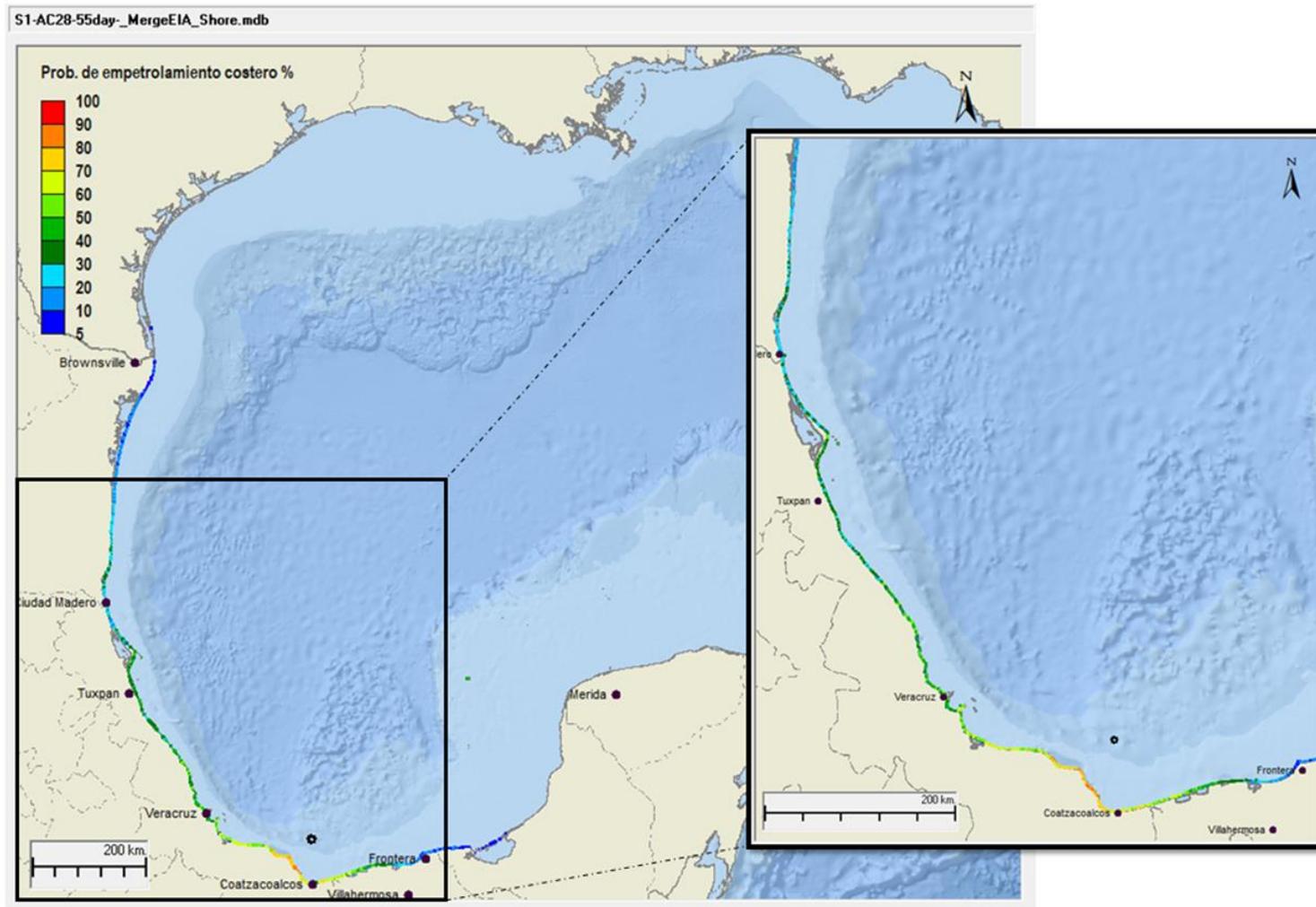


Figura 5.14 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio - Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la costa

Fuente: ERM, 2022.

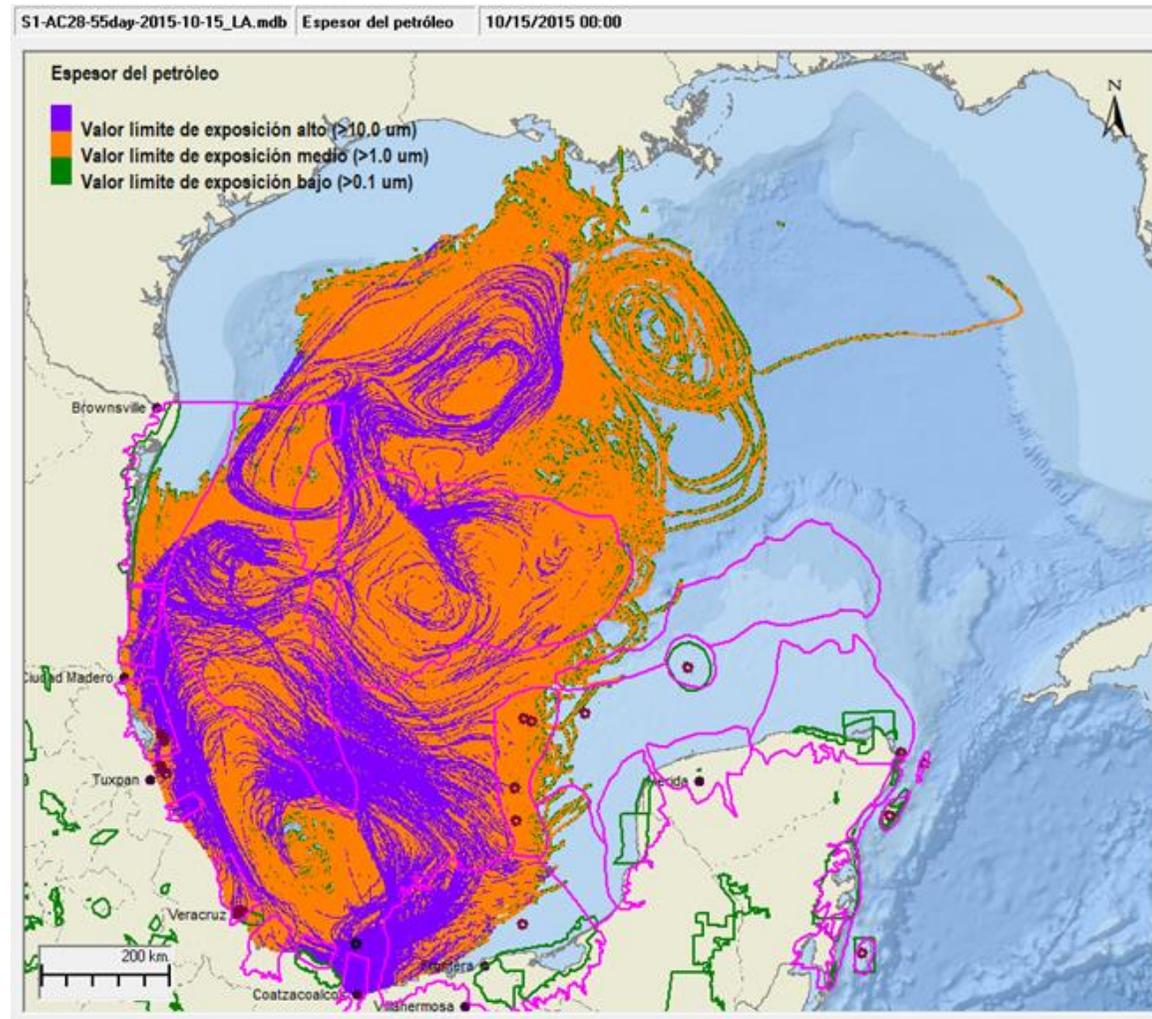


Figura 5.15 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Mayor área superficial cubierta por hidrocarburo – Espesor de la mancha

Fuente: ERM, 2022.

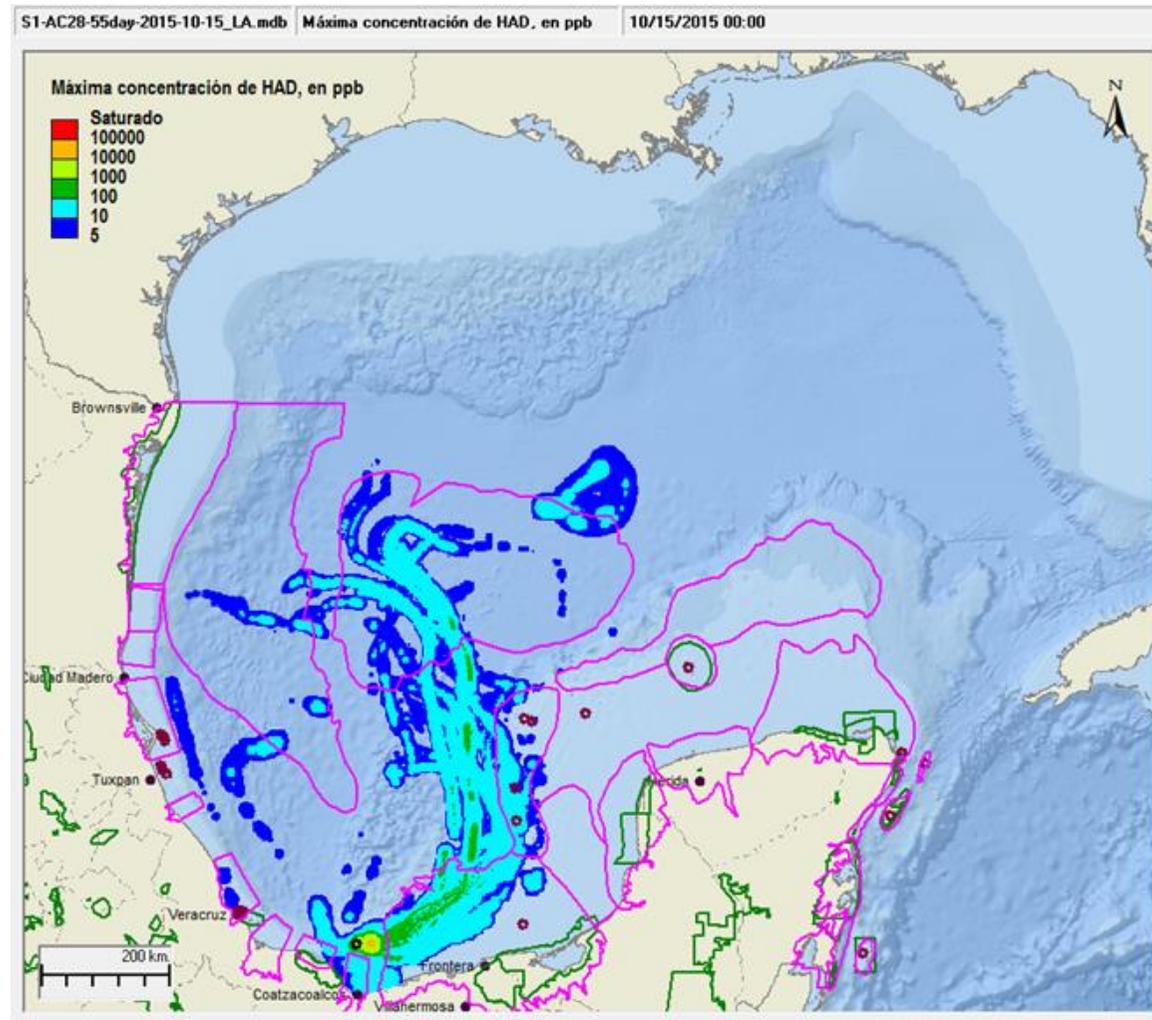


Figura 5.16 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Mayor área superficial cubierta por hidrocarburo – Concentración de HAD

Fuente: ERM, 2022.

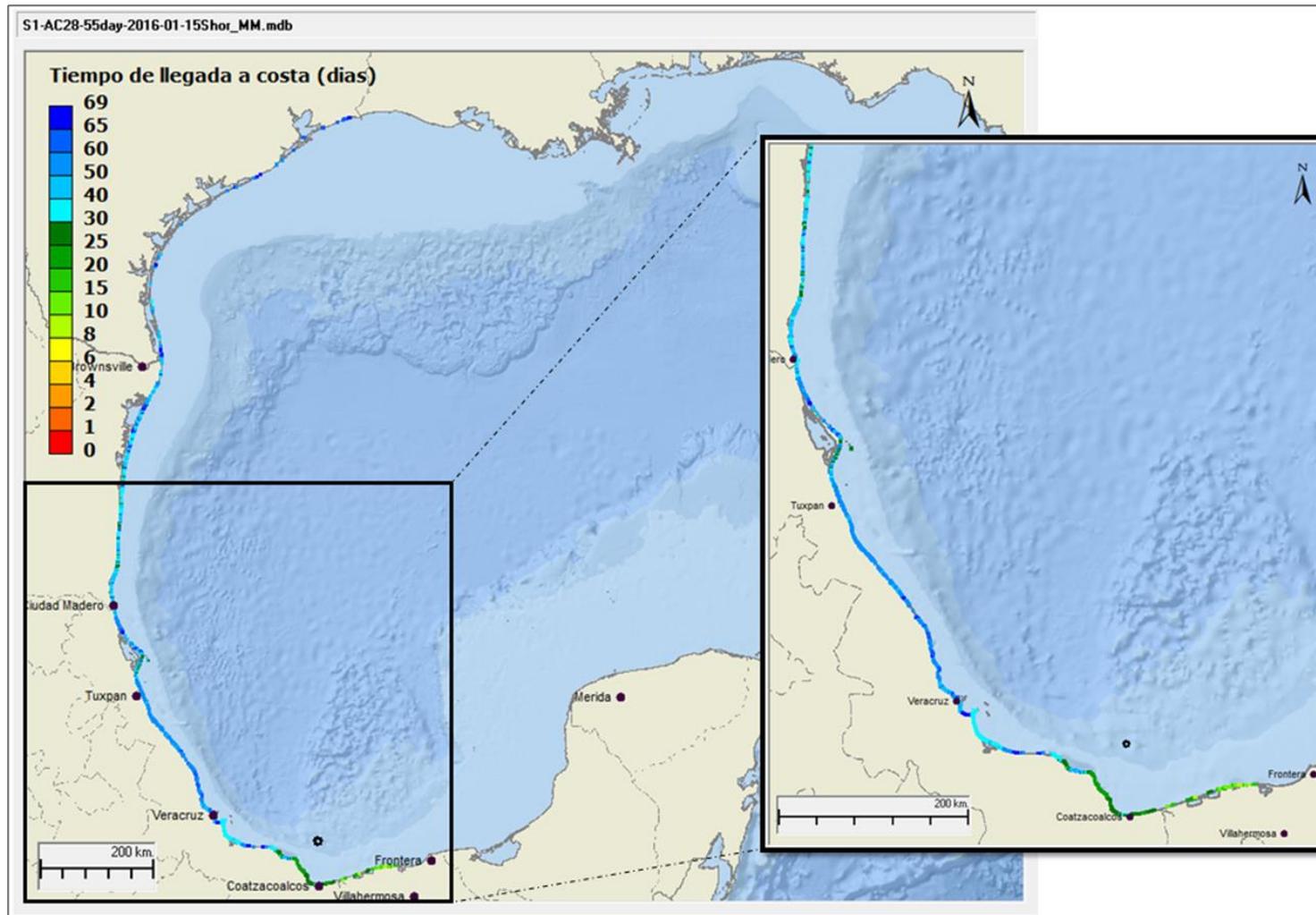


Figura 5.17 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Mayor cantidad de masa de hidrocarburos en la costa > 100 g/m²

Fuente: ERM, 2022.

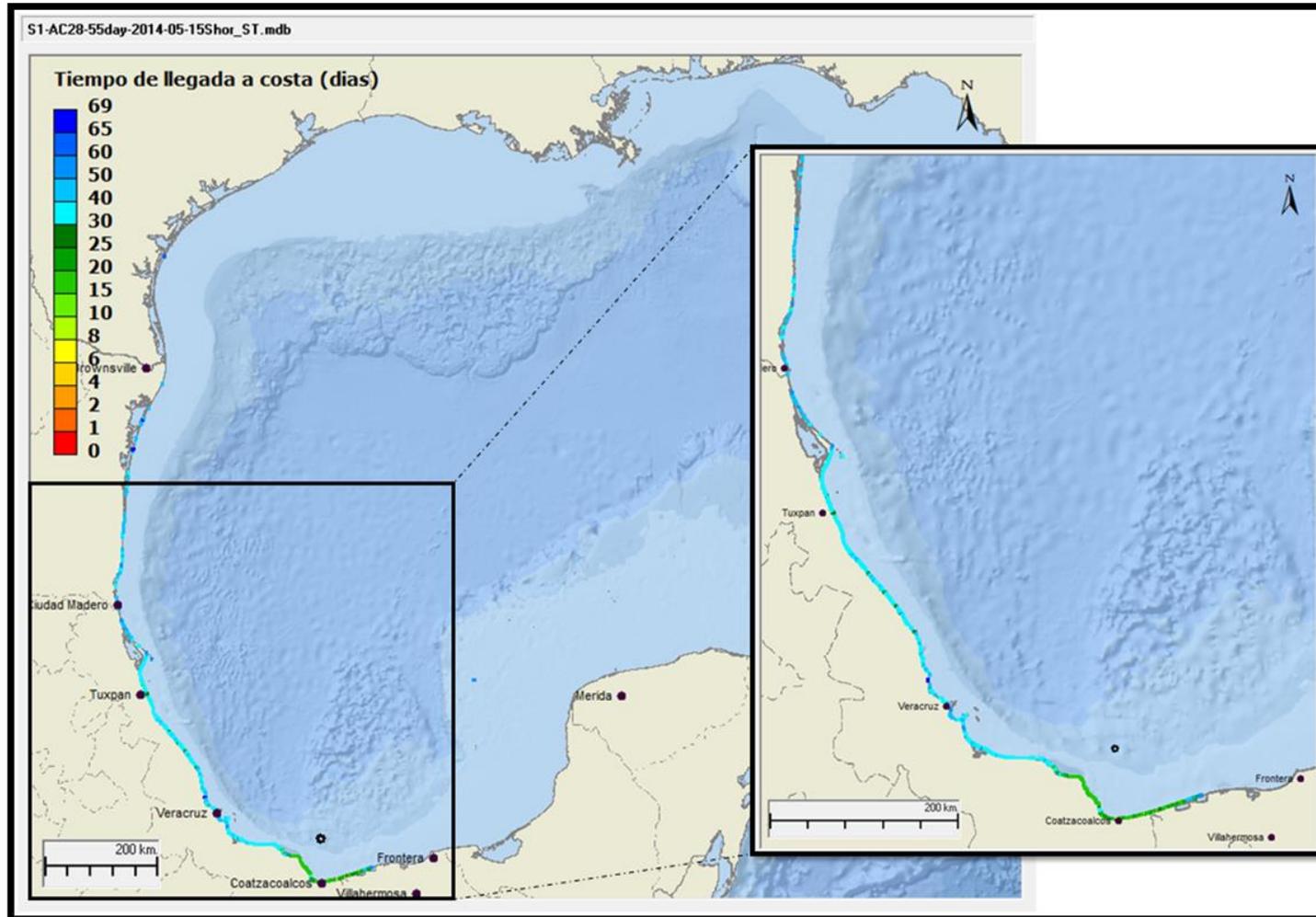


Figura 5.18 Reventón de pozo para la construcción de un pozo de Alivio – Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera

Fuente: ERM, 2022.

