



Manifestación de Impacto Ambiental – Modalidad Regional con Estudio de Riesgo

Capítulo 9:

Análisis De Riesgo Del Sector Hidrocarburos

Marzo 2019.

Proyecto No.: 0432348

CONTENIDO

9.	ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS	6
9.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN	7
9.1.1	Bases de Diseño	7
9.1.2	Susceptibilidad a Riesgos Ambientales	9
9.1.3	Proyecto y/o Instalación	15
9.2	DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO	39
9.2.1	Análisis de Actividades Altamente Riesgosas	39
9.2.2	Propiedades de la mezcla de hidrocarburo	40
9.2.3	Descripción de Principales Equipos de Proceso y Auxiliares	41
9.3	DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO	46
9.4	ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS	50
9.4.1	Antecedentes de Incidentes y Accidentes en Proyectos o Instalaciones Similares	50
9.5	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS	68
9.5.1	Análisis Cualitativo de Riesgo	68
9.5.2	Análisis Cuantitativo de Riesgo	81
9.5.3	Análisis de Riesgo	160
9.5.4	Determinación de Medidas de Reducción de Riesgo Adicionales para escenarios de Riesgo no Tolerables y/o ALARP	178
9.6	SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO	179
9.6.1	Recomendaciones Técnico Operativas	179
9.6.2	Proyecto Sistema Contra Incendios	182
9.6.3	Planes de Respuesta a Emergencias	189
9.6.4	Sistemas de Seguridad	204
9.6.5	Medidas Preventivas	207
9.6.6	Otras Consideraciones	210
9.7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	212
9.8	RESUMEN EJECUTIVO	215
9.9	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METODOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN EN EL ANÁLISIS DE RIESGO (ANEXOS)	221

Lista de Tablas

Tabla 9.1 Eventos extremos reportados para el Golfo de México en el periodo 1978-2017	14
Tabla 9.2 Ubicación geográfica de pozos exploratorios	17
Tabla 9.3 Especificaciones de la plataforma semi-sumergible Maersk Developer.	23
Tabla 9.4 Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación (plataforma semi-sumergible).....	24
Tabla 9.5 Principales equipos de auxiliares en plataforma Semi-Sumergible.....	30
Tabla 9.6 Principales equipos de control de pozo.	31
Tabla 9.7 Capacidad de Tanques de Almacenamiento de la plataforma semi-sumergible Maersk Developer.....	34
Tabla 9.8 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.....	39
Tabla 9.9 Propiedades estimadas del hidrocarburo	40
Tabla 9.10 Composición estimada de la mezcla de hidrocarburo	41
Tabla 9.11 Coordenadas geográficas del AC9.....	46
Tabla 9.12 Ubicación geográfica de los pozos a perforar (escenario base)	47
Tabla 9.13 Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).	51
Tabla 9.14 Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).	51
Tabla 9.15 Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo.	52
Tabla 9.16 Mayores derrames de hidrocarburos en aguas de Estados Unidos.....	55
Tabla 9.17 Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex.....	57
Tabla 9.18 Accidentes e Incidentes de derrame reportados por Capricorn	60
Tabla 9.19 Descripción de las actividades incluidas	76
Tabla 9.20 Número de escenarios evaluados por actividad	77
Tabla 9.21 Número de impactos clasificados por nivel de riesgo bruto	78
Tabla 9.22 Número de impactos clasificados por nivel de riesgo neto	79
Tabla 9.23 Impactos evaluados con mayor nivel de riesgo neto (Nivel de Impacto Alto y nivel de probabilidad Posible).....	79
Tabla 9.24 Impactos evaluados con nivel de riesgo neto Alto sujetos a modelación	81
Tabla 9.25 Efectos debido a la Radiación Térmica.	83
Tabla 9.26 Intensidades de radiación máxima tolerable para daño y/ o deformación en diferentes materiales.....	84
Tabla 9.27 Efectos por ondas de sobrepresión.	85
Tabla 9.28 Efectos del impulso causado por ondas de sobrepresión.	86
Tabla 9.29 Asunciones para la especificación de los criterios de modelación.	92
Tabla 9.30 Duración estimada para la instalación y control de pozo con el equipo Capping Stack	97
Tabla 9.31 Duración estimada para la perforación y control de pozo por medio de un pozo de alivio.	98
Tabla 9.32 Casos de escenarios evaluados en los reportes.	100
Tabla 9.33 Datos de la Reserva para Alom-1	102
Tabla 9.34 Datos de la Reserva para Bitol-1	102
Tabla 9.35 Propiedades del fluido de la reserva esperado de Alom-1 y Bitol-1	103
Tabla 9.36 Tasas de Descarga para Alom-1	110
Tabla 9.37 Tasas de Descarga para Bitol-1	112
Tabla 9.38 Criterios para la especificación de escenarios.	115
Tabla 9.39 Criterios de comparación de efectos por sobrepresión.	116
Tabla 9.40 Criterios de comparación de efectos por Intensidad de Radiación.	116

Tabla 9.41 Criterios de comparación de efectos por toxicidad.....	117
Tabla 9.42 Descripción de los Espesores del Hidrocarburo.....	117
Tabla 9.43 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.....	117
Tabla 9.44 Resultados del modelo COSIM.....	118
Tabla 9.45 Suposiciones de Umbrales.	119
Tabla 9.46 Eventos con potencial de simulación.....	119
Tabla 9.47 Escenarios de modelación identificados.....	120
Tabla 9.48 Información de entrada escenario 1 (CMP y CC).....	123
Tabla 9.49 Información de entrada escenario 2 (CMP y CC).....	123
Tabla 9.50 Información de entrada escenario 3 (CMP).....	124
Tabla 9.51 Información de entrada escenario 4 (CC).....	125
Tabla 9.52 Información de entrada escenario 5 (CMP).....	125
Tabla 9.53 Información de entrada escenario 6 (CC).....	126
Tabla 9.54 Escenarios simulados.....	127
Tabla 9.55 Temporadas del año simuladas.....	127
Tabla 9.56 Radios potenciales de afectación	130
Tabla 9.57 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm ³ /d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 22 días por los tres peores casos.....	131
Tabla 9.58 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm ³ /d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 68 días por los tres peores casos.....	132
Tabla 9.59 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos	167
Tabla 9.60 Distribución de fauna en el Golfo de México	176
Tabla 9.61 Recomendaciones Técnico Operativas	180
Tabla 9.62 Dispositivos del Sistema Contra Incendios.....	183
Tabla 9.63 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm ³ /d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 22 días por los tres peores casos.....	219
Tabla 9.64 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm ³ /d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 68 días por los tres peores casos.....	220

Lista de Figuras

Figura 9.1 Puntos de origen de los Ciclones Tropicales del 11 al 20 de Junio durante el periodo de 1851 a 2015.	9
Figura 9.2 Seguimiento de temporada de huracanes.....	12
Figura 9.3 Calor oceánico en Junio 2018	13
Figura 9.4 Registro histórico de huracanes cerca del AC9	14
Figura 9.5 Ubicación local de los pozos de exploración.....	18
Figura 9.6 Pronóstico litológico para pozo Alom-1	20
Figura 9.7 Pronóstico litológico para pozo Bitol-1	22
Figura 9.8 Ubicación del Área Contractual 9	48
Figura 9.9 Ubicación de pozos exploratorios en el Área Contractual 9.....	49
Figura 9.10 Ubicación del Área Contractual 9 y el Sistema Ambiental Regional (SAR).	50
Figura 9.11 Fases del Proyecto en el PEP	68
Figura 9.12 Ejemplo del PEP en el proyecto: Perforación de un pozo costa fuera.....	68
Figura 9.13 Características de Impacto de Riesgos.....	71
Figura 9.14 Características de la Probabilidad de Riesgo.....	72
Figura 9.15 Matriz de Clasificación de Riesgos.....	73
Figura 9.16 Matriz de Respuesta de Riesgo.....	74
Figura 9.17 Posibles trayectorias de un reventón (Ilustrativo).....	101
Figura 9.18 Esquema de Pozo Exploratorio Alom-1. Caso 1 (izq.), Caso 2 (centro), Caso 3 (der.).....	104
Figura 9.19 Esquema de Pozo Exploratorio Bitol-1. Caso 1 (izq.) y Caso 2 (der.)	105
Figura 9.20 IPR de Alom-1, Caso 1	106
Figura 9.21 IPR de Alom-1, Caso 2	107
Figura 9.22 IPR de Alom-1, Caso 3	107
Figura 9.23 IPR de Bitol-1, Caso 1	108
Figura 9.24 IPR de Bitol-1, Caso 2	109
Figura 9.25 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa	129
Figura 9.26 Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Toxicidad).....	134
Figura 9.27 Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica)	135
Figura 9.28 Escenario 3. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Explosión).....	136
Figura 9.29 Escenario 5. Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica)	137
Figura 9.30 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa	139
Figura 9.31 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, frentes fríos anticiclónicos	140
Figura 9.32 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca.....	141
Figura 9.33 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos lluviosa.....	142
Figura 9.34 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos	143
Figura 9.35 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada seca	144

Figura 9.36 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Blowout (Veintidós Días): Tiempo de llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónicos..	145
Figura 9.37 Trayectoria Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Blow-out (Veintidós Días):Temporada seca	146
Figura 9.38 Trayectoria Mayor masa de hidrocarburo en las costas - Blow-out (Veintidós Días): Tiempo de llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónico	147
Figura 9.39 Escenario máximo de HAD - Blow-out (Sesenta y ocho Días): Temporada seca, Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua	148
Figura 9.40 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa.....	150
Figura 9.41 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, frentes fríos anticiclónicos	151
Figura 9.42 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca	152
Figura 9.43 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos lluviosa	153
Figura 9.44 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos	154
Figura 9.45 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada seca	155
Figura 9.46 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Blowout (Sesenta y ocho Días): Tiempo de llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónicos	156
Figura 9.47 Trayectoria Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Blow-out (Sesenta y ocho Días):Temporada seca	157
Figura 9.48 Trayectoria Mayor masa de hidrocarburo en las costas - Blow-out (Sesenta y ocho Días): Tiempo de llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónico	158
Figura 9.49 Escenario máximo de HAD - Blow-out (Sesenta y ocho Días):Temporada de frentes anticiclónicos fríos, Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua	159
Figura 9.50 Perfil de isopleta de nube tóxica al minuto 3:54 de la emisión para el Escenario 1	161
Figura 9.51 Perfil de isopleta de ondas de sobrepresión para el Escenario 3	162
Figura 9.52 Perfil de isopleta de radiación térmica para el Escenario 2	163
Figura 9.53 Perfil del dardo de fuego para el escenario 2.....	164
Figura 9.54 Perfil de isopleta de radiación térmica para el Escenario 5	165
Figura 9.55 Elevación de la flama del charco de fuego para el Escenario 5.....	166
Figura 9.56 Receptores Sensibles (Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos	169
Figura 9.57 Receptores Sensibles (Terrestres y Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos	171
Figura 9.58 Receptores Sensibles (Terrestres AICA) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos	173
Figura 9.59 Receptores Sensibles (Zonas de Salvaguarda) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos	175
Figura 9.60 Receptores Sensibles (Fauna) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos	177

9. ANÁLISIS DE RIESGO DEL SECTOR HIDROCARBUROS

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

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

Tal como lo requiere la legislación vigente a través de la LGEEPA, la definición del requerimiento de un ARSH está vinculada al primer y segundo listado de actividades altamente riesgosas, publicados en el Diario Oficial de la Federación (DOF) el 28 de marzo de 1990 y 04 de mayo de 1992. El análisis completo referente a este punto se incluye en la sección 9.2.1 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas.

Para propósito de presentación del 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.

9.1 DESCRPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN

9.1.1 Bases de Diseño

El Proyecto, tal como se ha definido en el Capítulo 2 de la MIA, comprenderá las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual 9 (AC9), con un área de 562 m², localizada aproximadamente a una distancia de 65 km de la población de Paraíso, Tabasco. En la sección 2.2.1 Programa de Trabajo, se indica la fecha programada de inicio de operaciones.

El proyecto contempla la realización de las siguientes operaciones:

- Diseño de pozo;
- Movilización/Desmovilización/Instalación de la plataforma de perforación dentro del área contractual;
- Actividades operativas rutinarias (operaciones generales de perforación, cambio de tripulación, transferencia de personal y de materiales 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.

Durante el Periodo Inicial, Capricorn llevará a cabo la perforación de dos pozos exploratorios (Alom-1 y Bitol-1). 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 plataforma semi-sumergible para la perforación de los pozos 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 del tirante de agua, la cual será entre 100 a 180 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 las operaciones del proyecto se utilizará una plataforma semi-sumergible, denominada “**Maersk Developer**”. La base del diseño de la plataforma son los estándares internacionales definidos en la administración de clase y abanderamiento y el control del estado del puerto. La clasificación implica la verificación contra un conjunto de requerimientos durante el diseño, la construcción y la operación de barcos y unidades de alta mar. La plataforma, junto con su casco, equipos y maquinarias, se construyó conforme a la siguiente sociedad de clasificación de DNV (aquí denominada la "sociedad de clasificación") y cuenta con los siguientes datos de construcción:

- Nombre: Maersk Developer
- Bandera: Danés
- Nombre anterior: Ninguno
- Año de construcción: 2008
- Constructor: Keppel FELS Limited

- Tipo: Unidad Móvil de Perforación Costa afuera con columna estabilizadora “Column Stabilized Mobile Offshore Drilling Unit – AMS – DPS-2 – ACCU - autopropulsado”
- Numero IMO: 8768361

La construcción de la plataforma semi-sumergible Maersk Developer 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- Reglas y Regulaciones para la Clasificación de Barcos (Partes relacionadas solamente)
- Danish Maritime Authority (DMA)

Las siguientes ocho (8) regulaciones aplican:

- Reglamento Técnico No.5 sobre construcción y Equipamiento de MODU del 18 Mayo 2000
- Aviso B de DMA Capitulo II-3 respecto a Alojamiento, etc. de 1 Noviembre 2004
- Reglamento Técnico No.4 respecto a Ruido en buques del 3 Mayo 2002
- Aviso B de DMA Capitulo II-5B respecto a líneas de carga
- Aviso B de DMA Capitulo XX respecto a Regulación para la prevención de la contaminación de aguas residuales de buques del 3 de julio de 1997
- Reglamento Técnico No. 6 respecto a extracción mecánica de la sala para el manejo de pintura y de la estación de trabajo en buques
- Reglamento Técnico No.12 relativo a equipo de elevación y equipos sueltos en buques del 12 Octubre 2000
- Reglamento Técnico No.12 relativo a Equipos Marinos del 12 Diciembre 2002
- International Maritime Organization (IMO)- Código para la Construcción y Equipamiento de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera
- IMO MSC Circ. 645 - Directrices para el diseño y la operación de Buques con posicionamiento dinámico
- Convenio Internacional para la Seguridad de la Vida Humana en el Mar, aplicable a la MODU
- Convenio Internacional Sobre Líneas de Carga
- Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los Buques
- Conferencia internacional sobre la revisión del reglamento internacional para prevenir colisiones en el mar
- Regulaciones ISPS (Código Internacional para la Protección de los Buques y de las Instalaciones Portuarias)
- Reglamentos IALA (International Association of Marine Aids and Lighthouse Authorities)
- Convenio internacional para la medida del tonelaje de los buques
- IMO- Código sobre alarmas e indicadores, 1995 (excluyendo los símbolos visuales en las tablas 6.1.1, 6.1.2, 6.1.3 y 7.1)