6. ANÁLISIS DE VULNERABILIDAD E INTERACCIONES DE RIESGO

6.1 Análisis de Vulnerabilidad

Para propósitos del Análisis de Vulnerabilidad, se tomaron en cuenta los resultados de las modelaciones con mayores radios de afectación el Pozo Nabté-1EXP en el caso del Reventón de Pozo (Blow-Out Superficial).

Del evento analizado para este estudio, reventón de pozo (Blow-Out superficial), fueron evaluados todos los escenarios de riesgo de acuerdo con las propiedades de las sustancias químicas (fuego y explosividad); serán analizados los escenarios catastróficos, que, aunque tienen una posibilidad muy limitada de presentarse, sirven de referencia para tener una idea más amplia para la planeación de emergencias.

Como se estableció en las secciones anteriores, para el análisis de consecuencias fue considerado el pozo Nabté-1EXP; y aunque, el pozo Nacóm-1EXP estará localizado en una posición geográfica distinta, no se esperan receptores distintitos dada la posición del AC; por lo cual, al analizar los casos de mayor alcance es suficiente para poder realizar la planeación de respuesta a emergencias.

Las representaciones gráficas de los radios potenciales de afectación de todos los escenarios pueden consultarse en el **Anexo 10**.

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, los escenarios PC, que fueron analizados para el Proyecto de la exploración de hidrocarburos en el AC son:

- Para el evento de Reventón de Pozo (Blow-Out Superficial)
 - El Escenario 2 Nabté-1EXP para el caso de Radiación Térmica (Jet Fire)
 - El Escenario 4 Nabté-1EXP para el caso de Explosión

Escenario 2 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (Radiación térmica- Jet Fire)

Para este escenario, de acuerdo con los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) supera los límites de la Unidad de Perforación con 431.6 m, por lo que, el personal podrá estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo. En la Figura 6.1 se representa la radiación máxima alcanzada respecto a la distancia vientos abajo; en esta figura se puede apreciar que la radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 19.5 kW/m^2 , además, cabe resaltar, que la radiación de daño a equipos (19.5 a 12.5 kW/m^2) se mantiene hasta los 154.5 m. Sin embargo, a pesar de que el impacto de esta radiación abarca gran parte del piso de perforación (ver Figura 5.1), no se esperan efectos estructurales.

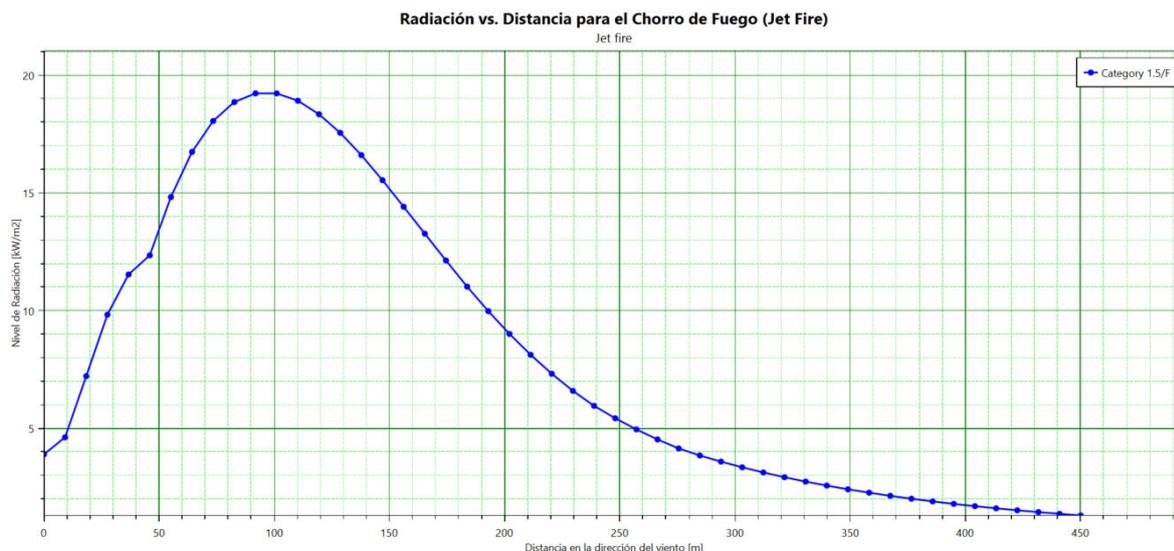


Figura 6.1 Radiación vs Distancia para el escenario 2 de Jet Fire del pozo Nabté-1EXP

Fuente: PHAST, 2022.

Por otra parte, en la Figura 5.1, se puede observar que el dardo de fuego generado a partir del escenario tiene un alcance de 250 m para la zona de alto riesgo, y, en dicha zona se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado en personal que pudiera estar en el radio de la zona de alto riesgo del escenario.

Además, debe mencionarse que el umbral del dolor del personal que esté cerca del piso de perforación, podría presentarse en 2 s de exposición, ya que la radiación alcanzaría un valor de 19.5 kW/m² en una distancia aproximada de 154 m. Aunado a esto, la cantidad de oxígeno dentro del área de perforación será disminuido drásticamente y sustituido por gases de combustión (monóxido de carbono, dióxido de carbono) dado el gran flujo de gases que se tendrá desde el pozo y que consumirá el oxígeno durante el proceso de combustión, por lo cual, el personal estará expuesto a una atmósfera deficiente de oxígeno.

Por otro lado, en el caso de daño a equipos, producto de la exposición a esta radiación térmica, podría generarse daño a equipos de cubierta plástica y tuberías del mismo material (Conductores eléctricos, instrumentos, etc.). Este escenario podría afectar toda el área del piso de perforación y algunas áreas aledañas como el módulo de lodos, área de almacenamiento de riser, etc., sin embargo, dado el material de las tuberías y la estructura del almacén resisten hasta 37.5 kW/m² (ver Tabla 4.26 y Tabla 4.27) no se espera que pueda causar un efecto dominó.

Por último, para el caso de la flama o el dardo, tiene las siguientes características de acuerdo con los resultados arrojados por el programa de simulación (**Anexo 8** Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación):

- 1) Velocidad de la flama: 198,800 m/s
- 2) Longitud de la flama: 175 m
- 3) Ancho de la flama: 0.48 m
- 4) Poder emisivo de la flama: 350 kW/m² con una fracción de 0.11 de emisividad
- 5) Ángulo de la flama: 0.25°

Con lo que se puede concluir que, aunque la emisión se produjo de forma vertical, la flama o el dardo presentarán un grado de inclinación por las condiciones del lugar. Esta llama tendrá un alcance vertical de hasta 175 m, por lo cual, dada la longitud del dardo, los equipos y estructuras de soporte

alrededor del piso de perforación (los arreglos de válvulas, torre de perforación, etc.) sufrirán daños irreparables y existiría derrumbamiento de estructuras (ver Tabla 4.27).

Escenario 4 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial). (Explosión)

Con base en los resultados de la simulación del Escenario 4, se espera que la nube de gases inflamables tenga la mayor concentración en los primeros instantes de la liberación de la mezcla de gases llegando hasta su Límite Inferior de Explosividad; y esto, aunado a la congestión en el piso de perforación, podría generar una explosión dentro del área de liberación.

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, la zona de alto riesgo (1.0 Psi) y la de amortiguamiento (0.5 Psi) superan los límites de la Unidad de Perforación con 689.2 m y 1,265 m, respectivamente (ver Figura 5.2); aclarando que, para el caso de la zona de amortiguamiento, solo se puede esperar la ruptura del 10 % de ventanas de vidrio, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios. Además, se presenta la distancia que alcanzarán las mayores ondas de sobrepresión, y puede identificarse, que se producirán dentro del piso de perforación, con una sobrepresión máxima de 8.8 psi y un alcance 40.8 m; y, por lo tanto, esta área puede tomarse como zona de alto riesgo para daño a los equipos.

Por otro lado, en la Figura 6.2 se presenta la relación entre la sobrepresión alcanzada en caso de que ocurra una explosión y la distancia viento abajo a la que llegaría, dejando ver que las ondas de sobrepresión (8.8 a 3 Psi) por daño a equipos se mantendrán hasta los 160 m aproximadamente, por lo cual, debe tenerse especial cuidado en esta área, dado que es el punto donde mayor parte del personal se encuentra, además que, las estructuras de soporte se verían afectadas.

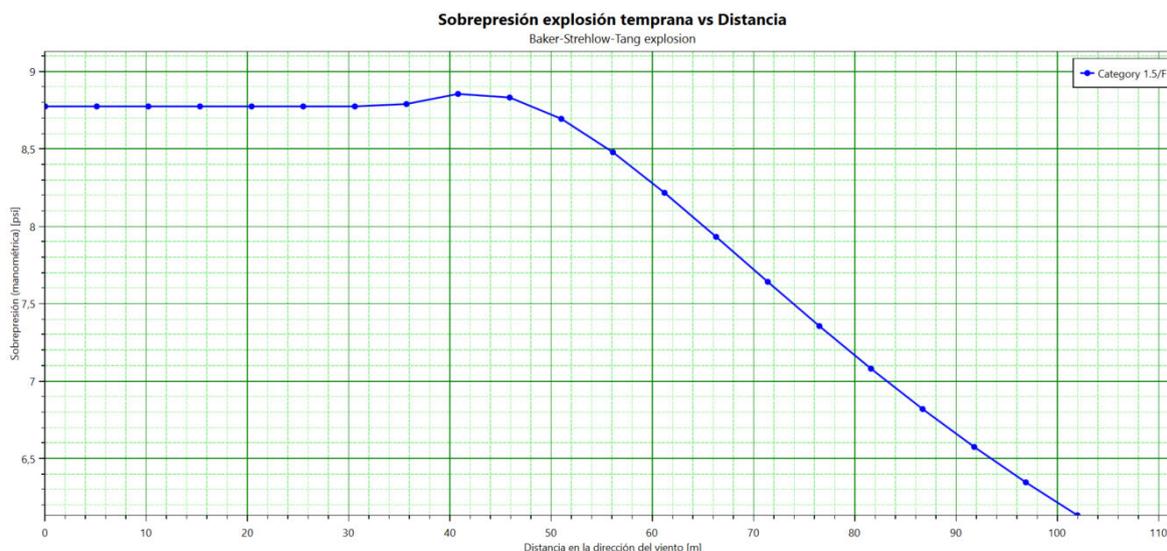


Figura 6.2 Ondas de sobrepresión vs Distancia del escenario 4 para el pozo Nabté-1EXP

Fuente: PHAST, 2022.

Por otra parte, de acuerdo con la Figura 5.2, como se mencionó anteriormente, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente 689.2 m a partir de la fuente de emisión en todas direcciones. En dicha área se podrían presentar efectos por ruptura de los tímpanos del 1% de las personas expuestas y heridas leves por fragmentos disparados en 1% del personal que pudiera estar en el radio de la zona de alto riesgo del escenario (Ver Tabla 4.28). Además, debido a los efectos de los impulsos causados por la sobrepresión (ver Figura 6.3), existiría daños a las estructuras de la Unidad de Perforación, con posible colapso de las estructuras cercanas y daños a los equipos del piso de

perforación (los arreglos de válvulas, torre de perforación, etc.); así como fatalidades inmediatas debido a que se presentan 8.8 Psi, en un radio de 40 m en los primeros segundos de producida la explosión (Ver Tabla 4.28 y Tabla 4.29).

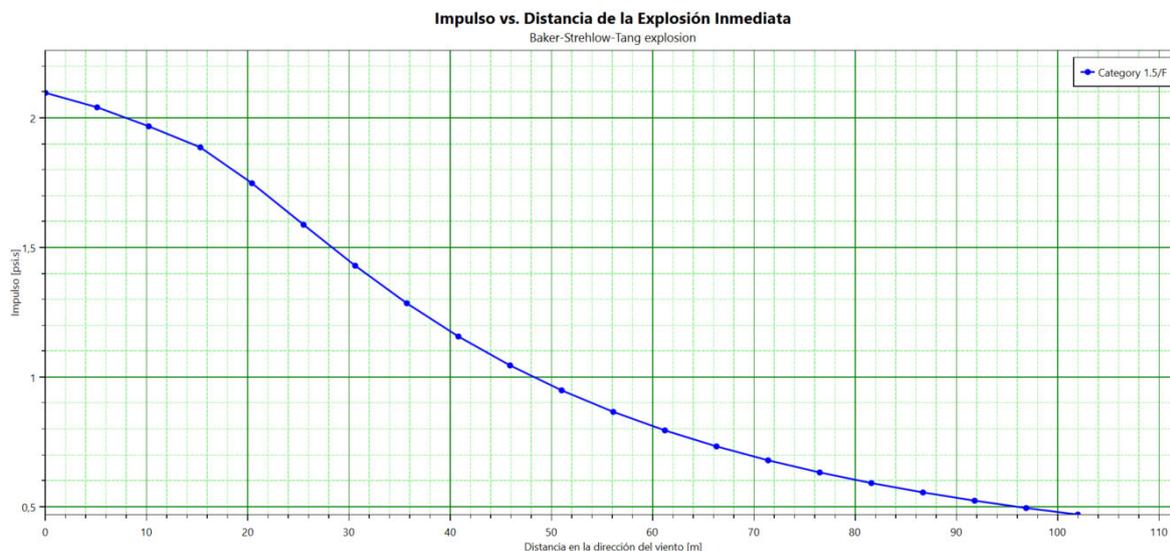


Figura 6.3 Impulsos de la explosión vs la distancia del escenario 4 para el pozo Nabté-1EXP

Fuente: PHAST, 2022.

6.2 Análisis de Sensibilidad del Impacto de Derrame de Hidrocarburo en mar en Áreas de Biodiversidad

Cuando sucede un derrame de petróleo en el mar, este se dispersa rápidamente en la columna de agua y hacia la atmósfera. Durante los primeros días los organismos marinos se encuentran expuestos a altas concentraciones de hidrocarburos aromáticos, los cuales se mantienen debajo de las manchas de petróleo.

Si bien se ha observado que aproximadamente el 75% de los hidrocarburos dispersos en el mar desaparecen mediante evaporación, una parte se mantiene en el agua por disolución. Para los organismos resultan tóxicos los hidrocarburos disueltos y las mezclas de diferentes tipos de hidrocarburos que potencialmente se formen. El espesor de la capa de hidrocarburos sobre la superficie del agua es una variable que tiene un papel relevante en la transferencia de masa de los hidrocarburos, ya que, mientras mayor sea, menor será la cantidad que se evapore y por tanto, la cantidad que permanezca en la columna de agua y en la superficie será mayor (Jonas Gros, 2014).

Por lo anteriormente expuesto, el espesor de la capa de petróleo que permanece en la superficie del mar es uno de los criterios para evaluar los riesgos de exposición de las áreas de biodiversidad ante un derrame petrolero. Un umbral de exposición de riesgo moderado se define como una capa de hidrocarburo cuyo espesor sea entre 1 µm y 10 µm, mientras que grosores mayores a 10 µm se consideran como un riesgo alto (Tabla 4.32).

El análisis de sensibilidad de la biodiversidad ante la liberación de petróleo por reventón se realizó con base en el Escenario 2 de derrame de hidrocarburo en el mar, el cual se simuló para la liberación por reventón de 0.074 m³/s (40,000 bbl/día) durante 69 días de liberación. Este escenario fue usado debido a que representa el peor escenario por derrame de hidrocarburo.

La probabilidad de recubrimiento de hidrocarburos superficial se estimó considerando múltiples combinaciones entre diferentes velocidades y direcciones del viento, y corrientes marinas. Con base

en ello se predijeron las posibles trayectorias del hidrocarburo en la superficie marina y hacia las costas.