- Enmienda al Anexo IV de MARPOL - Reglamento para la prevención de la contaminación por aguas residuales - Fecha de entrada en vigor, 1 Agosto 2005
- Enmienda al Capítulo V de SOLAS - Seguridad de la navegación - Visibilidad del puente - Fecha de entrada en vigor, 1 Julio 2006
- Nuevo Comité de Protección del Medio Marino (MEPC, por sus siglas en inglés) sobre el control de sistemas anti-incrustantes perjudiciales en los buques

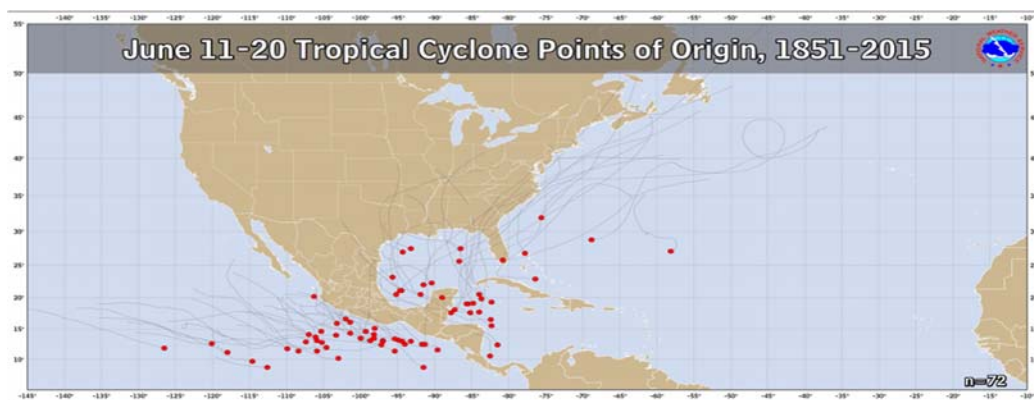
En el Anexo 9.1, se presenta un diagrama de distribución de las instalaciones principales asociadas a la plataforma semi-simergible.

9.1.2 Susceptibilidad a Riesgos Ambientales

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

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

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



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

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

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.

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.

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

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

La temporada de huracanes del 2013 tuvo 13 tormentas nombradas y 2 huracanes menores. El número de tormentas tropicales fue ligeramente superior al promedio (12.1) de las temporadas de 1981-2010, el número de huracanes estuvo debajo del promedio (6.4) y la falta de huracanes mayores también estuvo por debajo del promedio (2.7). En términos de tormentas con nombre total, esta fue la temporada más lenta desde 2009. La última vez que se observaron dos huracanes fue en 1982 y la última temporada sin grandes huracanes fue en 1994. Los dos huracanes que se formaron durante la temporada, Humberto e Ingrid, fueron de corta vida. Humberto alcanzó la fuerza de los huracanes el 11 de septiembre, vinculando la última fecha para el primer huracán de la temporada. La fecha promedio para el primer huracán es el 4 de agosto. Ningún huracán tocó tierra en los EE. UU. Durante 2013. La tormenta tropical Andrea tocó tierra a lo largo de la costa del Golfo de Florida en junio y fue la única tormenta tropical que impactó directamente a los EE. UU. Contiguos durante la temporada. El huracán Ingrid tocó tierra en México en septiembre, causando inundaciones.

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

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

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

² <https://www.ncdc.noaa.gov>

³ www.eluniversal.com.mx

- El huracán Emily se volvió el más fuerte en Julio durante el año 2005, debido a que el viento alcanzó velocidades de hasta 260 km/h en su trayectoria por el Golfo de México. A pesar de que la tormenta se debilitó antes de tocar la península de Yucatán provocó la muerte de 17 personas y generó más de 1 billón de dólares en daños.
- Los vientos máximos de Rita alcanzaron eventualmente 290 km/h, pero se debilitó antes de llegar a la costa cerca de la frontera entre Luisiana y Texas. Aun así, mató a 120 personas e infligió 12 billones de dólares en daños.
- Los vientos máximos del huracán Wilma alcanzaron 298 km/h mientras recorría el Mar Caribe en octubre. La tormenta se debilitó al golpear la península de Yucatán, dio un giro en ángulo recto, recuperó fuerza y golpeó Key West con vientos de 193 km/h y una marejada ciclónica de 2.4 metros.
- En 2007 el huracán Dean llegó a las costas del Golfo de México, con vientos dominantes y tormentas torrenciales que ocasionaron la muerte de dos personas, inundaciones y viviendas destruidas.
- El huracán Hermine en 2010 se formó a partir del remanente de baja presión de la Depresión tropical No. 11-E localizado al Sur de Veracruz, mismo que al ingresar a aguas del Golfo de México y al ir mostrando mayor organización, generó a la Depresión tropical No. 10, localizándose a las 13:00 horas del 5 de septiembre a 190 km al Nor-noreste de Veracruz, Ver., con vientos máximos sostenidos de 45 km/h, rachas de 65 km/h, presión mínima central de 1003 hPa y desplazamiento hacia el Norte a 11 km/h. Hermine fue la 8va tormenta tropical de la temporada, por imágenes de radares, presentó características de ojo y favoreció daños a la altura del Río Grande, así como lluvias torrenciales en Veracruz, Hidalgo y Chiapas. Intensas en Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Oaxaca, Nuevo León, Puebla y San Luis Potosí y fuertes en Morelos, provocando deslaves en zonas montañosas, así como inundaciones en zonas bajas.⁴
- “Ernesto” en Agosto de 2012 fue el quinto ciclón de la temporada y segundo huracán en el Océano Atlántico, tuvo su origen en el Atlántico Central y desde sus inicios los modelos de pronóstico lo presentaron con una trayectoria bien definida hacia el Oeste, por lo que después de cruzar a todo lo largo del Mar Caribe, tocó tierra en la costa de Quintana Roo y atravesó la Península de Yucatán hasta salir al mar en la Sonda de Campeche con rumbo hacia la costa de Veracruz, llegando a tierra por segunda ocasión, esta vez cerca de la población de Coatzacoalcos, Ver. Siguió su trayecto sobre territorio de Veracruz, después sobre el Norte de Oaxaca y finalmente se disipó sobre el Noreste del estado de Guerrero.⁵
- El nacimiento de Harvey, el devastador huracán más reciente, ocurrió el domingo 13 de agosto de 2017 cuando una ola tropical emergió de la costa oeste de África, y finalmente se fusionó con una amplia área de baja presión cerca de las Islas Cabo Verde. Al principio, se pensó que la ola y el área de baja presión tendrían una pista más oeste-noroeste, amenazando a las Antillas Menores. Sin embargo, esta baja se mantuvo más en un curso hacia el oeste a medida que avanzaba sobre el océano Atlántico abierto hacia el Mar Caribe Oriental. Durante unos días en su camino hacia el oeste, “Harvey” permaneció desorganizado, y había cierta incertidumbre sobre si se convertiría en un ciclón tropical. Sin embargo, para el jueves 17 de agosto, el Centro Nacional de Huracanes comenzó a emitir avisos y pronósticos sobre el ciclón tropical “Nine” y la tormenta tropical Harvey. Las advertencias de tormenta tropical se emitieron para Martinica, Santa Lucía, Barbados y San Vicente y las Granadinas. La tormenta tropical Harvey impactó las Islas de Barlovento el viernes 18 de agosto y entró en el Mar Caribe Oriental como una mínima tormenta tropical, y finalmente se

⁴ <http://smn.cna.gob.mx>

⁵ <http://smn.conagua.gob.mx>

debilitó a una ola tropical. Aunque había algo de potencial para que los restos de Harvey se reorganizaran en un ciclón tropical, un ciclón tropical no se formó cuando los restos de Harvey se trasladaron a la Península de Yucatán el martes 22 de agosto por la mañana.⁶ El poderoso huracán dejó 77 muertos y presentó vientos máximos de hasta 215 km/h.

- El huracán Katia en septiembre de 2017, tocó costas de Veracruz y afectó a 53 municipios de la entidad, y ocasionó la muerte de dos personas por deslaves, así como pérdida de electricidad para cerca de 77,000 personas. El huracán sopló vientos sostenidos de hasta 56 km/h y ocasionó fuertes lluvias de entre cinco (5) y 10 centímetros provocando también inundaciones y tres días de emergencia en el estado.⁷
- El huracán Irma que impactó la península de Florida en septiembre de 2017, causó la muerte de al menos 12 personas en ese estado, además de 43 fallecidos en el Caribe, sumando un total de 55 víctimas. Las autoridades informaron que 15 millones de personas en Florida, un millón en el estado de Georgia y 20,000 en Carolina del Sur, padecieron cortes a la electricidad. En el Caribe, hubo daños a edificios, viviendas y hoteles. En Cuba, el huracán llegó a la isla siendo categoría cinco y se registraron al menos 10 muertes y la evacuación de 1.7 millones de personas. Otras islas del Caribe como Barbuda, San Martín y San Bartolomé fueron las más afectadas por el huracán Irma, donde los pobladores perdieron sus casas y los grandes hoteles quedaron devastados.⁸

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



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

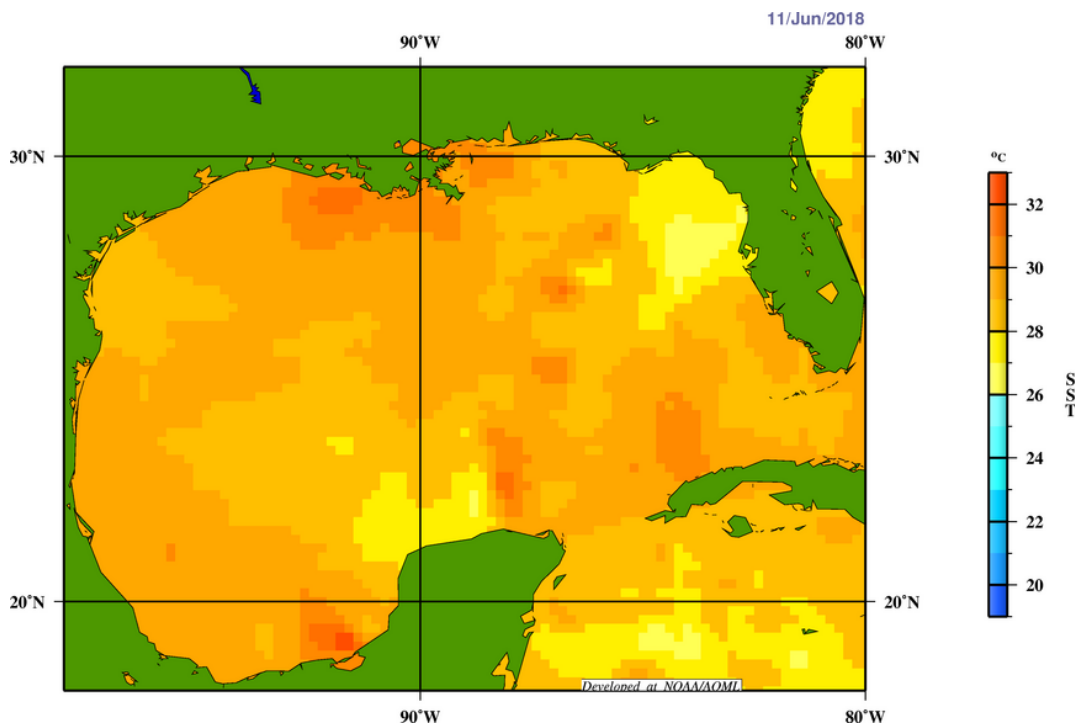
Figura 9.2 Seguimiento de temporada de huracanes.

⁶ <http://www.weather.gov>

⁷ www.bbc.com/mundo

⁸ www.bbc.com/mundo

A continuación en la Figura 9.3 se aprecia el cambio del calor oceánico en diferentes zonas del Golfo de México. Cabe destacar que para las zonas cercanas al AC9 se distingue una temperatura cercana a los 30°C, que de acuerdo al Centro de Predicciones Climáticas de los Estados Unidos es superior a la temperatura promedio que es va de 21°C a 24°C (70-75°F).



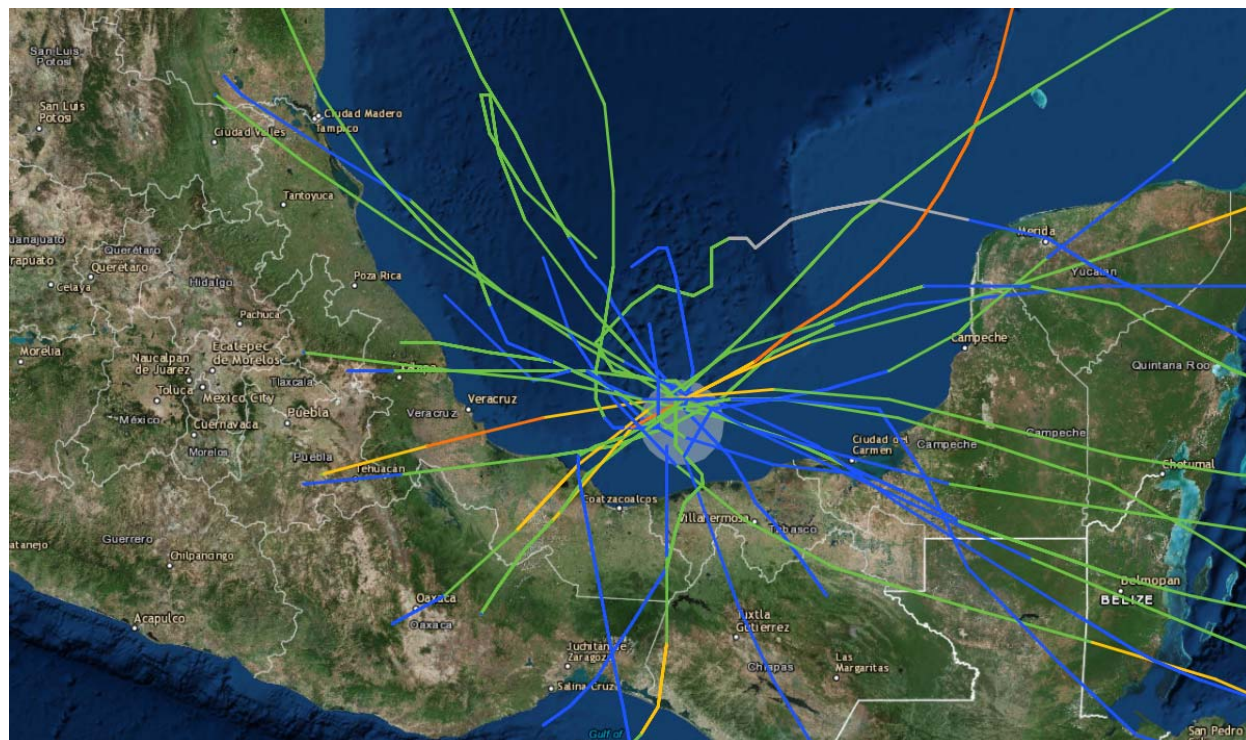
Fuente: Seguimiento de la temperatura superficial del Golfo de México. NOAA/AOML, junio 2018.