La presencia de especies fue analizada con base en los datos obtenidos de la GBIF (Global Biodiversity Information Facility). Por otro lado, se revisó la Línea Base Ambiental (LBA) elaborada por ERM en 2018, en la que se obtuvieron 42 registros de 11 especies de dos grupos taxonómicos: Mamíferos y Aves. Del resto de los grupos taxonómicos no se registraron avistamientos. En cuanto a las especies registradas en la Línea Base Ambiental únicamente *Tursiops truncatus* y *Stenella frontalis* (ambas pertenecientes al grupo de Mamíferos) están enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

6.2.1 Metodología para Identificar receptores

6.2.1.1 Áreas de importancia para la biodiversidad

Se realizó el análisis del posible impacto del derrame de hidrocarburos sobre áreas sensibles, las cuales se consideraron como aquellas de importancia para la biodiversidad que se encuentran legalmente protegidas a nivel nacional. Las siguientes categorías fueron identificadas:

- Regiones Marinas Prioritarias
- Áreas Naturales Protegidas (Federales y Estatales)
- Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves
- Sitios Ramsar
- Manglares
- Zonas de Salvaguarda
- Arrecifes de Coral

6.2.1.2 Especies Sensibles

Para este análisis, las especies sensibles se definieron como aquellas que se encontraran incluidas en la lista de especies en riesgo (Anexo Normativo III) de la NOM-059-SEMARNAT 2010. En primer lugar, se realizó la consulta y descarga de los registros de especies en el área donde se prevé que el espesor de la capa de hidrocarburos sea mayor a 10 μm , por medio de la GBIF (Global Biodiversity Information Facility). Los grupos taxonómicos que se analizaron fueron los siguientes:

- Peces (óseos y condriictios)
- Anfibios
- Reptiles
- Aves
- Mamíferos
- Corales

Como filtro adicional, se seleccionaron los registros presentados del 2010 a los últimos más recientes disponibles hasta 2022. Con la finalidad de verificar la vigencia de los nombres de las especies, estas especies fueron separadas en una base de datos para posteriormente validar sus datos taxonómicos mediante el portal de validación de CONABIO.

Tabla 6.1 Fuentes de información para recopilación de base de datos de especies en la NOM-059-SEMARNAT-2010

Plataforma	Descripción de los datos	Fuente
GBIF	Datos con georreferencia de cordados y corales (Anthozoa) del 2010 al 2022	<ul style="list-style-type: none"> ■ GBIF.org (1 September 2022) GBIF Occurrence Download https://doi.org/10.15468/dl.fucsgx ■ GBIF.org (1 September 2022) GBIF Occurrence Download https://doi.org/10.15468/dl.nwaryq ■ GBIF.org (1 September 2022) GBIF Occurrence Download https://doi.org/10.15468/dl.xfkmst ■ GBIF.org (1 September 2022) GBIF Occurrence Download https://doi.org/10.15468/dl.7u4ahm ■ GBIF.org (1 September 2022) GBIF Occurrence Download https://doi.org/10.15468/dl.s6gc6c ■ GBIF.org (1 September 2022) GBIF Occurrence Download https://doi.org/10.15468/dl.2tzy5c ■ GBIF.org (1 September 2022) GBIF Occurrence Download https://doi.org/10.15468/dl.fucsgx
CONABIO	Listado de especies en riesgo	<ul style="list-style-type: none"> ■ https://enciclovida.mx/busquedas/resultados?utf8=%E2%9C%93&nombre=&busqueda=avanzada&id=&edo_cons%5B%5D=16&edo_cons%5B%5D=14&edo_cons%5B%5D=15&edo_cons%5B%5D=17&edo_cons%5B%5D=25&edo_cons%5B%5D=26&edo_cons%5B%5D=27&edo_cons%5B%5D=28&edo_cons%5B%5D=29&edo_cons%5B%5D=1102&edo_cons%5B%5D=1103&edo_cons%5B%5D=1104&edo_cons%5B%5D=22&edo_cons%5B%5D=23&edo_cons%5B%5D=24&por_pagina=50&commit=
CONABIO	Validación taxonómica	<ul style="list-style-type: none"> ■ https://enciclovida.mx/validaciones/simple

Una vez que se obtuvieron los registros de cada grupo taxonómico, se exportaron únicamente las especies que se encontraran en alguna categoría de riesgo de la NOM-059-SEMARNAT-2010 y se convirtieron a puntos georreferenciados (ver Figura 6.4).



Figura 6.4 Registros de especies enlistadas NOM-059-SEMARNAT-2010 en la de CONABIO y GBIF

Posteriormente, se realizó una gradilla de 10 por 10 km cubriendo la totalidad de mancha de mayor espesor del reventón potencial y áreas aledañas. A cada una de las celdas resultantes le fue asignado un ID único para posteriormente unir la capa de atributos de puntos de registros de especies y obtener el número de registros por celda (Ver Figura 6.5 y Figura 6.6).

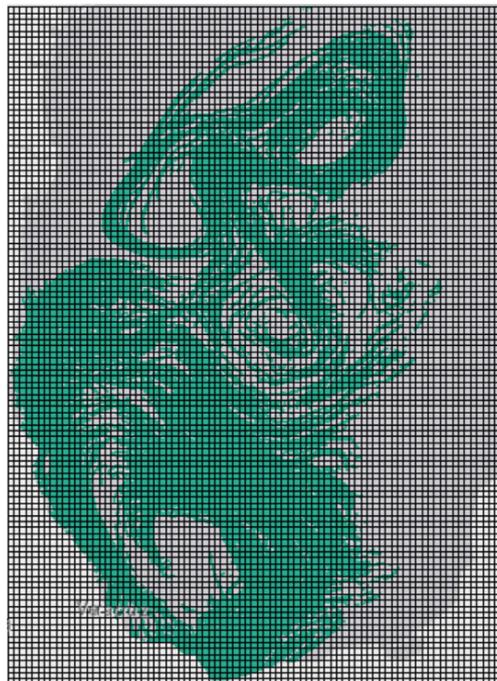


Figura 6.5 Cuadrícula de 10 x 10 km sobre la poligonal de la mancha de probabilidad de reventón con mayor espesor



Figura 6.6 Suma de registros de celdas que han presentado especies enlistadas NOM-059-SEMARNAT-2010 (2010-2022)

6.2.2 *Nabté-1EXP*

El escenario de reventón de pozo y la construcción de un pozo de alivio simula la liberación continua de hidrocarburo del yacimiento durante 69 días desde el fondo marino en Nabté-1EXP. Con dicha modelación se generó un análisis cartográfico de receptores sensibles, identificados como áreas de importancia para la biodiversidad y especies protegidas en la NOM-059-SEMARNAT-2010.

De acuerdo con las simulaciones realizadas, las zonas de Riesgo Alto son aquellas donde se disperse el hidrocarburo en un espesor mayor a 10 μm . En la Figura 6.7 se muestra que las zonas que se encuentran en este supuesto siguen una trayectoria hacia el este y sur partiendo del pozo Nabté-1EXP. Las costas que podrían ser impactadas por el derrame se encuentran principalmente en el estado de Veracruz, una porción de Tamaulipas y Tabasco. De igual manera, se observa que el derrame puede alcanzar una superficie de la costa de Louisiana, Estados Unidos.

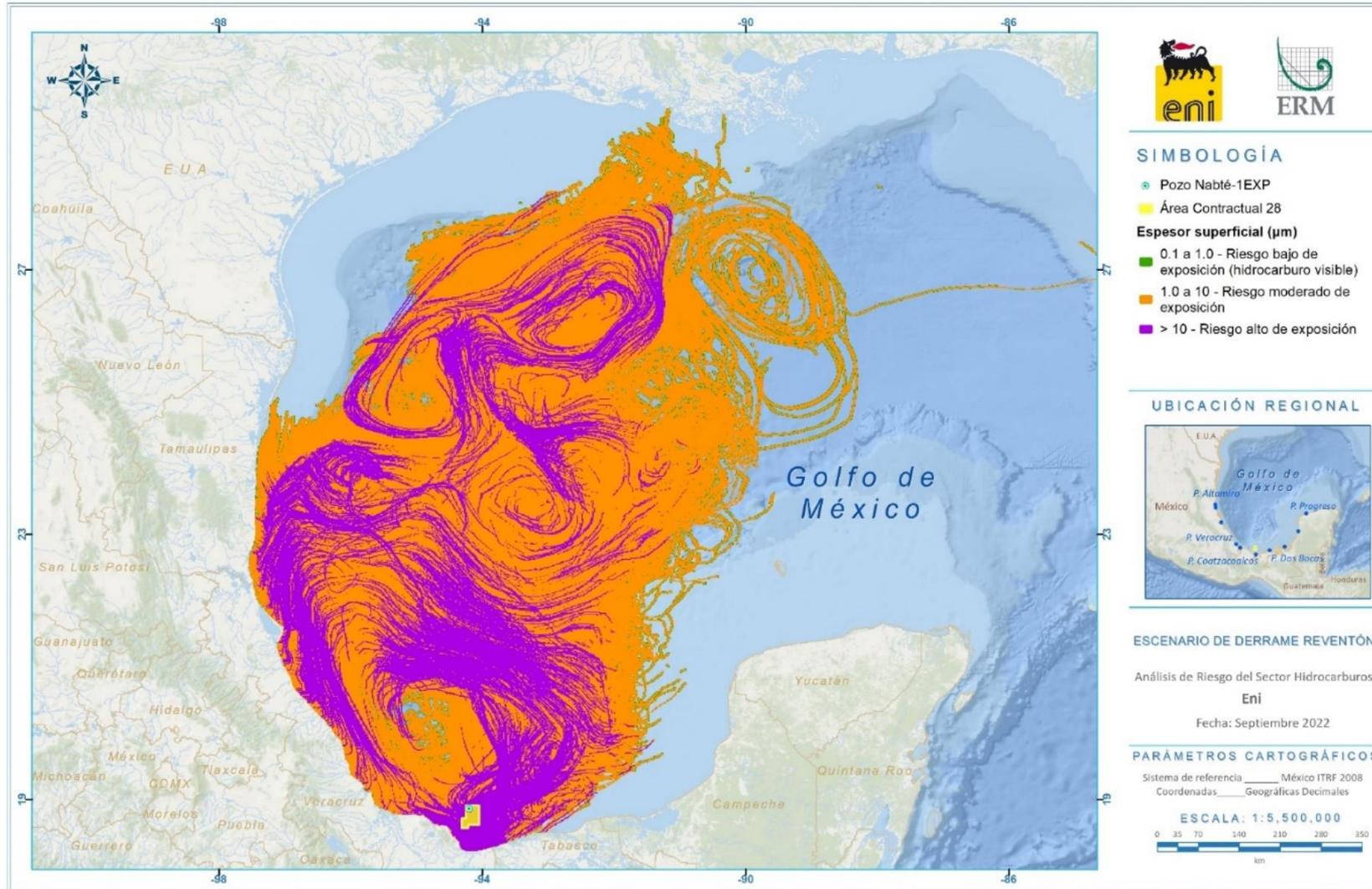


Figura 6.7 Escenario de Derrame de Hidrocarburos por Reventón de Pozo y Construcción de Pozo de Alivio - Nabté-1EXP

Fuente: ERM, 2022.

6.2.2.1 Regiones Marinas Prioritarias

La Figura 6.8 muestra las Regiones Marinas Prioritarias (RMP) en el área del derrame. Se identificaron las siguientes regiones como zonas con riesgo de presencia de hidrocarburos:

- Laguna Madre
- Giro Tamaulipeco
- Fosa Sagsbee
- Escarpe Campeche
- La Pesca - Rancho Nuevo
- Laguna San Andrés
- Pueblo Viejo – Tamiahua
- Tecolutla
- Cayos Campeche
- Arrecife Alacranes
- Laguna Verde – Antón Lizardo
- Sistema Lagunar de Alvarado
- Los Tuxtlas
- Delta del Río Coatzacoalcos
- Pantanos de Centla – Laguna de Términos
- Sonda de Campeche
- Champontón-El Palmar

Por la magnitud del derrame, en todas las RMP hay riesgo alto de exposición a hidrocarburos, excepto en Arrecife Alacranes y Sonda Campeche, donde el riesgo es moderado.

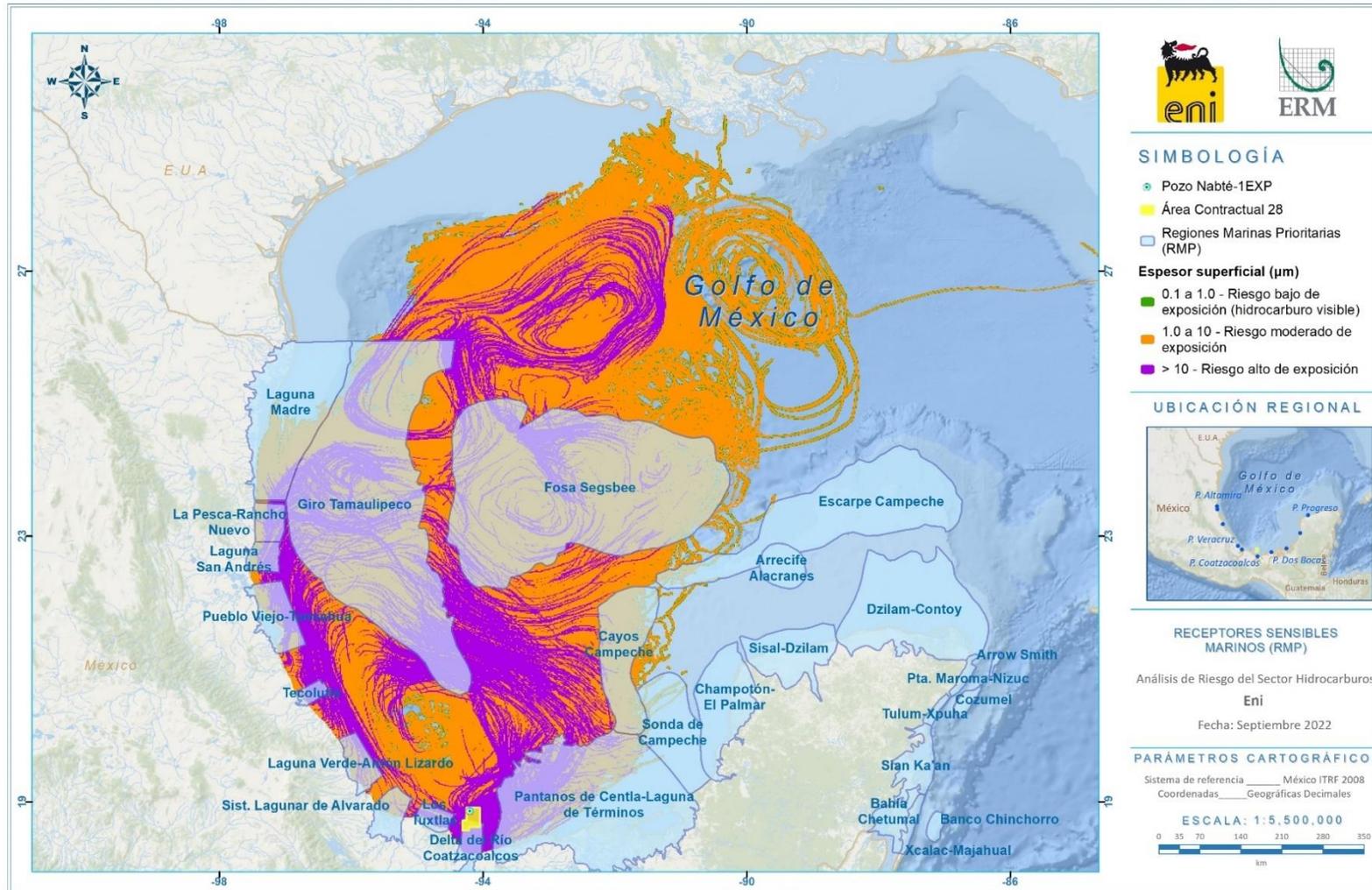


Figura 6.8 Receptores sensibles marinos, Regiones Marinas Prioritarias (RMP) - Nabte-1EXP

Fuente: ERM, 2022.

6.2.2.2 Áreas Naturales Protegidas

Se identificaron cuatro Áreas Naturales Protegidas (tres federales y 1 estatal) como receptores sensibles en caso de un derrame de petróleo (Ver Tabla 6.2)

Tabla 6.2. Áreas Naturales Protegidas receptoras - Nabté-1EXP

Categoría	Nombre
Federal	Laguna Madre y Delta del Río Bravo
	Playa de Rancho Nuevo
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan
	Sistema Arrecifal Veracruzano
Estatal	Ciénega del Fuerte
	Dunas de San Isidro
	Archipiélago de Lagunas Interdunarias de la Zona Conurbada de los Mun. de Veracruz y La Antigua
	Arroyo Moreno
	Río Playa

Las ANP Laguna Madre y Delta del Río Bravo, Playa de Rancho Nuevo, Ciénega del Fuerte, Dunas de San Isidro, Archipiélago de Lagunas Interdunarias de la Zona Conurbada, Río Playa se caracterizan por poseer ecosistemas de transición entre el medio marino y terrestre. Las ANP Playa de Rancho Nuevo, Sistema Arrecifal Veracruzano y el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan se encuentran completamente dentro de las áreas donde dispersa el derrame de petróleo, en las que el riesgo de exposición es alto. Laguna Madre y Delta del Río Bravo, y Ciénega del Fuerte no se encuentran dentro del área del derrame, sin embargo, se incluyeron en el análisis ya que son contiguas a este (Ver Figura 6.9)

6.2.2.3 Sitios Ramsar y manglares

Se identificaron cuatro sitios Ramsar cercanos o cuya superficie puede ser afectada por el derrame de hidrocarburos en una porción:

- Humedales del Delta del Río Colorado
- Playa Tortuguera Rancho Nuevo
- La Mancha y El Llano
- Laguna Madre
- Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano
- Sistema Lagunar Alvarado
- Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz
- Humedales de la Laguna La Popotera
- Laguna de Tamiagua
- Manglares y Humedales de Tuxpan

Dichos sitios Ramsar se encuentran dentro de la zona de dispersión de hidrocarburos donde en la mayoría de la superficie el riesgo de exposición predominantemente moderado. Los Humedales de la Laguna La Popotera se ubican contiguos al área del derrame, por lo que fueron considerados en este análisis (Ver Figura 6.9).

Adicionalmente, existen aproximadamente 1,206 ha de manglares en las costas de Tamaulipas, Veracruz, Campeche, Yucatán y Quintana Roo que podrían ser alcanzadas por el derrame del petróleo (Ver Figura 6.9).