Figura 9.3 Calor oceánico en Junio 2018

Los datos de 2018 de la NOAA, reportan que para un radio de 50 km alrededor del AC9 se han suscitado 22 fenómenos en los últimos 130 años. Nueve de estos fenómenos fueron nombrados: Inga (1961), Hermine (1980), Mitch (1998), Larry (2003), Stan (2005), Marco (2008), Helene (2012), Barbara (2013) y Barry (2013), mientras que trece son desconocidos y se llevaron a cabo durante el período de 1888 a 1999. En la Figura 9.4 se muestran estos fenómenos meteorológicos y la trayectoria que siguieron en torno a la zona de interés. Según la simbología de la NOAA, las trayectorias color verde, azul, amarillo, naranja, rojo, rosa y morado implican tormentas tropicales, depresiones tropicales, huracán nivel 1, huracán nivel 2, huracán nivel, huracán nivel 4 y huracán nivel 5 respectivamente.

Se puede observar que la mayoría de los fenómenos ocurridos cerca del AC9 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 1888. El segundo evento de mayor magnitud ocurrió en 1931, fue categorizado como huracán nivel 1 en las cercanías del AC9 y tampoco fue nombrado.

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la Cuenca Salina, Golfo de México



Fuente: NOAA, 2018

Figura 9.4 Registro histórico de huracanes cerca del AC9

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

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

Tabla 9.1 Eventos extremos reportados para el Golfo de México en el periodo 1978-2017

Nombre del Fenómeno	Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría** *
Sin nombre	Julio 1876	Veracruz, Ver.	93	130	H1
Mitch	Octubre 1998	Cazones-Tuxpan, Ver.	93	130	TT
DT 2	Julio 1999	Tuxpan, Ver.	55	N/A	DT

Nombre del Fenómeno	Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría** *
Larry	Octubre 2003	Oeste de Paraíso, Tabasco.	95	110	TT
Bret	Junio 2005	Tuxpan, Ver.	65	85	TT
Stan	Octubre 2005	Monte Pío, Ver.	130	150	H1
Dean	Agosto 2007	Tecolutla, Ver.	155	195	H2
Marco	Octubre 2008	La Victoria, Tabasco.	56	74	TT
Karl	Septiembre 2010	Veracruz, Ver.	195	240	H3
Harvey	Agosto 2011	Tabasco y Veracruz	55	75	TT
Ernesto	Agosto 2012	Coatzacoalcos, Ver.	140	175	H1
Ingrid	Septiembre 2013	Veracruz	140	165	H1
Earl	Agosto 2016	Antón Lizardo, Ver.	130	150	H1
Franklin	Agosto 2017	No toca tierra	110	140	TT
Helene	Octubre 2018	Florida, EE.UU	210	240	H4

Fuente: CONAGUA, 2018

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

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

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

H Huracán; TT Tormenta Tropical; DT Depresión Tropical

9.1.3 Proyecto y/o Instalación

El Proyecto comprende las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el AC9. Estas actividades se dividirán en tres etapas principales:

1. Exploración superficial y de riesgos: El Regulado obtendrá por adquisición comercial y consulta de múltiples fuentes (e. g. empresas geofísicas tales como WesternGeco, o el inventario ofrecido por el Centro Nacional de Información de Hidrocarburos – CNIH – de la CNH) los resultados de las imágenes geosísmicas 2D y 3D, así como de estudios geofísicos del subsuelo correspondiente al AC9, y realizará los análisis correspondientes a ésta información durante actividades de gabinete. Estos estudios determinarán prospectos de exploración que serán madurados y seleccionados basados en una definición de riesgos potenciales que pudiesen afectar la futura perforación de pozos exploratorios.
2. Perforación exploratoria: Una vez comparados y analizados los resultados de la exploración superficial y de riesgos, se llevarán a cabo las perforaciones de hasta un pozo vertical y un pozo vertical ligeramente desviado. Dentro del AC9 existen dos áreas ya identificadas por el Regulado donde se llevarán a cabo las perforaciones exploratorias; se trata de las estructuras prospectivas de la sección Sur y Noroeste denominadas Alom y Kukulkan/Bitol respectivamente.

El presente Proyecto toma en consideración que Capricorn establecerá evaluaciones actualizadas de los volúmenes prospectivos de recursos de hidrocarburos que están inicialmente establecidos en el AC9 luego de la finalización de la etapa 1 (exploración superficial), y después de la evaluación de los resultados de los pozos de exploración planificados. El Proyecto no contempla pruebas de producción, pero se hará uso de un vehículo operado de manera remota (Remote Operated Vehicle, en inglés) para verificar la integridad del lecho marino alrededor de cada pozo durante los trabajos de perforación exploratoria.

3. Abandono: Una vez terminadas las actividades de exploración, los pozos del AC9 serán cerrados a nivel de la línea de lodo o lecho marino y serán taponeados de manera permanente y abandonados.

De acuerdo a las condiciones del contrato con la CNH, independientemente de cualquier resultado dentro de este proyecto y fases sucesivas, una vez terminado el periodo especificado entre Capricorn y la CNH, los pozos perforados deberán estar taponeados de forma permanente para su posterior abandono. Si hubiera alguna intención por parte de Capricorn de extender el tiempo de sus actividades, éste tendrá que realizar los trámites relevantes para continuar con dichas actividades. Estas actividades no están consideradas dentro de este estudio y serán sujetas a un proceso de evaluación independiente por parte de la autoridad.

9.1.3.1 Pozos

La perforación se contempla que iniciará aproximadamente en el segundo semestre de 2019 o primer semestre de 2020 sobre los prospectos mejor calificados. Se estima que la campaña exploratoria tendrá una duración aproximada entre los 75 y 80 días para cada pozo. Los tiempos estimados podrán variar de acuerdo al comportamiento de los yacimientos y las condiciones climáticas generales en el sitio del Proyecto. La perforación de los dos pozos será secuencial con el fin de minimizar el requerimiento de movilización / desmovilización de la plataforma y las embarcaciones.