Tabla 6.3. Sitios Ramsar y manglares receptores - Nabté-1EXP

Categoría	Cantidad
Sitios Ramsar	7
Manglar	~1,206 ha

6.2.2.4 Arrecifes de coral

El Golfo de México se caracteriza por poseer hábitats aptos para el desarrollo de arrecifes de coral, los cuales albergan una alta biodiversidad. Los corales son especies altamente sensibles a cambios en el ambiente, por ejemplo, la mala calidad del agua y contaminantes como el petróleo causan daños y blanqueamiento de corales. Adicionalmente, el uso de dispersantes cuando suceden derrames intensifica el efecto negativo del petróleo, incluso, siendo más dañino que el petróleo por sí solo.

Los arrecifes más cercanos se encuentran a 43 km del pozo Nabté-1EXP, frente a las costas de Macayapán, Veracruz. Por otro lado, la mayor concentración de arrecifes de coral se encuentra en el Sistema Arrecifal Veracruzano y el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan, los cuales se localizan frente a las costas del estado de Veracruz. Asimismo, hay diversos arrecifes hacia el noreste del AC28, aproximadamente a 283 km de distancia. Todos ellos se encuentran en áreas de riesgo alto de exposición (Ver Figura 6.9).

Finalmente, en cuanto a las áreas con más probabilidad de cubrimiento de hidrocarburos superficial en las áreas de importancia para la biodiversidad analizadas anteriormente (RMP, ANP y Arrecifes de Coral), se encuentran Los Tuxtlas y el Sistema Arrecifal Veracruzano (Ver Figura 6.10).

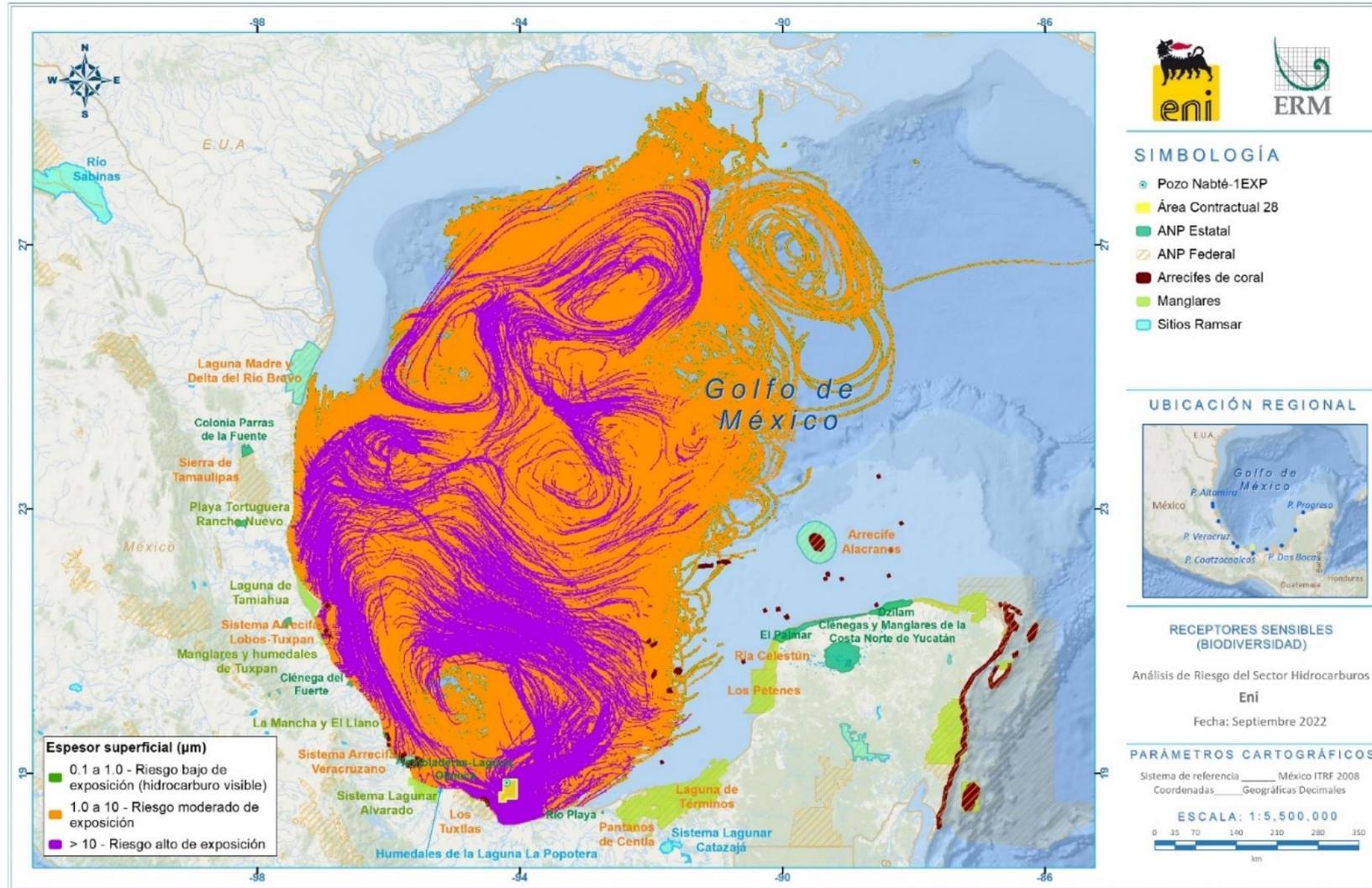


Figura 6.9 Receptores sensibles, Áreas Legalmente Protegidas Nabte-1EXP

Fuente: ERM, 2022.

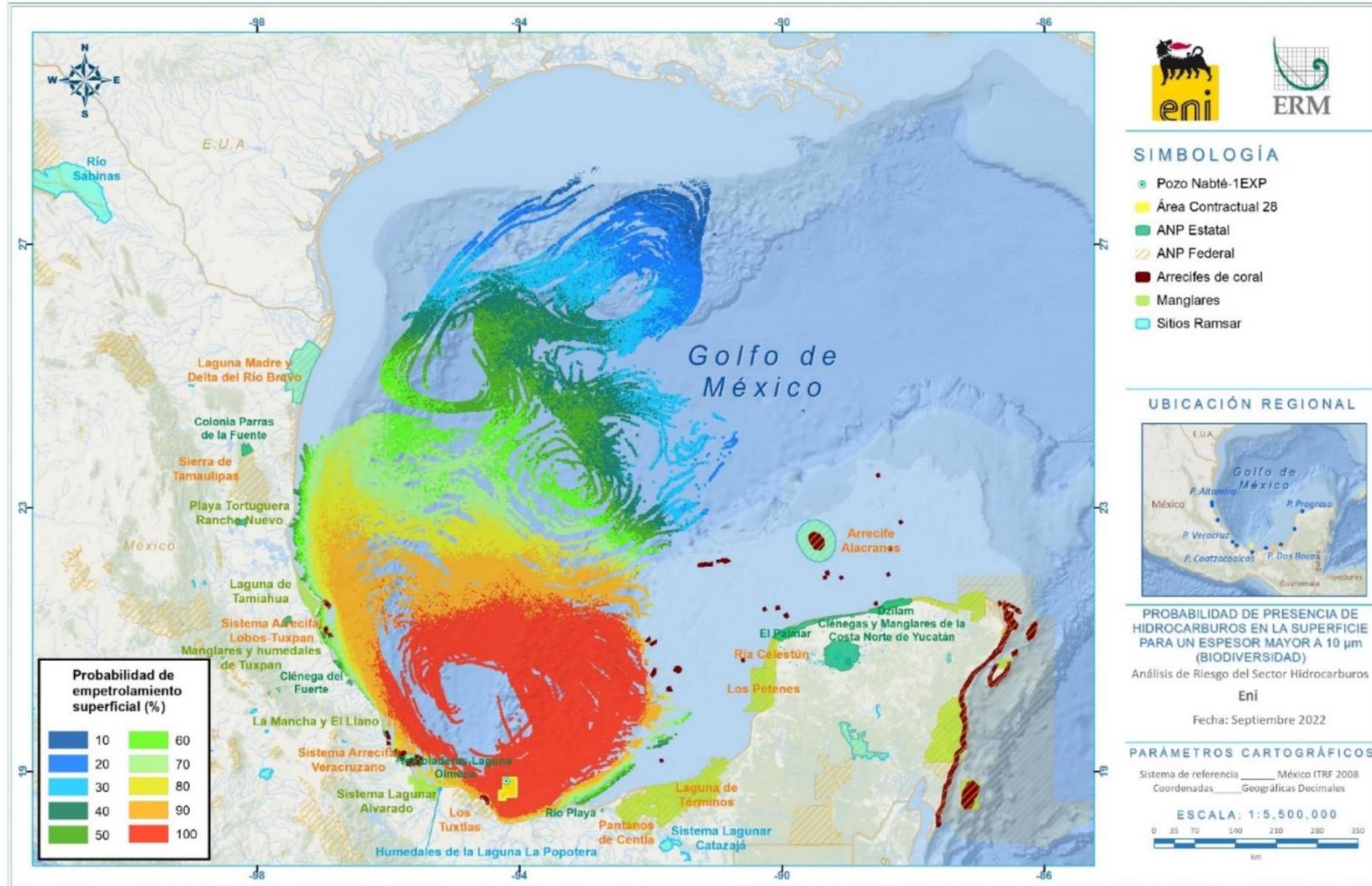


Figura 6.10 Probabilidad de recubrimiento superficial en receptores sensibles, Áreas Legalmente Protegidas Nabté-1EXP

Fuente: ERM, 2022.

6.2.2.5 AICA (Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves)

Las AICA es una categoría reconocida internacionalmente para aquellos sitios que se caracterizan por ser importantes para la conservación de las aves globalmente. En el Golfo de México existen AICA marinas y terrestres. Aquellas que se encuentran en áreas de riesgo de exposición a hidrocarburos del pozo Nabté-1EXP por reventón se enlistan en la **Tabla 6.4**

Tabla 6.4. AICA dentro del área de derrame de petróleo

Hábitat	Cantidad
Terrestre	Centro de Veracruz
	Humedales de Alvarado
	Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz
	Tecolutla
	Los Tuxtlas
Marino	Islas de la Sonda de Campeche

Las AICA terrestres se encuentran en sitios donde existe riesgo de exposición moderado y alto, frente a la línea de costa. El AICA Los Tuxtlas colinda con una zona donde el riesgo de exposición es alto. En el caso de las Islas de la Sonda de Campeche, se encuentra en zona de riesgo de exposición alto (Ver Figura 6.11).

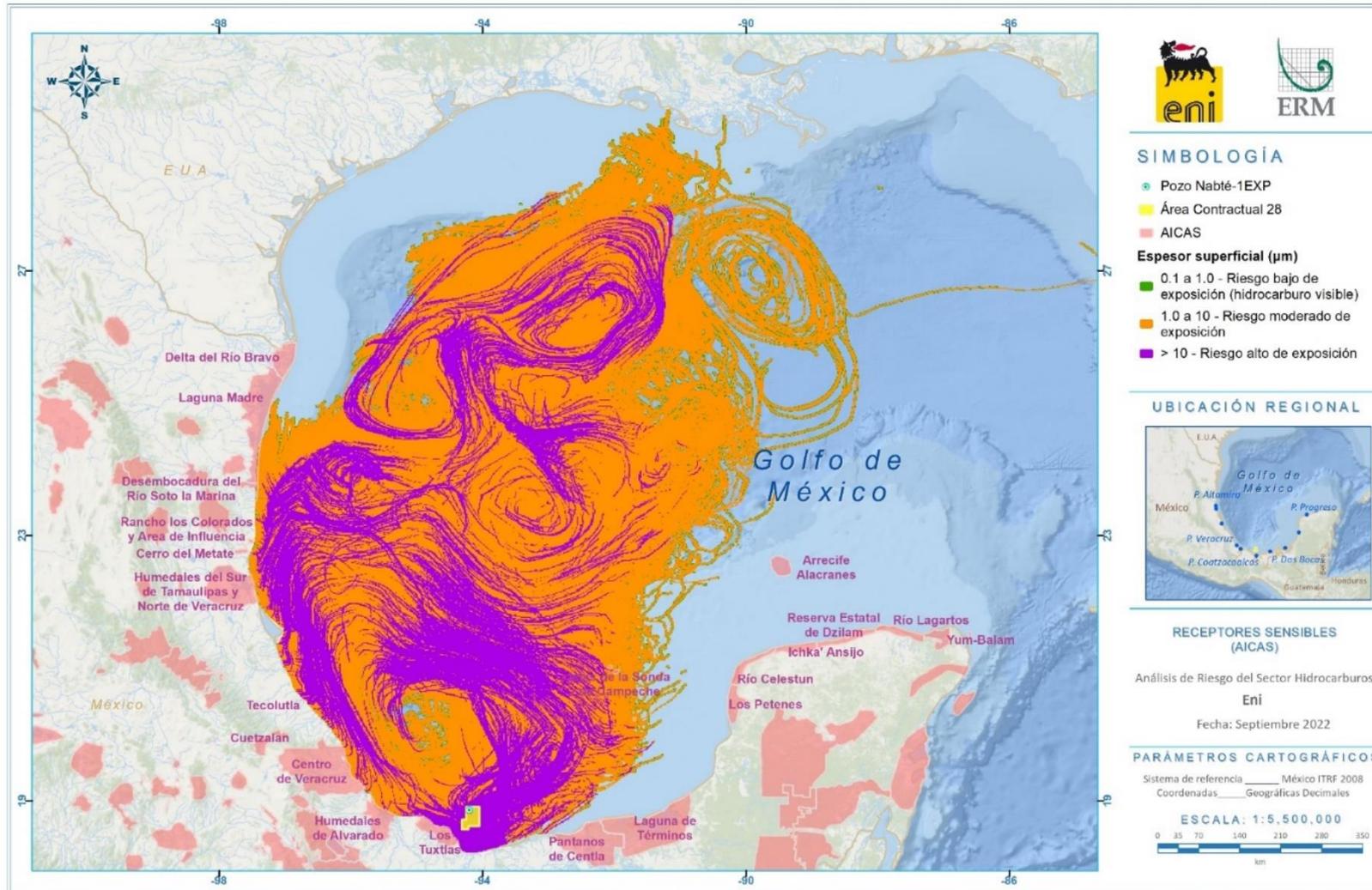


Figura 6.11 Receptores sensibles, Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICA) Nabté-1EXP

Fuente: ERM, 2022.

6.2.2.6 Zonas de Salvaguarda

Las zonas de salvaguarda son aquellas en las que el Estado prohíbe las actividades de exploración y explotación de hidrocarburos debido a su importancia para la biodiversidad. En el Golfo de México, se han designado hasta la fecha las siguientes zonas de salvaguarda:

- Arrecifes de Coral del Golfo de México y Caribe Mexicano.
- Manglares y Sitios Ramsar.
- Plataforma de Yucatán y Caribe Mexicano.

Como se mencionó en apartados superiores, existen arrecifes de coral frente a las costas de Veracruz que tienen un riesgo de exposición a hidrocarburos alto. Igualmente, los manglares (incluyendo aquellos designados como Sitios Ramsar) de la costa de Veracruz son susceptibles a la exposición de hidrocarburos. Finalmente, la Plataforma de Yucatán y Caribe Mexicano se encuentra en un área de riesgo de exposición alto en su mayoría (Ver Figura 6.12).

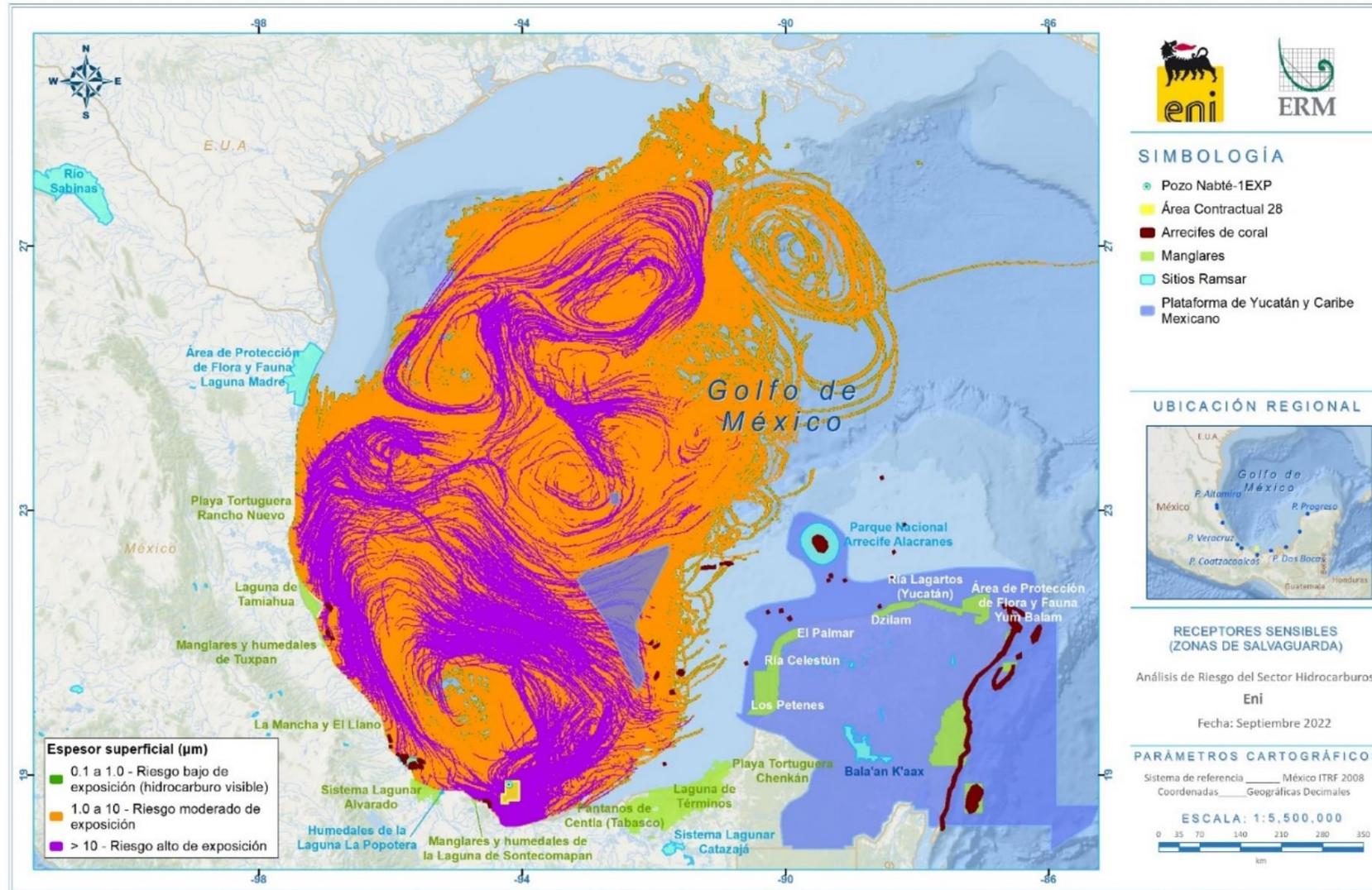


Figura 6.12 Receptores sensibles, zonas de salvaguarda Nabté-1EXP

Fuente: ERM, 2022

6.2.2.7 Especies sensibles

De acuerdo con el listado de registros de especies incluidas en la Norma Oficial Mexicana NOM-059-SEMARNAT-2010 del 2010 al 2022, en las áreas donde existe riesgo de empetrolamiento y las aledañas a estas, se han registrado 8,446 individuos, pertenecientes a 34 especies. El grupo taxonómico del que se tuvieron más registros fueron las aves, con 6,355. En cuanto al grupo de mamíferos, el segundo más abundante, se registraron 1,823 individuos. De manera global, la especie con mayor número de registros fue *Falco peregrinus* con 4,103 registros.