Los trabajos, descritos a detalle en las siguientes secciones, esencialmente consisten en:

- Movilización de embarcaciones y la MODU;
- Perforación exploratoria;
 - Perforación de pozos exploratorios;

- Evaluación de pozos exploratorios (e.g. análisis de muestras de recortes, y extracción de muestras laterales, núcleos de pared, registro de presiones de formación, potencial recuperación de fluidos de yacimiento, amarre sísmica-pozo);

■ Terminación y desmovilización;

Los pozos a perforar partiendo del Caso Base se realizarán de la siguiente manera:

Se planea perforar Alom-1 en una ubicación con tirante de agua de 103.5 m, hasta una profundidad objetivo de $2,550 \pm 50$ m TVD (*True Vertical Depth*-Profundidad Vertical Verdadera). El pozo será evaluado a través una herramienta del sistema de perfilamiento como se describe en el plan de exploración. Una vez terminada perforación exploratoria en Alom-1, se procederá a evaluar y realizar la perforación en Bitol-1, en un punto con 146 m de tirante de agua con dirección vertical hasta alcanzar $5,200 \pm 500$ m. TVD

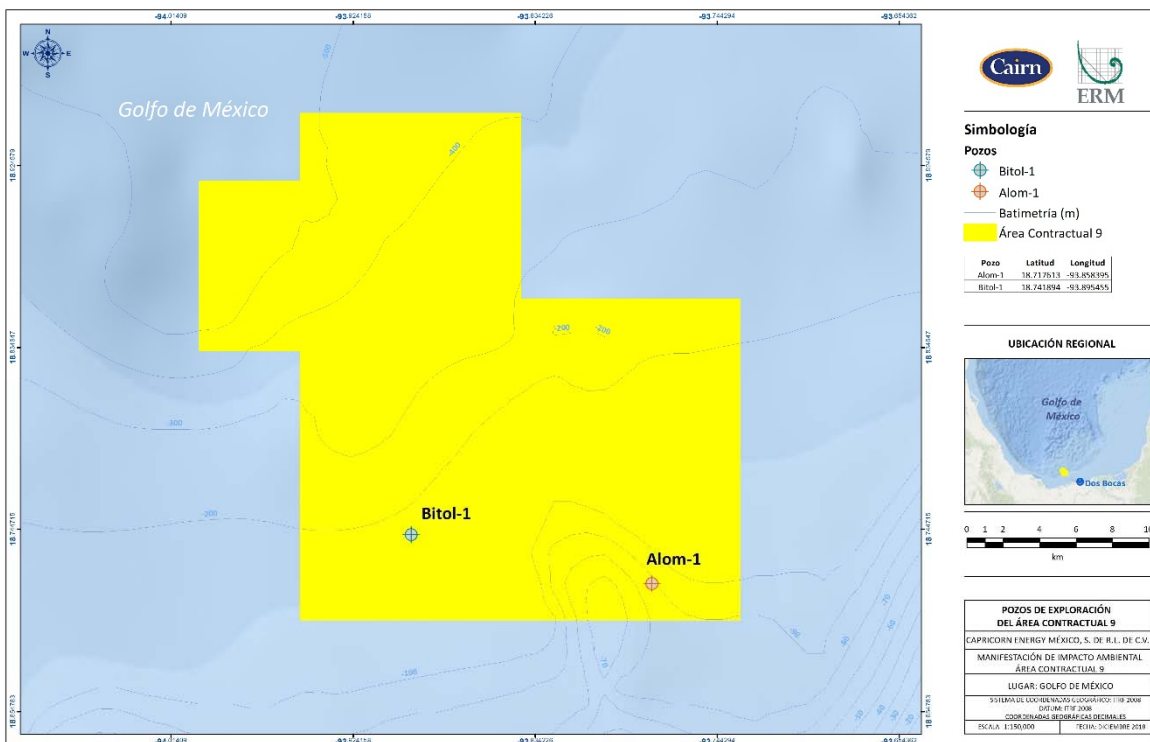
A continuación, se presenta un resumen de los detalles más relevantes respecto a las actividades a realizar durante la perforación exploratoria:

Las coordenadas y ubicación de los pozos exploratorios se muestran en la Tabla 9.2 y Figura 9.5.

Tabla 9.2 Ubicación geográfica de pozos exploratorios

Pozo	Latitud (N)	Longitud (O)
Alom-1	Coordenadas de ubicación de la instalación. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP.	
Bitol-1		

Fuente: Capricorn, 2018



Fuente: Capricorn, 2018

Figura 9.5 Ubicación local de los pozos de exploración.

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.

A continuación, se detallan las características principales de cada uno de los pozos exploratorios.

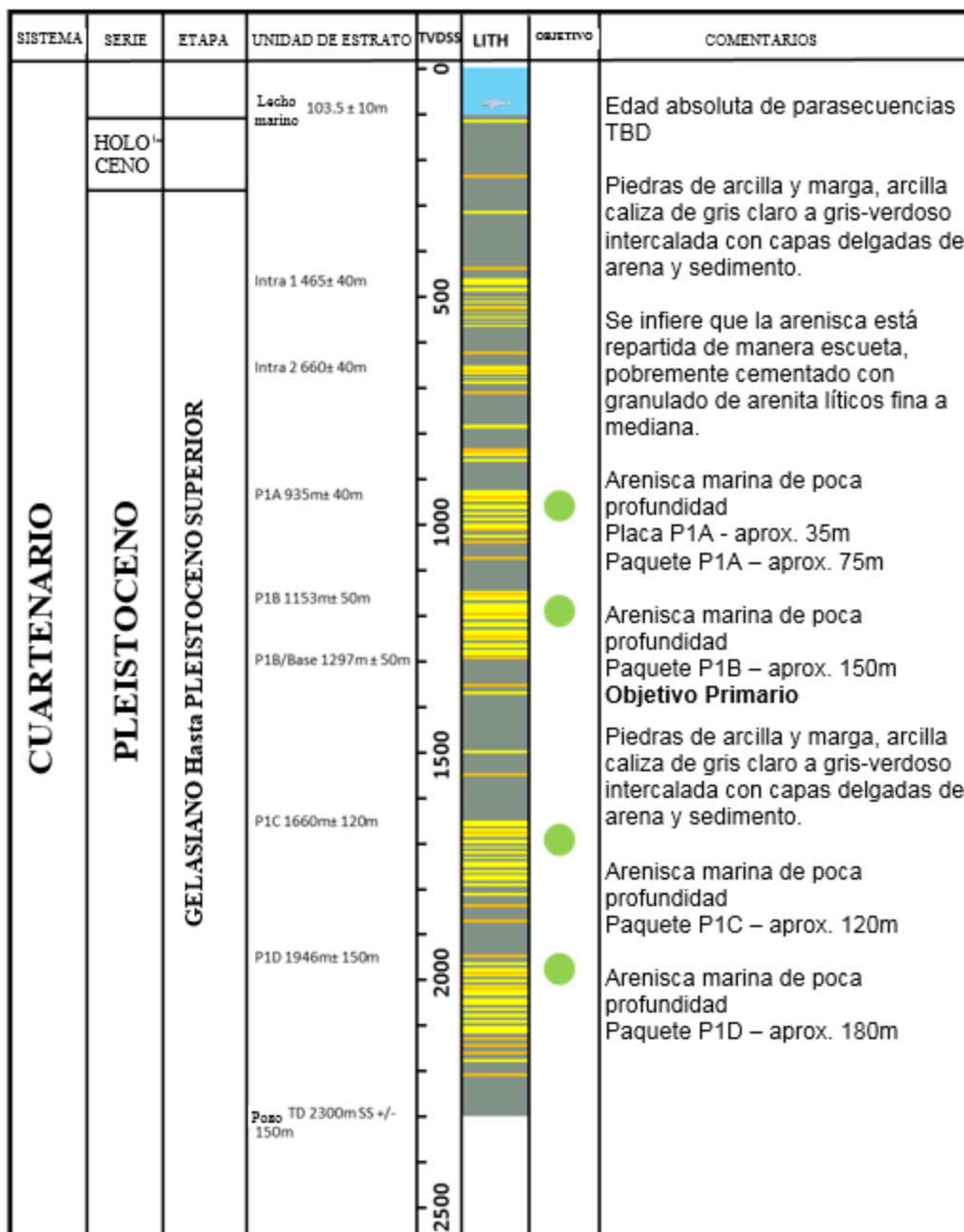
Prospecto Alom – Pozo Alom-1

Características principales:

- Alom-1 – Profundidad Vertical verdadera (TVD): 2,550 ± 50m
- Coordenadas de ubicación de la instalación. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIIP 113 fracción I de la LGTAIP.
- Movilización – Desmovilización de MODU y taladro: 25 días
- Perforación, taponamiento y abandono permanente: 55 días
- Total: 80 días

El pozo Alom-1 será el primer pozo perforado por la plataforma semi-sumergible Maersk Developer en AC9. Se plantea que el pozo Alom-1 será un pozo de exploración perforado en una profundidad de agua de +/- 103.5 m a una profundidad total de 2,550 mTVDSS (+/- 50m).

El pozo será perforado de acuerdo al pronóstico litológico esperado, el cual se presenta en la Figura 9.6. Como caso base, se planea que el pozo perfora cuatro objetivos (P1A, P1B, P1C, P1D) los cuales son secuencias clásicas apiladas separadas, que se infiere están en el Pleistoceno y se pueden observar en el perfil litológico. Se prevé que los objetivos de los yacimientos comprendan areniscas de grano fino a medio y de clasificación moderada a muy pobre. Piedras de arcilla depositadas como parte de los eventos de inundación marina estarán presentes y se espera que formen sellos para yacimientos múltiples apilados. Se anticipa algún nivel de compartimentación. Es probable que estos incorporen arcillas de capa mixta con potencial para exhibir hinchazón.



Fuente: Basis of Design Alom-1, Capricorn, 2018

Figura 9.6 Pronóstico litológico para pozo Alom-1

Prospecto Kukulkan / Bitol – Pozo Bitol-1

Características principales:

- Bitol-1 – Profundidad vertical verdadera (TVD): 5,200±500 m
- Coordenadas de ubicación de la instalación, (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIIP 113 fracción I de la LGTAIP.
- Movilización – Desmovilización de MODU y taladro: 20 días

- Perforación, taponamiento y abandono permanente: 55 días
- Total: 75 días

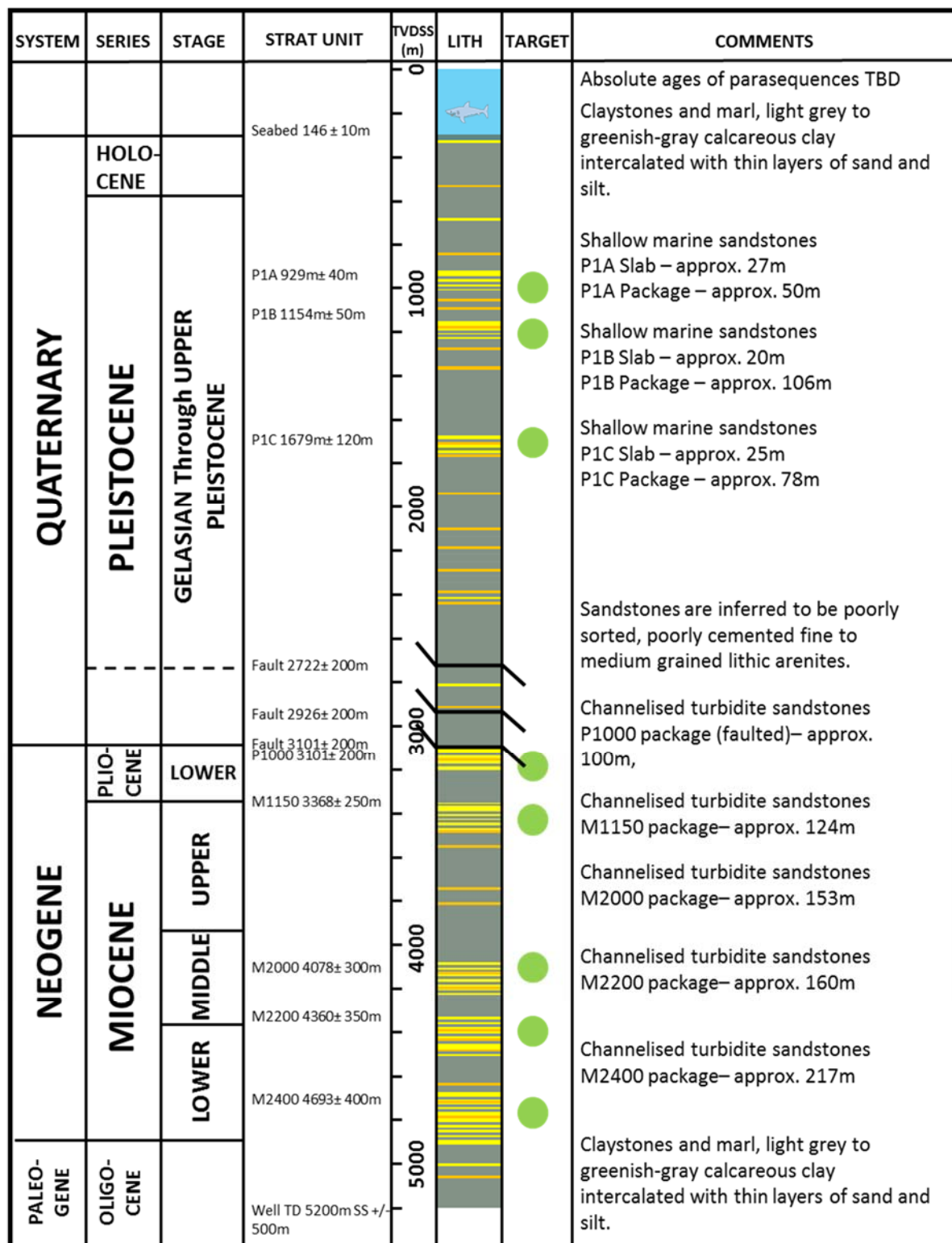
El pozo Bitol-1 es el segundo pozo exploratorio planeado y será perforado por el semi-simergible Maersk Developer en AC9. El pozo Bitol-1 será un pozo de exploración perforado en una profundidad de agua de +/- 146m a una profundidad total de 5200mTVDSS (+/- 500m). El pozo será perforado de acuerdo al pronóstico litológico esperado, el cual se presenta en la Figura 9.7.

El pozo ha sido localizado para aprovechar la oportunidad de perforar tanto el prospecto poco profundo de “Kukulcan” como los objetivos más profundos de “Bitol”. El pozo está planeado para intersectar múltiples secuencias clásticas apiladas. Los objetivos de poca profundidad y de edad pleistocénica (prospecto de Kukulcan) son parte de un cierre de tres vías en el lado superior de la falla normal. El prospecto está parcialmente definido por distribución de amplitud sísmica y puede que sea parcialmente estratigráfico en su naturaleza. El prospecto Bitol se define principalmente como un cierre estructural en la parte alta de una falla contra regional normal, hacia el sur. La falla se formó como resultado del movimiento de la sal y la carga de sedimentos. Como resultado de estos movimientos, las cantidades alcotanas de sal también forman parte del mecanismo de entrapamiento en los flancos suroeste y sureste del prospecto.

Se prevé que los objetivos del yacimiento estén compuestos de areniscas de grano fino a medio, moderadamente o muy mal ordenadas. Los objetivos superiores (prospecto Kukulcan) se consideran arenas del Pleistoceno depositadas en un entorno marino poco profundo. El intervalo del Pleistoceno será equivalente al penetrado en Alom-1. Los objetivos más profundos de Bitol se consideran pliocenos y miocenos en edad. Las secuencias mapeadas en la cercanía del objetivo se interpretan como de origen de aguas profundas y se cree que comprenden principalmente arenas de canales turbidíticos.