Tabla 6.5 Especies con presencia potencial dentro la superficie, para un espesor mayor a 10µm en Nabté-1EXP

Grupo taxonómico	Especie (nombre científico)	Número de registros	Categoría NOM-059-SEMARNAT-2010
Anthozoa	<i>Acropora palmata</i>	1	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Orbicella annularis</i>	1	Amenazada (A)
	<i>Plumapathes pennacea</i>	131	Amenazada (A)
Subtotal		133	
Aves	<i>Aramus guarauna</i>	4	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Asio flammeus</i>	3	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Buteo lineatus</i>	2	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Buteo swainsoni</i>	1	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Buteogallus anthracinus</i>	5	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Egretta rufescens</i>	21	En Peligro de Extinción (P)
	<i>Falco femoralis</i>	2	Amenazada (A)
	<i>Falco peregrinus</i>	4,103	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Parabuteo unicinctus</i>	773	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Rostrhamus sociabilis</i>	1	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Sternula antillarum</i>	1,439	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Sula sula</i>	1	Amenazada (A)
Subtotal		6,355	
Mamíferos	<i>Globicephala macrorhynchus</i>	5	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Grampus griseus</i>	2	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Physeter macrocephalus</i>	86	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Stenella attenuata</i>	11	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Stenella coeruleoalba</i>	1	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Stenella frontalis</i>	1,601	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Steno bredanensis</i>	2	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Tursiops truncatus</i>	115	Sujeta a protección especial (Pr)
Subtotal		1,823	

Grupo taxonómico	Especie (nombre científico)	Número de registros	Categoría NOM-059-SEMARNAT-2010
Reptiles	<i>Caretta caretta</i>	16	En peligro de extinción (P)
	<i>Chelonia mydas</i>	5	En peligro de extinción (P)
	<i>Crocodylus moreletii</i>	15	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Ctenosaura acanthura</i>	5	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Ctenosaura similis</i>	5	Amenazada (A)
	<i>Dermochelys coriacea</i>	1	En peligro de extinción (P)
	<i>Iguana iguana</i>	34	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Lepidochelys kempii</i>	15	En peligro de extinción (P)
	<i>Masticophis flagellum</i>	2	Amenazada (A)
Subtotal		98	
Peces	<i>Hippocampus erectus</i>	1	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Scarus iseri</i>	36	Sujeta a protección especial (Pr)
Subtotal		37	
Total		8,446	

Se comparó el listado de registros obtenido en la GBIF con la LBA (Línea Base Ambiental), mediante lo cual se identificó que existen registros confirmados en el AC28 de las siguientes 11 especies, de las cuales únicamente dos se encuentran enlistadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010:

Tabla 6.6. Especies cuya presencia se confirmó en la Línea Base Ambiental del AC28

Grupo taxonómico	Nombre científico	Registros LBA*	Categoría NOM-059-SEMARNAT-2010
Mamíferos	<i>Tursiops truncatus</i>	6	Sujeta a protección especial (Pr)
	<i>Stenella frontalis</i>	6	Sujeta a protección especial (Pr)
Subtotal		12	
Aves	<i>Leucophaeus atricilla</i>	4	No aplica
	<i>Thalasseus maximus</i>	7	No aplica
	<i>Larus argentatus</i>	4	No aplica
	<i>Fregata magnificens</i>	2	No aplica
	<i>Stercorarius pomarinus</i>	1	No aplica
	<i>Sula leucogaster</i>	7	No aplica
	<i>Sula dactylatra</i>	2	No aplica
	<i>Pelecanus occidentalis</i>	2	No aplica
	<i>Pelecanus erythrorhynchos</i>	1	No aplica
Subtotal		30	
Total		42	

*LBA: Línea Base Ambiental (ERM, 2018)

Fuente: ERM, basado en CONABIO y GBIF, 2022.

La Figura 6.13, representa la densidad de registros de especies en la NOM-059 desde el 2010 al 2022 con relación a la probabilidad de presencia de hidrocarburos. La mayor densidad de registros de especies se presenta hacia el norte del AC28, a 1,000 km de distancia aproximadamente. Por la lejanía al AC28 y el pozo Nabté-1EXP, la probabilidad de recubrimiento es del 10%. En las zonas donde hay probabilidad de empetrolamiento del 100% no hay registros de las especies analizadas. No obstante, es relevante considerar que los organismos marinos se desplazan, sus ámbitos hogareños pueden extenderse y variar conforme a las estaciones y temporadas de reproducción, por lo que no tener registros en estas áreas no implica que no existan individuos.

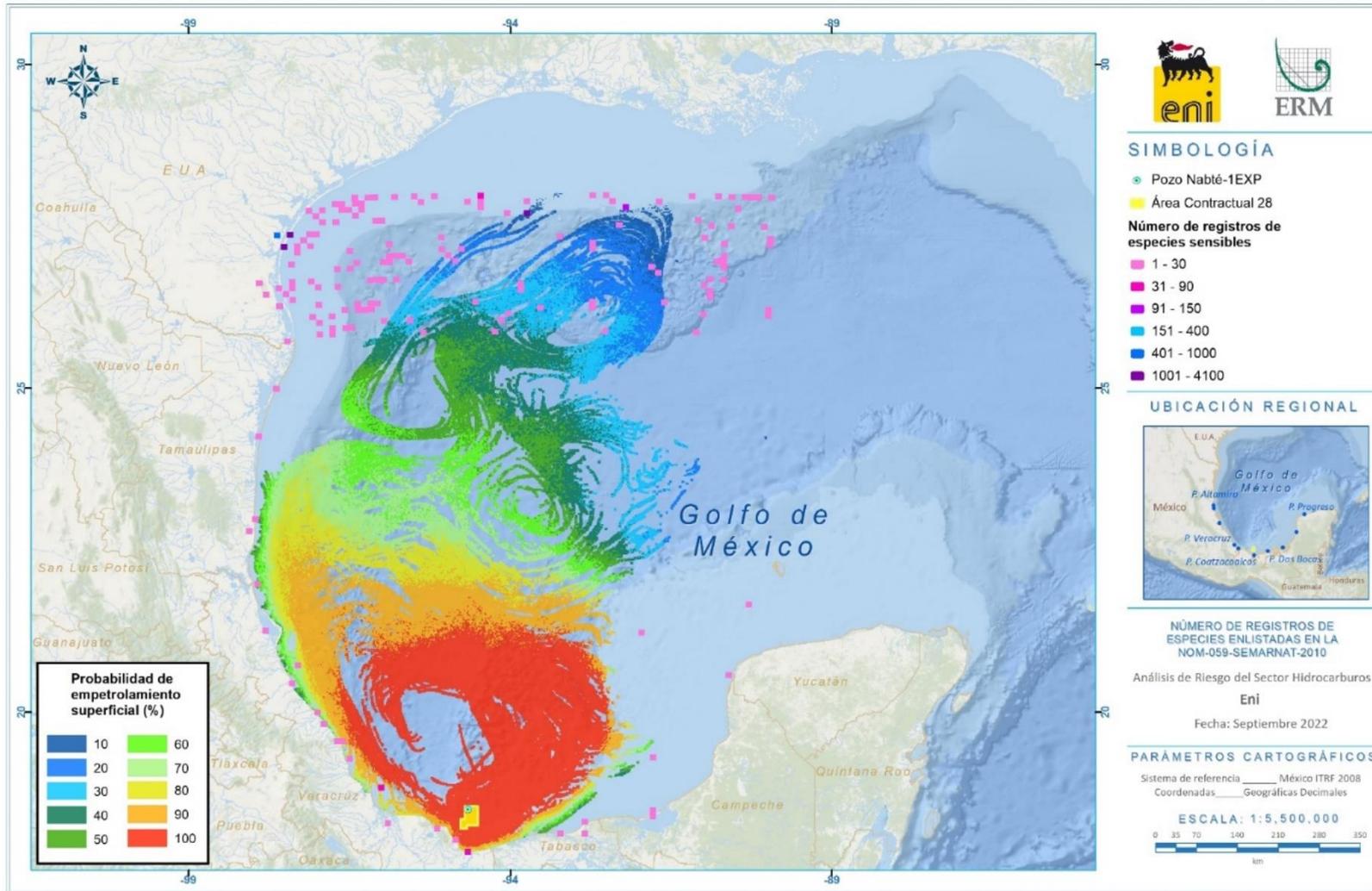


Figura 6.13 Número de registros de especies listadas en la NOM-059-SEMARNAT-2010 Nabté-1EXP

Fuente: ERM, 2022 (basado en CONABIO, GBIF, 2022)

6.3 Interacciones de Riesgo

Derivado del análisis de consecuencias en la sección 4.1.5 en donde se analizaron los escenarios con mayores radios de afectación, comparando los resultados obtenidos para el peor escenario de reventón de pozo (blow-out) para el pozo Nabté-1EXP, a continuación, se describen las posibles interacciones de riesgo que pudieran ocurrir en la Unidad de Perforación. La Tabla 6.7 muestra las interacciones de riesgo identificadas para los escenarios PC analizados.

Tabla 6.7 Análisis de interacciones de riesgo de los escenarios con mayores radios de afectación

Escenario	Embarcación	Sustancia peligrosa	Tipo de Zona	Radio de la afectación	Daños estructurales que se presentarían en el radio de afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Efecto dominó
Escenario 2 (Blow-out superficial- Jet-Fire) PC	Unidad de Perforación	Hidrocarburo gaseoso	Zona de Alto riesgo para equipos	Radiación: 154 m	Daño a equipos de cubierta plástica y tubería del mismo material. (ver Figura 6.1),	<ul style="list-style-type: none"> ■ Equipos en el piso de perforación ■ Módulo de lodos ■ Área de almacenamiento del riser 	No
			Alto Riesgo	Radiación: 250 m	No se esperan daños estructurales	<ul style="list-style-type: none"> ■ Equipos en el piso de perforación 	No
Escenario 4 (Blow-out superficial - Explosión) PC	Unidad de Perforación	Hidrocarburo gaseoso	Zona de Alto riesgo para equipos	Sobrepresión: 40 m	Daños a algunas estructuras de soporte	<ul style="list-style-type: none"> ■ Equipos en el piso de perforación (arreglos de válvulas, torre de perforación) 	No
			Alto Riesgo	Sobrepresión: 689m	Daños a las estructuras y equipos	<ul style="list-style-type: none"> ■ Unidad de Perforación, principalmente piso de perforación 	No

Fuente: ERM, 2022.

Como se puede apreciar en la Tabla 6.7, no se esperan efectos dominó en ninguno de los escenarios, debido a que la resistencia a la radiación del material de tuberías y equipos es de 37.5 kW/m² (ver Tabla 4.27).

Para el caso de los peores casos (PC) evaluados, no se esperan efectos dominó debido a que estos representan el peor de los casos de afectación, por lo tanto, de haber incendios o explosiones secundarias, estos estarían por debajo de los resultados obtenidos, además de que todo ocurriría en la misma Unidad de Perforación.

Cabe mencionar que, para cada uno de los escenarios modelados (CMP y CC) existen controles de prevención, así como medidas para mitigar los efectos de los escenarios. Dichos controles fueron documentados durante la sesión HAZID y se pueden encontrar en el **Anexo 7**. Para más información sobre los sistemas de seguridad y medidas preventivas, consultar la sección 8 del presente documento.

7. REPOSICIONAMIENTO DE ESCENARIOS DE RIESGOS

Para continuar con el análisis de consecuencias, a partir de los eventos que involucran la pérdida de contención de sustancias peligrosas (LOC), los cuales se presentan en la Tabla 4.24. La pérdida de contención, para este análisis, involucra la liberación no deseada de mezcla multifásica de hidrocarburos.

El resumen de los eventos LOC que generaron los escenarios de modelación, dependiendo de la consecuencia y receptor a analizar, se presentan a continuación:

- Debido a un choque de aeronave, se produce una liberación de hidrocarburos en el área de perforación, lo que lleva a un derrame en cubierta con posibilidad de incendio y explosión
- Debido a una pérdida de integridad de pozo, o golpe de presión en el pozo; se produce una se produce una liberación de hidrocarburos en el pozo

Algunos de los controles específicos con los que ya cuentan las instalaciones para prevenir y mitigar los escenarios de riesgo son los siguientes:

- Sistema BOP (“Blowout Preventer”, por sus siglas en inglés) certificado para prevención de colapso;
- Sistema de fluido para perforación;
- Personal certificado en control de pozos;
- Prueba de presión BOP periódicamente;
- LWD (registro durante la perforación);
- IngEnieros geomecánicos del contratista;
- Programa para el abandono del pozo;
- Diseño mecánico final del pozo;
- Zonas de permeabilidad geológica;
- Evaluación del riesgo de operación;
- Procedimientos implementados;
- Certificación e inspección de herramientas y equipo; y
- Barreras probadas.

En resumen, de acuerdo con los resultados de jerarquización de riesgos en los tres (3) casos con nivel de riesgo medio-alto, el equipo que participo en la evaluación consideró que el nivel de riesgo residual es tolerable realizando una revisión estructurada de las medidas de reducción de riesgos tan pronto se cuente con información detallada del Proyecto y el proceso de mitigación puede detenerse al evaluarse que el riesgo es tan bajo como sea razonablemente posible (ALARP). Mientras que los cinco (5) eventos que presentan el mayor nivel de severidad (nivel 5) catalogados con riesgo medio, requieren de un seguimiento continuo para evitar el deterioro.

8. SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO

8.1 Sistemas de Seguridad

8.1.1 Sistema contra incendio

El sistema contra incendio es parte integral de la unidad de perforación semi-sumergible, y estará conformado por una serie de detectores y equipos fijos y portátiles que comprenden extintores e hidrantes ubicados de acuerdo con las fuentes potenciales de fuego en sus distintos niveles, divididos estos entre cuarto de bombas y propulsores, columnas, cubierta intermedia, cubierta principal, almacén de lodos y piso de perforación, nivel 2, nivel 3, nivel 4, helipuerto y azotea sobre la cubierta principal. Este sistema se encuentra preinstalado en la MODU y fue construido siguiendo los estándares de la NFPA (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego).

A continuación, se menciona un listado de la normatividad, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería, nacionales o internacionales, utilizadas y aplicables para la operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto aceptados por Eni:

- **NOM-002-STPS-2010:** "Condiciones de Seguridad-prevención y Protección contra incendios en los centros de trabajo"
- **DNV-OS-D301:** Estándar Costa Afuera – Protección Contra Incendios
- **EN 54** Sistemas de detección de incendios y alarma de incendio
- **ISO 13702:** Industrias de petróleo y gas natural – Control y mitigación de incendios y explosiones en instalaciones costa afuera
- **NFPA 10:** Extintores Portátiles
- **NFPA 11:** Estándar para Espuma de Expansión Baja, Media y Alta
- **NFPA 12:** Estándar sobre Sistemas de Extinción de Dióxido de Carbono
- **NFPA 13:** Estándar para la Instalación de Sistemas de Rociadores
- **NFPA 15:** Estándar para Sistema Fijo de Agua Pulverizada para Protección Contra Incendios
- **NFPA 14:** Estándar para la Instalación de Sistemas de Tubería Vertical y Manguera
- **NFPA 17:** Estándar para Sistemas de Extinción de Químicos Secos
- **NFPA 24:** Estándar para la Instalación de Tuberías de Servicio de Bomberos Privados y sus Accesorios
- **NFPA 25:** Estándar para la Inspección, Prueba y MantEnimiento de Sistemas de Protección Contra Incendios a Base de Agua
- **NFPA 72:** Código Nacional de Alarma Contra Incendios
- **NFPA 101:** Código de Seguridad de Vida
- **NFPA 850:** Prácticas Recomendadas para la Protección Contra Incendios para Plantas Generadoras Eléctricas y Estaciones Convertidoras de Corriente de Alta Tensión
- **NFPA 2001:** Estándar de Sistemas de Extinción de Incendios de Agentes Limpios

El sistema contra incendios al menos comprenderá de la disponibilidad de los siguientes elementos:

- (10) Planes de control de incendios distribuidos en la plataforma de perforación. En el nivel 2, 3 y 4 se encuentran en los pasillos, en la cubierta principal se encuentran (2) en las zonas de carga y (1) en los pasillos, (4) se encuentran en las columnas de la plataforma de perforación, uno en cada columna

- (6) Áreas protegidas por el sistema extinguidor (4) de CO₂ y (2) de espuma. (4) áreas en la cubierta principal, el armario de pinturas, el cuarto de máquinas, la cocina y el cuarto del generador de emergencia. (1) en el almacén de combustible para helicóptero en el segundo nivel y (1) en el helipuerto
- (2) Hachas distribuidas en la cubierta principal, (3) hachas distribuidas en los pasillos del segundo nivel y (2) en los pasillos del tercer nivel y (1) en el cuarto nivel de la plataforma de perforación
- (61) Mangueras y boquillas contra incendio distribuidas en la plataforma de perforación. (3) en el cuarto de bombas y propulsores, (4) distribuidas en las columnas, (29) distribuidas en la cubierta principal, (8) en el almacenamiento de lodos y piso de perforación, (2) en la cubierta intermedia, (5) en el segundo nivel, (3) en el tercer nivel, (4) en el cuarto nivel y (3) en el helipuerto
- (2) Mangueras y boquillas para espuma ubicadas en el helipuerto
- (2) Estaciones en donde se encuentra el equipo de protección del cuerpo de bomberos. (1) con cuatro (4) trajes de bombero en el helipuerto y (1) en la cubierta principal con dos trajes de bombero
- (8) Equipos de respiración autónoma. (4) en el cuarto de bombas y propulsores, (3) en la cubierta principal y (1) en la cubierta intermedia.
- (3) mantas contra incendio. (2) en la cocina en la cubierta principal y (1) en el hospital en el segundo nivel
- (1) extintor fijo a base de espuma en el segundo nivel
- (16) extintor de polvo seco de 6 kg en el cuarto de bombas y propulsores, (20) distribuidos en las columnas, (52) en la cubierta principal, (4) en el almacén de lodos y piso de perforación, (3) en la cubierta intermedia, (6) en el segundo nivel, (3) en el tercer nivel, (2) en el cuarto nivel y (3) en el helipuerto
- (1) extintor de polvo seco de 45kg en el helipuerto
- (18) extintores portátiles de CO₂ de 5kg (1) en la cubierta principal, (12) en la cubierta intermedia, (3) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (18) extintores portátiles de CO₂ de 6.7 kg (4) distribuidos en las columnas y (2) en la cubierta intermedia
- (1) Extintor de CO₂ de 22.7 kg semi-portátil en el helipuerto.
- (2) Extintores semi-portátiles de espuma de 45 kg ubicados en la cubierta principal
- (2) aplicadores de espuma portátil ubicados en la cubierta principal
- (1) Estación de control ubicada en el cuarto nivel y (1) en el almacén de lodos y piso de perforación
- (2) controles remotos para bomba de emergencia. (1) en el cuarto nivel y (1) en el helipuerto
- (2) controles remotos para bomba contra incendios (1) en el cuarto nivel y (1) en el helipuerto
- (1) Tanque de CO₂ y estación de liberación en la cubierta principal
- (1) estación de cilindros de almacenamiento de CO₂ en la cubierta intermedia y (1) en el segundo nivel
- (4) estaciones de liberación de CO₂ en la cubierta principal, (1) en la cubierta intermedia y (1) en el segundo nivel
- (1) estación de liberación de espuma en el helipuerto y (1) en el cuarto nivel.

- (24) compuertas cortafuegos en el cuarto de bombas y propulsores, (9) en la cubierta principal, (3) en el segundo nivel, (2) en el tercer nivel, (16) en el cuarto nivel y (4) en el helipuerto
- (45) controles remotos para compuerta cortafuegos (4) en el cuarto de bombas y propulsores, (4) en las columnas, (21) en la cubierta principal, (1) en la cubierta intermedia, (3) en el segundo nivel, (12) en el cuarto nivel
- (18) dispositivos de cerrado de ventilación en la cubierta principal y (2) en el almacén de lodos y piso de perforación
- (8) controles remoto o apagado de ventilación en la cubierta principal, (3) en el almacén de lodos y piso de perforación, (17) en la cubierta intermedia y (1) en el segundo nivel
- (8) controles de apagado remoto de bombas de gasolina: (2) en el cuarto de bombas y propulsores, (4) en la cubierta principal, (1) en el almacén de lodos y piso de perforación y (1) en el cuarto nivel
- (2) paneles de control SMSSM (Sistema mundial de socorro y seguridad marítimos) en el cuarto nivel
- (4) estaciones de llamada manual en el cuarto de bombas y propulsores, (8) en las columnas, (27) en la cubierta principal, (3) en el almacén de lodos, (8) en la cubierta intermedia, (8) en el segundo nivel, (8) en el tercer nivel, (10) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (10) botones de alarma general: (5) en la cubierta principal, (1) en el almacén de lodos y piso de perforación, (1) en la cubierta intermedia, (1) en el segundo nivel y (2) en el cuarto nivel
- (3) Paneles de control contraincendios/detección de gas ubicados en el almacén de lodos, en el segundo nivel y en el cuarto nivel
- (4) estaciones de apagado total de la plataforma de perforación ubicados en la cubierta principal, el almacén de lodos y piso de perforación, el segundo nivel y el cuarto nivel
- (12) alarmas de CO₂ contraincendios en la cubierta principal y (1) en el cuarto nivel
- (12) Detectores de calor en el cuarto de bombas y propulsores, (23) distribuidos en las columnas, (14) en la cubierta principal y (7) en la cubierta intermedia
- (6) detectores de gas H₂S en el almacén de lodos y piso de perforación y (1) en el cuarto de climatización (HVAC) en el tercer nivel
- (16) detectores de gas combustible en la cubierta principal, (6) almacén de lodos y piso de perforación, (16) en la cubierta intermedia, (2) en el segundo nivel, (1) en el cuarto de climatización en el tercer nivel, (2) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (8) detectores portátiles de gas combustible ubicados en el cuarto del supervisor de barcasas en el cuarto nivel de la plataforma de perforación
- (12) detectores de humo en el cuarto de bombas y propulsores, (8) en las columnas, (28) en la cubierta principal, (11) en el almacén de lodos, (16) en la cubierta intermedia, (48) en el segundo nivel, (50) en el tercer nivel, (29) en el cuarto nivel y (2) en el helipuerto
- (3) detectores de flama en la cubierta principal ubicados en el cuarto del generador de emergencia y en el cuarto de máquinas
- (1) Generador de emergencia en la cubierta principal de la plataforma de perforación
- (24) Altavoces públicos de alarma de fuego en el cuarto de bombas y propulsores, (32) distribuidos en las columnas, (114) en la cubierta principal, (22) en el almacén de lodos, (28) en la cubierta intermedia, (60) en el segundo nivel, (61) en el tercer nivel, (40) en el cuarto nivel y (8) en el helipuerto
- (1) Válvula para espuma ubicada en el segundo nivel

- (4) Válvulas para rociadores ubicadas en la cubierta principal, el segundo, tercer y cuarto nivel
- (11) Válvulas de aislamiento para incendios: (2) en las columnas de la plataforma de perforación, (6) en la cubierta principal, (1) en el segundo nivel, (1) en el tercer nivel y (1) en el cuarto nivel
- (2) Válvulas de impulso de cerrado rápido en las columnas de la plataforma de perforación, (2) en la cubierta principal y (1) en el segundo nivel
- (2) Válvulas de cerrado de aceite manual ubicadas en el cuarto de bombas y propulsores y en el segundo nivel de la plataforma de perforación
- (1) Válvula de cerrado de combustible manual en el cuarto de bombas y propulsores, (2) en la cubierta principal y (1) en el almacén de lodos
- (2) Bombas principales contraincendios ubicadas en el cuarto de bombas y propulsores
- (1) Bomba de espuma en el segundo nivel
- Tipo de pared "A" en el cuarto nivel, en el cuarto de instrumentos, cuarto de control y oficina
- Puerta contraincendios de auto-cierre Clase "A" en el cuarto nivel, en el cuarto de instrumentos, cuarto de control y oficina
- Tipo de pared "B" en el cuarto nivel
- Puertas contraincendios Clase "B" en todas las oficinas y camarotes del cuarto nivel, tercer nivel y segundo nivel
- Tipo de pared "B" en el tercer nivel
- Tipo de pared "A" en el segundo nivel, en el hospital.
- Puerta contraincendios de auto-cierre Clase "A" en las escaleras del segundo, tercer y cuarto nivel
- Tipo de pared "A" en la cubierta principal
- Puertas contraincendios de auto-cierre Clase "A" en la cubierta principal. Comedor almacén en seco, cuarto de máquinas
- Tipo de pared "A" en el cuarto de control de tablero y el cuarto de resistores en la cubierta intermedia
- Puertas contraincendios de auto-cierre Clase "A" en la cubierta intermedia
- Tipo de pared "A" en el cuarto de bombas y propulsores
- Tipo de pared "A" en las columnas de la plataforma de perforación
- Puertas contraincendios Clase "A" en el cuarto de bombas y propulsores
- Puertas contraincendios Clase "A" en las columnas de la plataforma de perforación

En el **Anexo 11**, se muestran los diagramas de localización de los componentes más relevantes del sistema contra incendio en su versión más reciente.

8.1.1.1 Controles de ignición

Todas las áreas de la MODU están clasificadas según la probabilidad de que ocurra una atmósfera inflamable o explosiva en condiciones normales o anormales. Las áreas están divididas en zonas que se definen de la siguiente manera:

- Zona 0: Área donde existe una atmósfera peligrosa de manera constante o que puede existir durante períodos prolongados.
- Zona 1: Área donde es probable que exista una atmósfera peligrosa en condiciones de funcionamiento normales.

- Zona 2: Área en la cual es probable que exista una atmósfera peligrosa durante períodos breves en condiciones de funcionamiento anormales.

Toda la MODU está señalizada con esquemas de las áreas peligrosas y dichas áreas están reguladas por el Sistema PTW (Permiso de trabajo). Las áreas no clasificadas como la zona 0, 1 o 2 se consideran no peligrosas con respecto a la existencia de una atmósfera inflamable o explosiva. Conforme a las prácticas generales costa afuera, el contratista de perforación supervisa las fuentes de ignición potenciales en la MODU tanto como es posible e implementa los siguientes controles:

- En las áreas clasificadas como peligrosas se utiliza equipamiento eléctrico a prueba de explosión intrínsecamente seguro con el objetivo de reducir al mínimo la ignición por fuentes eléctricas. El equipamiento nuevo o del contratista estará sujeto a procesos de Gestión del cambio y se utilizará apropiadamente de acuerdo con una ubicación designada.
- El equipamiento eléctrico en áreas peligrosas está sujeto a la inspección y el mantenimientos regulares mediante el Sistema de mantenimiento planificado.
- Existe un Sistema específico PTW para trabajos en caliente para reducir al mínimo el potencial de ignición.
- Se suministran áreas exclusivas para fumadores.

La MODU cuenta con protección pasiva estructural contra Ignición en forma de mamparos y techos que sirven de mamparos cortafuegos. En tanto la MODU no cuenta con estructuras específicas contra explosiones, la protección pasiva estructural contra Incendio existente ofrece un grado de protección inherente contra la presión excesiva de explosiones.

8.1.2 Sistema de paro de emergencia (ESD)

La MODU está equipada con numerosos y diferentes sistemas de parada de emergencia (ESD, por sus siglas en inglés). El Sistema cubre la parada secuencial del equipo de ventilación, equipamiento eléctrico no esencial, equipamiento eléctrico esencial, equipamiento de emergencia, el motor de arranque del generador y las unidades de combustóleo.

Los paros de la ventilación local están ubicados fuera de los espacios y las zonas designados para contribuir al Sistema ESD automatizado de ventilación en el casco o los cuarteles (los ventiladores de los alojamientos se apagan automáticamente y las trampillas se cierran al detectar fuego o gas). En el Caso de una ignición en un espacio, el funcionamiento de estas estaciones detendrá los ventiladores y cerrará las trampillas de ventilación únicamente en dicho espacio. Las trampillas de ventilación también se pueden abrir o cerrar de manera remota desde la Sala de control.

Además, la Sala de máquinas y la Sala del generador de emergencia cuentan con un botón ubicado afuera de la Sala para apagar los motores de dicha Sala. Al activar el botón también se detienen los ventiladores, las unidades de combustible y aceite lubricante y se cierran las válvulas del tanque diario de aceite lubricante y combustible de la Sala de máquinas.

Al activar los botones del Sistema ESD de paro total de la plataforma petrolera se apagan todos los motores principales y se evita que el generador de emergencia se encienda. La única fuente de energía que queda en la MODU es la batería del Sistema de alimentación ininterrumpida (UPS, por sus siglas en inglés).

8.1.3 Equipo de monitoreo de presencia de gas

La plataforma de perforación contará con detectores fijos para monitorear la presencia de gases combustibles y H₂S en las áreas de perforación; zaranda vibratoria, tanques de lodos, ventilación de las residencias y en el niple campana, cuarto de maquinaria, consola de perforación, entre otros. Los detectores están conectados con un sistema de alarmas visibles/audibles que permitirán dar aviso al personal en caso de la detección de dichos compuestos. Los equipos deberán cumplir las

especificaciones requeridas y/o la normatividad aplicable. Además de contar con cuatro detectores portables de H₂S y cuatro detectores portables de gases combustibles.

8.1.4 Refugio Temporal

Ciertas áreas en el área de los alojamientos se pueden utilizar como “Refugio temporal” (TR) durante una emergencia ya que se requiere que cumplan funciones de comando y control en casos de emergencia. Por lo tanto, estas áreas cuentan con protección pasiva estructural contra Incendio para protegerlas de las condiciones de emergencia que pudieran existir fuera del TR. Las áreas relacionadas con el TR cuentan con la siguiente protección pasiva contra Incendio:

- El mamparo completo que da a la popa del módulo de alojamiento forma una barrera estructural de clase A entre el TR y los espacios externos.
- El área de cocina y comedor dentro del módulo de alojamiento se encuentra dentro de un limitante estructural de clase A.
- La Sala de control de barcasas y la Sala de radio asociada cuentan con una protección estructural de clase A.
- Los mamparos internos, los límites contra Incendio y los corredores que conducen a las áreas de reunión internas y externas, las estaciones de botes salvavidas y la cubierta para helicóptero están protegidos por una protección estructural contra incendio, trampillas de ventilación y puertas contra Incendio para prevEnir la difusión de humo y fuego.

En la proa y popa de la MODU existen áreas de reunión exclusivas externas al TR. El TR contiene las siguientes ubicaciones clave en las cuales el personal de respuesta ante emergencias se reunirá para ejercer sus funciones de respuesta ante emergencias:

- Sala de control de barcasas;
- Hospital; y
- oficina del OIM (Gerente de Instalaciones en alta mar, *Offshore Installation Manager*).

Los sistemas de alarma, comunicación y control disponibles en el TR son los siguientes:

- panel de Control BOP,
- panel de control de desviación,
- Sistema de dirección pública (PA) y alarma general (GA),
- comunicaciones internas por radio,
- comunicaciones externas por radio,
- comunicaciones por teléfono satelital,
- Sistema y alarmas de detección de gas e ignición,
- estaciones de control de apagado de emergencia,
- controles del Sistema de lastre y
- controles del Sistema DP.

Como se indica en el Programa de posición, la cadena de comando es la siguiente:

- OIM: persona responsable
- Jefe de cuadrilla: asistente del OIM
- IngEniero de Barcasas: asistente del OIM.

El comando y control durante una emergencia generalmente se lleva a cabo desde la Sala de control de barcasas. El centro de control de emergencias alternativo es la oficina del OIM.

Durante cualquier situación de emergencia, el OIM y el Equipo de comandos tomarán el control desde el Centro de emergencia. Las posibles ubicaciones son la Sala de control de barcasas o la oficina del OIM que cuenta con los paneles BOP y de control de desviación.

El OIM se comunica desde el Centro de emergencia con toda la instalación mediante un Sistema PA/GA. La comunicación se lleva a cabo mediante una radio de muy alta frecuencia/ultra alta frecuencia (VHF/UHF) con los Equipos de respuesta de emergencia, el Equipo de primeros auxilios, el Equipo de perforación y el Equipo de mantenimiento, y también si es necesario con las grúas y los botes salvavidas.

8.1.5 Equipo de respuesta a Emergencias

8.1.5.1 Equipos de respiración autónoma

La plataforma de perforación contará con ocho (8) equipos de respiración autónoma con duración de 30 minutos cada una. Los equipos deberán cumplir las especificaciones requeridas y/o la normatividad aplicable.

8.1.5.2 Botes y balsas salvavidas

La plataforma de perforación cuenta con cuatro botes salvavidas con capacidad para 75 personas y seis (6) balsas salvavidas con una capacidad de 25 personas, aunado a un bote para rescate rápido. Los equipos deberán cumplir las especificaciones requeridas y/o la normatividad aplicable.

8.1.5.3 Equipo de rescate

La plataforma de perforación contará con los equipos de rescate necesarios para las cuadrillas de rescate y cuadrilla de contraincendios, entre ellos se contemplan los siguientes:

- 1 helicóptero
- 1 bote para rescate rápido
- Equipo de Rescate en el helipuerto que contiene:
 - Hacha de bombero
 - Palanca
 - Sierra para trabajo pesados con cuchillas de repuesto
 - Gancho de agarre
 - Cable de acero
 - Cuchillo de liberación rápida
 - Corta cadenas

Los equipos deberán cumplir las especificaciones y/o normatividad aplicable. Y las cuadrillas estarán debidamente identificadas y entrenadas.

8.1.5.4 Equipo y material salvavidas

El equipo y material salvavidas a bordo de la plataforma de perforación será como mínimo el siguiente:

- (2) Puntos de reunión en la cubierta principal y en el segundo nivel.
- (39) Señalamientos de ruta de escape en el cuarto de bombas y propulsores, (89) distribuidos en las columnas, (82) en la cubierta principal, (60) en el almacén de lodos, (44) en la cubierta intermedia, (59) en el segundo nivel, (39) en el tercer nivel, (33) en el cuarto nivel y (12) en el helipuerto.

- (6) Balsas salvavidas inflables (25 personas) en la cubierta principal
- (2) Bote salvavidas (75 personas) en la cubierta principal y (2) en el segundo nivel.
- Bote de rescate en la cubierta principal.
- (4) Boya salvavidas con luz de autoencendido.
- (6) Boya salvavidas con línea de vida (50 m).
- Boya salvavidas con luz de autoencendido y señal de humo.
- Bengala para señales de socorro en el cuarto nivel.
- (66) Chalecos salvavidas en el segundo nivel, (80) en el tercer nivel y (4) en el cuarto nivel.
- Cajas con 15 chalecos salvavidas ubicados en la cubierta principal
- Cajas con 30 chalecos salvavidas en la cubierta principal y (2) cajas en el segundo nivel.
- Radares transmisor-receptor en el cuarto nivel de la plataforma y (4) radares en los botes salvavidas.
- Kits de Primeros Auxilios ubicados en la cubierta principal y en el hospital en el segundo nivel.
- (2) camillas ubicadas en la cubierta principal y en el hospital en el segundo nivel.
- Sistema de localización de radiobalizas satelital ubicado en el helipuerto.
- (12) Cohetes paracaídas con señales de auxilio en el cuarto nivel y (20) distribuidos en los botes salvavidas.
- Señales de humo a mano en el cuarto de control en el cuarto nivel y (20) distribuidos en los botes salvavidas.
- Equipos lanzadores de línea de vida en el cuarto nivel
- Radios VHF de 2 canales en el cuarto de control y (4) distribuidos en los botes salvavidas
- Lavador de ojos/ ducha de emergencia en la cubierta principal y (1) en el almacén de lodos y (2) en la cubierta intermedia.
- Equipo de helicóptero de rescate en el helipuerto

En el **Anexo 11**, se muestran los diagramas de localización de los componentes más relevantes del sistema contra incendio en su versión más reciente.

8.2 Medidas Preventivas

8.2.1 Planes de Respuesta a Emergencias (PRE)

Eni ha desarrollado un plan de respuesta a emergencias aplicable a todas las operaciones realizadas en México, incluyendo las operaciones de perforación y las actividades de MODU, descritas en este documento. Este Plan abarca todas las etapas y fases de la respuesta ante emergencias, desde la identificación y notificación de la emergencia, hasta que se da por declarada la culminación de la misma. El plan incluye el Plan de atención a emergencias internas (PAEI) y el Plan de atención a emergencias externos (PAEE).

En función de la gravedad de la emergencia y del nivel de implicación de las diferentes estructuras organizacionales, se han definido tres niveles de emergencia y un nivel de crisis. El plan se basa en los escenarios peligrosos previsible que tienen el potencial de escalar a una situación de emergencia, a continuación, se presenta una lista de escenarios de emergencia posibles:

- Muerte por eventos accidentales relacionados con las operaciones de Eni México;

- Efectos mayores contra la salud o lesiones mayores que resulten de eventos accidentales relacionados con las operaciones de Eni México;
- Emisión de gases inflamables;
- Pérdida o daño de fuentes radiactivas;
- Contaminación petrolera/química;
- Daños o colisión de embarcaciones;
- Pérdida de posición;
- Fuego/explosión;
- Reventón;
- Falla estructural / pérdida de estabilidad;
- Evacuación/abandono de sitios o embarcaciones;
- Accidente de helicóptero;
- Terremotos, inundaciones, condiciones climáticas extremas, otros desastres naturales;
- Evacuación;
- Todos los incidentes o posibles incidentes que puedan perturbar la licencia para operar o poner en peligro la reputación de Eni.

El plan incluye las responsabilidades, roles y autoridades de los equipos para la gestión de emergencias, cubriendo los posibles escenarios, en el cual se especifican los turnos que serán implementados y el personal capacitado que debe de estar en ellos, la evaluación del nivel de emergencia, notificaciones internas- externas, movilizaciones, formatos e información requerida para el cierre de las mismas, así como un listado con la información de contacto del equipo de respuesta a emergencias de Eni México, un directorio con la información de contacto de autoridades y agencias y los equipos de respuesta a emergencia en el Sitio, salas de respuestas a emergencias y las fichas de responsabilidades.

8.2.1.1 Plan de atención a emergencias externo

Dentro del Plan de atención a emergencias externo, Eni tiene un acuerdo en vigor con la compañía OSRL (Oil Spill Response Limited), en el cual en caso de una emergencia clasificada como Nivel 3, se tendrá a disponibilidad para el apoyo que sea coordinado para la atención de la emergencia.

- El plan incluye un listado de autoridades públicas y recursos externos, los principales recursos de contratistas externos incluirán:
- Contratistas médicos (y organizaciones asociadas);
- Contratistas de derrames de petróleo;
- Contratistas logísticos (buques, helicópteros, transporte terrestre, etc.).

Los planes de respuesta a emergencias de los contratistas se encuentran en desarrollo y estarán alineados con parámetros de seguridad estipulados en el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección del Medio Ambiente (SASISOPA).

8.2.1.2 Plan de Contingencia para la Atención de Derrames de Petróleo

El Plan de Contingencia para la Atención de Derrames de Petróleo (OCSP) cubre las actividades de operación de Eni México S. de R.L. de C.V., en el marco del Proyecto de exploración y producción de petróleo, fue desarrollado con el fin de responder de manera efectiva a todos los incidentes de emergencia que se produzcan en la zona sur del Golfo de México.

El objetivo del plan es establecer procedimientos, aclarar responsabilidades, y proporcionar las líneas de autoridad y la secuencia de las comunicaciones que han de seguirse en el caso de una respuesta de emergencia. La correcta ejecución de los procedimientos detallados en este plan ayudará a mitigar el daño ambiental y ecológico a zonas sensibles, así como a minimizar las pérdidas o daños a las instalaciones, a otras instalaciones circundantes en el caso de un derrame de petróleo y/u otro(s) incidente(s) de respuesta a emergencias.

Este OSCP cubre la contingencia y la respuesta a derrames de petróleo, posiblemente procedentes de las siguientes instalaciones/unidades:

- Plataforma de perforación autoelevadiza (jack-up);
- Buques de suministro/apoyo a la plataforma de perforación;
- Helicópteros;
- Base en la costa;
- Tuberías de distribución
- Tanques de almacenamiento

Dentro de la evaluación de niveles de hidrocarburos, los niveles de respuesta a emergencia que se definen en la Tabla 8.1.

Tabla 8.1 Clasificación de Niveles de Emergencia

Característica	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Gestión			
Jurisdicción	Una sola jurisdicción	Múltiples jurisdicciones	Múltiples jurisdicciones
Comisión	El controlador del incidente es responsable de todas las funciones	Se delegan algunas funciones o se crean divisiones	Todas las funciones son delegadas y/o se crean divisiones
Número de agencias	Agencia de respuesta inicial	Respuesta de agencias múltiples de rutina	Agencias del gobierno y de la industria
Plan de acción para el incidente	Simple/Resumen	Resumen	Detallado
Recursos	Recursos dentro de un área	Requiere recursos dentro del estado	Requiere recursos nacionales o internacionales
Tipo de emergencia			
Tipo de respuesta	Inicial	Escalada	Campaña
Duración	Un turno	Turnos múltiples	
De días a semanas	Respuesta extendida		
De semanas a meses			
Peligros	Peligro sencillo	Peligro sencillo	Peligros múltiples
Recursos en riesgo			
Salud humana	Potencial de lesiones serias	Potencial de fatalidad	Potencial de múltiples fatalidades
Medio ambiente	Impactos aislados o con recuperación natural en semanas	Impactos significativos, cuya recuperación podría tomar meses. Remediación requerida	Área significativa impactada, cuya recuperación puede tomar meses. Remediación requerida

Característica	Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Vida salvaje	Fauna individual	Grupos de fauna o fauna amenazada	Número elevado de fauna
Economía	Trastorno a nivel negocio	Falla del negocio	Trastorno del sector
Social	Servicios reducidos	Servicios reducidos continuos	Calidad de vida reducida
Infraestructura	Falla de corta duración	Falla de media duración	Deterioro severo
Asuntos públicas	Cobertura de medios locales y regionales	Cobertura de medios nacionales	Cobertura de medios internacionales

Fuente: Eni, 2022.

El plan define los detalles de notificación y comunicación de respuesta a derrames de petróleo. Conforme a los recursos utilizados para combatir el derrame, se contacta a los diferentes niveles de la organización para gestionar y coordinar las acciones de respuesta. Se especifica la planeación de la respuesta estratégica, dependiente de si las operaciones se llevan a cabo en zonas marítimas o en zonas costera, estableciendo no solo los recursos necesarios, sino también los roles y responsabilidades y los protocolos de comunicación.

Los recursos disponibles con el fin de combatir los derrames de definen por nivel de la siguiente manera:

Recursos de nivel 1:

- Inventario de equipo de respuesta a derrames de petróleo
- Programas de inspección y mantenimiento
- Programa de capacitación para el personal de respuesta a derrames de petróleo (y actualizaciones planeadas)
- Mapas de localización/ubicación de los almacenes de equipos de respuesta a derrames de petróleo

Recursos de nivel 2:

- Inventario de equipo de respuesta a derrames de petróleo
- Mapas de localización/ubicación de los almacenes de equipos de respuesta a derrames de petróleo.

Recursos de nivel 3:

Eni es miembro participante de Oil Spill Response Limited (OSRL). El contrato participante le garantiza a Eni México un acceso inmediato a asesoría técnica, recursos y experiencia de nivel 3 los 365 días del año las 24 horas del día. Las bases de operación de OSRL se encuentran en cuatro países: Reino Unido (Southampton), EE. UU. (Fort Lauderdale), Bahrein y Singapur. Todo el equipo necesario para responder a un derrame de petróleo de nivel 3 se moviliza desde estas cuatro áreas. Para la intervención en el Golfo de México, la base de operaciones de referencia es la de Fort Lauderdale, Florida (EE. UU.).

Eni también es signatario de los servicios complementarios de Reservas Mundiales de Dispersantes (GDS, por sus siglas en inglés) de OSRL, los cuales proporcionan una reserva de dispersantes de fácil acceso y movilización para uso de la industria. 5,000 m³ de dispersantes se encuentran previamente posicionados en seis lugares en cuatro continentes; el dispersante se puede transportar por carretera, mar y aire para su uso en función de la distancia respecto a la ubicación donde se prevé usarlo y a la cantidad requerida. Los dispersantes almacenados son los que tienen las más amplias autorizaciones en todo el mundo.

Por otra parte, en caso de accidentes de control de pozos, Eni puede contar con el equipo WellCONTAINED gestionado por Wild Well Control (WWC). Este abarca aspectos críticos del sellado del pozo, la contención y la recolección; la gestión y la activación de WWC está a cargo del Departamento de perforación.

8.2.2 Programa de Mantenimiento

Los procesos de mantenimiento preventivo de están diseñados para asegurar que:

1. Todo el equipo crítico reciba el mantenimiento rutinario necesario para asegurar un desempeño seguro, confiable y eficiente
2. La condición, el desempeño y los parámetros importantes de desgaste del equipo crítico sea monitoreado y documentado
3. Se realice el mantenimiento no rutinario y las reparaciones necesarias para prevenir fallas que podrían resultar en un daño catastrófico del equipo y/o en tiempo de inactividad de la unidad.

El Programa de mantenimiento Preventivo también se utiliza para programar la inspección y mantenimiento de los sistemas críticos de perforación y sus componentes estructurales, así como para documentar y monitorear su estado.

Las rutinas de mantenimiento y los criterios para las reparaciones programadas derivan de una combinación de las recomendaciones del fabricante original del equipo (OEM) y de las prácticas obligatorias de unidad de perforación basadas en la experiencia adquirida a través de muchos años de operar equipo de perforación en alta mar.

Un objetivo importante del Programa de Mantenimiento Preventivo es la optimización y eficiencia; de manera que el valor derivado del programa de mantenimiento se optimiza en relación con su costo. Otro aspecto importante del Programa de Mantenimiento Preventivo es que permite una mejora continua, basada en el conocimiento adquirido del análisis de las fallas de equipos y de reparaciones no programadas.

Todo el equipo y los sistemas que requieran mantenimiento deberán ser identificados de manera única de modo que las rutinas de mantenimiento y la información de reparación/mantenimiento puedan ser asociadas con componentes individuales.

Cualquier mantenimiento o reparación de equipo no programado deberá ser documentado utilizando el proceso de orden de pedido de reparación. Esto es necesario para desarrollar un historial de reparación y mantenimiento de equipo no programado que pueda ser usado para identificar áreas o tendencias de problemas potenciales que puedan ser utilizados como base para mejorar rutinas y procesos de mantenimientos ya existentes.

Las Órdenes de Servicio que no hayan sido completadas deberán ser reportadas a través de un Informe de Ordenes de Servicio Pendientes.

El equipo o instrumentación es utilizado para monitorear o medir parámetros críticos. Este equipo deberá ser probado y calibrado como sea necesario para asegurar la validez de las mediciones de acuerdo al Marco de Referencia del Sistema de Gestión.

8.2.2.1 Mantenimiento de las Tuberías

La red de tuberías será diseñada, seleccionada, fabricada e inspeccionada, etc. en cumplimiento con las especificaciones, códigos y estándares aplicables mencionados en el ITT.

Para cada clase de fluido que ingrese / salga, solo se proporcionará una conexión, la red necesaria dentro del área será provista por el contratista.

Venteos y/o válvulas de seguridad (PSVs) que sean liberados a la atmósfera deberán enviarse a un lugar seguro, a una altura no inferior a 3 m sobre el nivel del suelo o la pasarela de servicio más alta.

Se debe contemplar el aislamiento para la protección del personal para tuberías, equipos y maquinaria que normalmente no están aislados, pero que presentan una temperatura de servicio que excede los 60 ° C. Esta protección debe restringirse a las áreas de maniobras o pasajes para el personal. Dicha protección debe extenderse 60 cm horizontalmente y 210 cm verticalmente desde áreas operativas o pasarelas.

8.2.2.2 Operación y Mantenimiento de las Válvulas

Las instrucciones que describirán los procedimientos y la frecuencia con que se debe realizar el mantenimiento de los diferentes tipos de válvulas serán especificadas en el Manual de Operación y Mantenimiento, así como en el Programa de Mantenimiento.

Las válvulas deberán instalarse según sea necesario para evitar y permitir la extracción de componentes duplicados para mantenimiento sin la necesidad de drenar o apagar el sistema completo.

8.2.2.3 Requerimientos de HSE (Seguridad, Salud en el trabajo y Medio Ambiente)

El diseño de los sistemas HSE (Seguridad, Salud en el trabajo y Medio Ambiente, por sus siglas en inglés) se realizará de acuerdo con el documento “Eni E&P STANDARD 1.3.0.07 - HSE MINIMUM DESIGN REQUIREMENTS”. Asimismo, el contratista identificará las zonas de seguridad y las rutas de escape en cumplimiento con dicho documento y por los estándares acordados durante el proceso de licitación.

Además, el contratista deberá proveer a las instalaciones con un Sistema Contra Incendios autónomo (sin suministro de agua) incluyendo sistemas fijos y portátiles. Del mismo modo, el contratista deberá proporcionar un sistema fijo de detección de incendios y gases que cubra las áreas de la instalación.

Inicio de operaciones

El contratista, antes de proceder con la fase de inicio, deberá presentar evidencia proporcionando todos los informes de prueba de inspección aplicables y procedimientos de prueba operacional para la aprobación de la Eni con los siguientes certificados:

- Evaluación de la revisión previa a la puesta en marcha,
- Certificado para inicio de operaciones y para producción de hidrocarburos.

Las operaciones para la fase de inicio, incluyendo las actividades de mantenimiento durante el período de alquiler serán realizadas por el contratista bajo los requerimientos aplicables de HSE y mano de obra de Eni.

Es responsabilidad del contratista de igual forma la revisión y certificación periódica de los Sistemas de Seguridad (por ejemplo, F&G, ESD System, PSV's, etc.), de las embarcaciones, tuberías y los equipos de proceso en cumplimiento con las regulaciones nacionales y locales aplicables al Proyecto, así como de las Mejores Prácticas Internacionales. También será responsable de proporcionar el plan analítico, los procedimientos de muestreo, los procedimientos analíticos y las instalaciones de laboratorio (incluidos los instrumentos y equipos, herramientas, reactivos y consumibles, herramientas de muestreo, etc.).

Servicios de Soporte Técnico

Los servicios de soporte técnico incluirán como mínimo los siguientes puntos:

- Recomendaciones técnicas a petición de Eni
- Investigación de fallas y diagnóstico del desempeño operacional

- Monitoreo de las instalaciones en tierra y asesoramiento oportuno para realizar cambios a estrategias de integridad y procedimientos asociados para el monitoreo de condiciones, de corrosión, etc.
- Proveer todo el personal y cualquier otro soporte requerido para la ejecución del servicio
- Proporcionar cuidado, mantenimiento y almacenamiento de toda la información y documentación relacionada con las actividades en tierra.

8.2.3 Pruebas e inspección

El contratista realizará pruebas e inspecciones a vendedores y sub-contratistas con el fin de asegurar el cumplimiento de los servicios proporcionados con los requerimientos del Proyecto y con las leyes, normas, estándares que sean aplicables.

Las pruebas e inspecciones deberán realizarse de acuerdo con los términos establecidos entre Eni y el contratista. Según corresponda, el contratista realizará para cada objeto de mayor y de menor importancia lo siguientes procedimientos:

- Prueba de Aceptación Industrial (FAT, por sus siglas en inglés)
- Prueba de Aceptación de Sitio (SAT, por sus siglas en inglés)

Al menos dos semanas antes se debe dar aviso que se realizará una prueba de fábrica y se proveerá a Eni con toda la documentación válida de los proveedores.

Adicionalmente, Eni, como parte de sus actividades tiene contempladas, previo al arranque de sus instalaciones, desarrollar el procedimiento "Drill well on paper" que es un proceso de análisis de cada etapa de construcción de la instalación para generar ideas para mejorar el rendimiento y reducir costos, con lo que se pretende minimizar la probabilidad de algún accidente relacionado con la etapa de perforación.

8.3 Recomendaciones Técnico-Operativas

Como se mencionó anteriormente, 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 jerarquizados como riesgo medio-alto y medio, y que son indispensables para evitar accidentes catastróficos dentro de la instalación (véase Tabla 8.2).

Tabla 8.2 Recomendaciones técnico-operativas

No	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	ID	Descripción	Responsable	Nivel de Riesgo
1	Implementar un procedimiento de transferencia específico del lugar para garantizar la seguridad del personal durante la transferencia del buque a la plataforma.	3. Operaciones Rutinarias	XII. Seguridad de contratistas	32	3.6.1.1 Transferencia de personal de barco a plataforma.	Departamento de logística de Eni /Departamento de Eni HSE Mexico	Riesgo medio
2	Seguimiento al programa de mantenimiento del sistema BOP.	3. Operaciones Rutinarias	XII. Seguridad de contratistas XI. Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	34	3.7.1.1 Pérdida de integridad del pozo	Departamento de perforación de Eni	Riesgo medio/alto
3	Monitoreo de propiedades de fluidos	3. Operaciones Rutinarias	X. Control de actividades y procesos	34	3.7.1.1 Pérdida de integridad del pozo.	Departamento de perforación de Eni	Riesgo medio/alto
4	Contar con certificados de base de datos actualizados y disponibles	3. Operaciones Rutinarias	VIII. Control de Documentos y Registros XI. Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	34	3.7.1.1 Pérdida de integridad del pozo.	Departamento de perforación de Eni	Riesgo medio/alto
5	Contar con respaldo de herramientas LWD ("Logging While Drilling", Adquisición de datos durante la perforación)	3. Operaciones Rutinarias	XI. Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad	34	3.7.1.1 Pérdida de integridad del pozo.	Departamento de perforación de Eni	Riesgo medio/alto
6	Verificar los certificados de capacitación de los ingenieros geomecánicos del contratista	3. Operaciones Rutinarias	VI. Competencia, Capacitación y Entrenamiento	34	3.7.1.1 Pérdida de integridad del pozo.	Departamento de perforación de Eni	Riesgo medio/alto
7	Seguimiento al programa de mantenimiento de acuerdo a las recomendaciones del fabricante de la aeronave	3. Operaciones Rutinarias	XI. Integridad Mecánica y Aseguramiento de la Calidad XII. Seguridad de contratistas	35	3.8.1.1 Falla mecánico/eléctrico de la aeronave.	Departamento de logística de Eni / Contratista de la aeronave	Riesgo medio
8	Seguimiento al programa de capacitación del personal que opera las aeronaves.	3. Operaciones Rutinarias	VI. Competencia, Capacitación y Entrenamiento	38	3.8.4.1 Error humano	Departamento de logística de Eni / Contratista de la aeronave	Riesgo medio

No	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	ID	Descripción	Responsable	Nivel de Riesgo
9	Monitoreos periódicos de exposición a fuentes radioactivas, incluyendo las dosimetrías.	3. Operaciones Rutinarias	X. Control de actividades y procesos	41	3.9.3.1 Exposición a NORM (material radioactivo que ocurre normalmente) o fuentes de radiación.	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
10	Almacenar las fuentes radioactivas en lugares adecuados y con la identificación adecuada.	3. Operaciones Rutinarias	X. Control de actividades y procesos	41	3.9.3.1 Exposición a NORM (material radioactivo que ocurre normalmente) o fuentes de radiación.	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
11	Asegurar que se siga el principio de Shielding (Blindaje), Tiempo y distancias de exposición.	3. Operaciones Rutinarias	X. Control de actividades y procesos	41	3.9.3.1 Exposición a NORM (material radioactivo que ocurre normalmente) o fuentes de radiación.	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
12	Designar zonas para realizar trabajos radiológicos.	3. Operaciones Rutinarias	X. Control de actividades y procesos	41	3.9.3.1 Exposición a NORM (material radioactivo que ocurre normalmente) o fuentes de radiación.	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
13	Seguir el sistema PTW (Permiso de Trabajo) para las auditorías de instalaciones donde haya exposición a radiaciones ionizantes.	3. Operaciones Rutinarias	X. Control de actividades y procesos	41	3.9.3.1 Exposición a NORM (material radioactivo que ocurre normalmente) o fuentes de radiación.	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
14	Actualizar de forma periódica la evaluación de riesgos por exposición a radiaciones ionizantes.	3. Operaciones Rutinarias	II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	41	3.9.3.1 Exposición a NORM (material radioactivo que ocurre normalmente) o fuentes de radiación.	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
15	Dar seguimiento a la capacitación, introducción y supervisión de seguridad e higiene por exposición a radiaciones ionizantes.	3. Operaciones Rutinarias	VI. Competencia, capacitación y entrenamiento:	41	3.9.3.1 Exposición a NORM (material radioactivo que ocurre normalmente) o fuentes de radiación.	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio

No	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	ID	Descripción	Responsable	Nivel de Riesgo
16	Dar seguimiento al programa de seguridad e higiene dentro de plataforma.	3. Operaciones Rutinarias	X. Control de actividades y procesos	42	3.9.4.1 Riesgos laborales de alto potencial: - Trabajos en altura - Flujo controlado al sistema de contención - Trabajo en caliente - Espacio confinado - Electricidad alta tensión - Energía almacenada - Manipulación de materiales/arranque/elevación - Transporte/transferencia de la tripulación	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
17	Informar y difundir el programa de lecciones aprendidas por lesiones dentro de la instalación.	3. Operaciones Rutinarias	XVI. Investigación de incidentes y accidentes	42	3.9.4.1 Riesgos laborales de alto potencial: - Trabajos en altura - Flujo controlado al sistema de contención - Trabajo en caliente - Espacio confinado - Electricidad alta tensión - Energía almacenada - Manipulación de materiales/arranque/elevación - Transporte/transferencia de la tripulación	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
18	Dar seguimiento al desempeño del contratista en materia de HSE.	3. Operaciones Rutinarias	XII. Seguridad de contratistas	42	3.9.4.1 Riesgos laborales de alto potencial: - Trabajos en altura - Flujo controlado al sistema de contención	Departamentos de perforación / Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio

No	Recomendación	Identificación del nodo	Elemento del SASISOPA asociado a la recomendación	ID	Descripción	Responsable	Nivel de Riesgo
					<ul style="list-style-type: none"> - Trabajo en caliente - Espacio confinado - Electricidad alta tensión - Energía almacenada - Manipulación de materiales/arranque/elevación - Transporte/transferencia de la tripulación 		
19	Revisar y actualizar, de forma periódica, los procedimientos de ESD.	3. Operaciones Rutinarias	VIII. Control de documentos y registros	48	4.4.2.1 Falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia	Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
20	Realizar simulacros de emergencia de acuerdo a los escenarios más probables.	3. Operaciones Rutinarias	XIII. Preparación y respuesta a emergencias	48	4.4.2.1 Falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia	Eni HSE Mexico / Contratista de la plataforma	Riesgo medio
21	Realizar un análisis de evaluación del riesgo del abandono del pozo.	3. Operaciones Rutinarias	II. Identificación de peligros y análisis de riesgos	48	4.4.2.1 Falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia	Departamento de perforación de Eni	Riesgo medio

Fuente: Sesión de Identificación HAZID, Anexo 7, 2022.

9. CONCLUSIONES

Como parte del **Análisis Cualitativo** se llevó a cabo la identificación de Peligros y Evaluación de Peligros siguiendo los lineamientos del Procedimiento *pro Eni mex hse 004 r03 Informe y Gestión de riesgos de HSE* (ver sección 9.5.1). A través de la matriz general de evaluación de riesgos 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.

Eni desarrolló un taller de Identificación de Peligros (HAZID, por sus siglas en inglés) contemplando dentro del análisis cada una de las actividades del proyecto, en total resultaron 49 eventos evaluados, a cada uno de estos le fue concedido un nivel de gravedad y uno de frecuencia, de esta forma se obtuvo un nivel de riesgo.

A partir de los resultados de la ejecución del taller HAZID se determinó, como se muestra en la Tabla 4.20, la Tabla 4.21, y la Tabla 4.22; que existen cuarenta y dos (42) consecuencias con categoría de riesgo bajo, dieciocho (18) consecuencias en categoría de riesgo medio y tres (3) consecuencias en categoría de riesgo medio-alto. Ninguna desviación quedó definida con un nivel de riesgo residual alto.

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 un nivel categorizado como medio-alto y catorce (14) escenarios categorizados con nivel de riesgo medio evaluados con el mayor nivel de severidad (nivel 5).

A continuación, se describen de manera breve los escenarios de riesgo identificados durante las operaciones generales de perforación (actividades rutinarias y no rutinarias) y abandono del pozo:

- Los eventos 1 y 6 están relacionados con la pérdida de contención de pozo provocando un reventón de pozo (Blow-out).
- El evento 5 se presentaría en caso de un escenario de objetos caídos ocasionando agravios personales y daños a los bienes.
- Los eventos 2, 3 y 4 se encuentran relacionados ya que tienen en común que tendrían como consecuencia el choque de aeronave, el primero debido a una falla mecánica/ eléctrica de la aeronave, el segundo por agotamiento de combustible y el tercero debido a un error humano.
- El evento 7 podría ocurrir debido a una falla en la secuencia de desconexión del pozo durante una emergencia provocando lesiones al personal, daño a las instalaciones y al medio ambiente.
- El evento 8 se presentaría en caso de aislamiento o barreras inadecuadas teniendo como consecuencia la liberación de hidrocarburos al mar.

Cabe destacar que, a pesar de que la severidad de estos eventos se encuentra en los niveles de afectación más altos (4 y 5), todos los eventos presentados en la Tabla 4.23, fueron considerados por el equipo evaluador con un nivel de riesgo "tolerable" ya que la frecuencia anual varía entre 10^{-6} y 10^{-4} .

Con base en los resultados de la ejecución del taller HAZID se determinó, que para efectos del análisis de consecuencias el evento de "pérdida de contención de pozo" jerarquizado con nivel de riesgo medio- alto, presentaría un efecto potencial mayor al medio ambiente. Las recomendaciones técnico- operativas derivadas del análisis cualitativo para este escenario son las siguientes:

- Seguimiento al programa de mantenimiento del sistema BOP
- Monitoreo de propiedades de fluidos de perforación
- Contar con certificados de base de datos actualizados y disponibles
- Contar con respaldo de herramientas LWD ("Logging While Drilling", Adquisición de datos durante la perforación)

- Verificar los certificados de capacitación de los ingenieros geomecánicos del contratista

Por otro lado, como parte del **Análisis Cuantitativo** del presente estudio, los escenarios de riesgo identificados durante el HAZID se agruparon en cuatro (4) eventos de pérdida de contención (LOC), los cuales dieron lugar a seis (6) escenarios de simulación, de acuerdo con las potenciales afectaciones esperadas. Los escenarios de simulación presentan los Casos Más Probables (CMP) y Peores Casos (PC). Es importante mencionar, que, para el análisis cuantitativo se consideró como caso representativo utilizar únicamente los escenarios con los mayores radios de afectación el Pozo Nabté-1EXP, dado a que este representa el pozo con mayor impacto en el proyecto.

De los escenarios de reventón de pozo (Blow-Out superficial), fueron evaluados los escenarios de fuego y explosividad; de los cuales, los peores casos, que, aunque tienen una posibilidad muy limitada de presentarse, sirven de referencia para tener una idea más amplia para la planeación de emergencias.

- **Escenario 2 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial) (Radiación térmica- Jet Fire)**

Para este escenario, de acuerdo con los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m²) supera los límites de la Unidad de Perforación con 431.6 m, por lo que, el personal podrá estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo. La radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 19.5 kW/m², además, cabe resaltar, que la radiación de daño a equipos (19.5 a 12.5 kW/m²) se mantiene hasta los 154.5 m. Sin embargo, a pesar de que el impacto de esta radiación abarca gran parte del piso de perforación (ver Figura 5.1), no se esperan efectos estructurales.

Por otra parte, en la Figura 5.1, se puede observar que el dardo de fuego generado a partir del escenario tiene un alcance de 250 m para la zona de alto riesgo, y, en dicha zona se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado en personal que pudiera estar en el radio de la zona de alto riesgo del escenario.

- **Escenario 4 (PC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente que forman una nube inflamable dentro de la Unidad de Perforación (Blow-out superficial). (Explosión)**

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, la zona de alto riesgo (1.0 Psi) y la de amortiguamiento (0.5 Psi) superan los límites de la Unidad de Perforación con 689.2 m y 1,265 m, respectivamente (ver Figura 5.2); aclarando que, para el caso de la zona de amortiguamiento, solo se puede esperar la ruptura del 10 % de ventanas de vidrio, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios.

Además, se presenta la distancia que alcanzarán las mayores ondas de sobrepresión, y puede identificarse, que se producirán dentro del piso de perforación, con una sobrepresión máxima de 8.8 psi y un alcance 40.8 m; y, por lo tanto, esta área puede tomarse como zona de alto riesgo para daño a los equipos.

Por otra parte, se generaron dos (2) escenarios de derrame de hidrocarburo para predecir el alcance espacial de dos escenarios de derrame hipotéticos de hidrocarburo en el Golfo de México ocasionado por la pérdida de contención de un pozo ubicado en el AC28. La simulación se realizó para dos casos, el primero en donde la duración de Blow-out es igual a 10 días y el segundo para 55 días.

Considerando el Blowout con duración de derrame igual a 55 días como peor caso posible, tenemos, que el transporte de las manchas de hidrocarburo visibles están fuertemente influenciadas por el efecto de los remolinos ciclónicos y anticiclónicos presentes en todo el Golfo de México, así como las corrientes de Yucatán y México, y por lo tanto muestran formas de movimiento rectas, ciclónicas y anticiclónicas, por lo que se extiende inicialmente en todas las direcciones.

Una parte del hidrocarburo se fusiona con las corrientes de Yucatán y México y se transporta hacia el norte del Golfo de México. Este comportamiento esparce el hidrocarburo por gran parte del Golfo de México. El espesor del petróleo supera el umbral de espesor mínimo de asfixia para las aves y la fauna (1.0 μm) en el caso de un reventón de crudo desde el fondo marino. También se producen áreas de mancha superficial con un grosor superior a 10.0 μm , que es el umbral de alta exposición para las aves y otra fauna silvestre, debido a un reventón de pozo (214.540 km^2) (ver Figura 6.13).

Los lugares de contaminación por hidrocarburo en la costa (con hidrocarburo por encima del umbral de 100 g/m^2) para el escenario de construcción de pozos de alivio se presentan continuamente desde Frontera en México hasta un poco más allá de Brownsville. La probabilidad de contaminación de la costa al norte de Brownsville es baja (normalmente menos del 5%). También se produce una contaminación significativa de la costa por el impacto de la fauna en contacto con los depósitos de la costa (flujo de contaminación de la costa superior a 100 g/m^2) durante una explosión de pozo durante 55 días desde el fondo del mar en Nabte-1EXP. La contaminación por hidrocarburo en la costa se produce principalmente a lo largo del litoral entre Frontera, México, y un poco más allá de Brownsville. El petróleo crudo puede llegar a la costa a partir de los 2.75 días en el caso de un reventón de crudo en Nabte-1EXP en ausencia de medidas de intervención y mitigación.

Las grandes manchas superficiales que permanecen mucho tiempo en la superficie del agua permiten que más hidrocarburo se disuelva en el agua causando grandes áreas cubiertas de HAD. Estas áreas de concentraciones máximas de HAD por encima del umbral de impactos narcóticos agudos para los organismos acuáticos/marinos sensibles (5 ppb) se desplazan hasta las aguas estadounidenses. El área total de concentración máxima de DAH que supera el umbral de 5 ppb supera los 139.921 km^2 para Nabte-1EXP.

Hay que reiterar aquí que, de acuerdo con las normas internacionales y para presentar un análisis conservador, no se asumieron esfuerzos de limpieza o respuesta en ninguna de estas simulaciones. En la realidad, éste no sería el caso y ENI aplicaría medidas para proteger las costas o evitar que la trayectoria del vertido se moviera libremente, por lo que estos resultados modelizados muestran resultados conservadores en el peor de los casos.

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 7** y los sistemas de seguridad descritos a lo largo de la sección 8.1, el equipo evaluador consideró que el nivel de riesgo podría considerarse controlable (aceptable).

ANEXO 1. INFORME TÉCNICO

ANEXO 2. ARREGLO GENERAL

ANEXO 3. EQUIPOS DE CONTROL DE POZO

ANEXO 4. SISTEMA DE ALMACENAMIENTO

ANEXO 5. ARREGLO DE EQUIPOS Y DTIS

ANEXO 6. HOJAS DE DATOS DE SEGURIDAD

ANEXO 7. HOJAS DE TRABAJO HAZID

ANEXO 8. RESULTADOS PARA LOS ESCENARIOS FERA

ANEXO 9. SIMULACIONES DE DERRAME DE HIDROCARBUROS

ANEXO 10. PLANOS DE AFECTACIÓN FERA

ANEXO 11. SISTEMA CONTRAINCENDIOS

ERM has over 160 offices across the following countries and territories worldwide

Argentina	The Netherlands
Australia	New Zealand
Belgium	Peru
Brazil	Poland
Canada	Portugal
China	Puerto Rico
Colombia	Romania
France	Russia
Germany	Senegal
Ghana	Singapore
Guyana	South Africa
Hong Kong	South Korea
India	Spain
Indonesia	Switzerland
Ireland	Taiwan
Italy	Tanzania
Japan	Thailand
Kazakhstan	UAE
Kenya	UK
Malaysia	US
Mexico	Vietnam
Mozambique	

ERM México, S.A. de C.V.

General Mariano Escobedo 476.

Piso 13.Col. Nueva Anzures.

C.P. 11590.

Ciudad de México

www.erm.com