Las arcillas depositadas como parte de las inundaciones marinas estarán presentes y se espera que formen sellos para múltiples reservorios apilados. Se prevé un cierto nivel de compartimentación. Las arcillas que se encuentran en el Pleistoceno de los pozos de referencia se describen como grises a gris-verdosas, blandas y plásticas. Es probable que éstas incorporen arcillas de capas mixtas con potencial para mostrar hinchazón.

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México



Fuente: Basis of Design Bitol-1, Capricorn, 2018

Figura 9.7 Pronóstico litológico para pozo Bitol-1

9.1.3.2 Equipos Principales y Auxiliares del Proyecto

En el caso de este proyecto los equipos principales a utilizar se encontrarán dentro de la plataforma 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.

A continuación, se presentan las características generales de la plataforma, así como las especificaciones técnicas de los equipos principales y auxiliares con los que cuenta la plataforma semi-sumergible.

Las especificaciones principales de la plataforma de perforación que será utilizada como parte de las actividades del proyecto, se presentan en la Tabla 9.3.

Tabla 9.3 Especificaciones de la plataforma semi-sumergible Maersk Developer.

Dimensiones principales	
Largo de la plataforma de perforación	117 m
Ancho de la plataforma de perforación	79 m
Largo de la cubierta principal	78.5 m
Ancho de la cubierta principal	78 m
Elevación de la cubierta principal sobre la línea base	37 m
Columnas/ Equipo de Soporte	
Columnas (4)	17 x 17.5 m
Propulsion	
Ejes	
Motores por eje	1
Motor	Siemens / Lohe
Tipo de Motor	JHWA-800LB-10zZ
HP por eje	5,364 HP
Propulsores	
Cantidad	8
Fijo/Azimutal	Azimutal
Motores por propulsor	1
Fabricante / modelo	LIPS Steerable Thruster / FS3500-671 N4
HP total por propulsor	4,364 HP
Posicionamiento Dinámico	
Modelo / Tipo	Kongsberg Maritime SDP-32
Referencia de posicionamiento	DGPS, Acústico

Capacidades operativas

Capacidad de diseño máxima de profundidad de agua	3,000 m
Capacidad de profundidad de perforación	42,653 pies

Sistema de Amarre

Cabrestante de Anclaje

Cantidad	4
Fabricante / modelo	Brohl / CAMW-35
Tipo	Eléctrico
Motor	Siemens / MDRKF 400 L-6T
HP	8,190 HP
Velocidad	9 m/min

Anclas

Cantidad	2
Fabricante	Franklin
Tipo	Flipper Delta
Peso	15 toneladas

Fuente: Maersk Developer IADC Equipment List ,2018

Las especificaciones generales de los equipos principales que se utilizarán para la perforación, se presentan en la Tabla 9.4

Tabla 9.4 Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación (plataforma semi-sumergible)

Equipo de perforación

Torre de perforación y Subestructura

Modelo	National Oilwell/Double bottle-neck
Con set back	36 m/s
Sin set back	56 m/s
Altura	64 m (a la capa freática)
Dimensiones de la base	22 x 12 m
Dimensiones de la corona	2ea. 6 x 6
Capacidad nominal bruta	Main 1,134 t; Aux 680 t; Comb. 1,360 t

Mástil (Racking Platform)

Fabricante / Tipo	NOV Low Level Double Racking board
-------------------	------------------------------------

Capacidad de 3 ½/5/5 7/8/6 5/8" DP	15,240 m
Capacidad de 6 ¾/81/4" 9 ½" DC	1,200 m
Capacidad de almacenaje	2,743 x 406 m x mm 3,350 x 330 m x mm 4,267 x 244m x mm
Racker de tubo vertical	
Cantidad	2
Fabricante / Tipo	NOV Hydraracker
Capacidad máxima	12.5 t at 0.9 - 2.7 m
Rango	89 / 406 mm
Conductos verticales para tubos	
Cantidad	2
Fabricante / Tipo	NOV
Tamaños tubulares	Columna de perforación: 3 1/2 a 7 in Tubería de revestimiento: 9 5/8 a 16 in Drill collar: 9 3/4 in y sarta de perforación a 26 in
Carga segura de trabajo	12,500 kg
Ángulo de inclinación	17 / 11/17 °
Fuerza de tracción del cabrestante en modo de tensión constante	10,000 N
Junta de apuñalamiento / Cherry Picker	
Fabricante / Tipo	NOV Hydraulic work basket
Ajustable	0-30 m
Alcance máximo	11,540 m
Movimiento del telescopio	5,000 m
Radio de giro	+/- 90°
Radio de inclinación	+/- 60°
Carga segura de trabajo	250 kg
Subestructura	
Altura (sobre el muelle principal)	15 m
Longitud	28 m
Ancho	14 m
Malacate principal	
Fabricante / Tipo	Wirth / GH 6000 EG-AC
Fabricante / Tipo (del motor)	Wirth / GEB 22A2 AC Motor
Cantidad	4
Potencia nominal de entrada intermitente por motor	858 kW o 1,150 HP a 850 rpm
Potencia nominal de entrada continua por motor	1,044 kW
Potencia nominal de entrada intermitente	4,176
Potencia nominal de entrada continua	3,430 kW

Tipo de drum	Lebus grooved
Diámetro del drum	1,245 mm
Diámetro del cable	47 mm
Máximo tirón de línea de 14 líneas	1,168 t
Máximo tirón de línea de 12 líneas	1,021 t
Máximo tirón de línea de 10 líneas	868 t
Máximo tirón de línea de 8 líneas	708 t
Mesa rotaria general	
Fabricante / Tipo	Varco RST 60.5 - 2G
Apertura máxima	1,536.7 mm
Capacidad nominal	1,247 t
Capacidad de carga estática	1,247 t
Capacidad de carga rotatoria	907 t
Par máximo continuo a 5 rpm	61,000 Nm
Torsión de respaldo en las cerraduras	162,698 Nm
Torsión continua máxima	61,000 Nm
Bandeja de goteo / sistema de recogida de lodo	Si
Mesa rotaria auxiliar	
Fabricante / Tipo	Varco RST 60.5 - 2G
Apertura máxima	1,536.7 mm
Capacidad nominal	907 t
Capacidad de carga estática	907 t
Capacidad de carga rotatoria	680 t
Par máximo continuo a 5 rpm	61,000 Nm
Torsión de respaldo en las cerraduras	162,698 Nm
Torsión continua máxima	61,000 Nm
Bandeja de goteo / sistema de recogida de lodo	Si
Buje maestro	
Fabricante / Tipo	National 49 1/2" Hinged
Top drive general	
Fabricante / Tipo	NOV HPS 1000 / eléctrico
Código de diseño	API 8C
Clasificación de área	Zona 1 / Zona 2
Temperatura de diseño	-20 +45 °C
Capacidad nominal	907 t
Presión de trabajo del circuito de lodo	517 bar
Motor del top drive general	
Fabricante / Tipo	2 x GEB AC

Potencia de salida	2 x 858 kW
Voltaje nominal	690 VAC
Clasificación	Eex e II
Protección de ingreso	IP 44
Máxima torsión continua de perforación	123,108 Nm
Máxima torsión intermitente de perforación	170,150 Nm
Velocidad máxima de rotación	260 rpm
Kelly cock de operación remota	Si
Tipo de sistema de enfriamiento	Closed loop air cooling
Peso	27.2 t
Top drive general, sistema de salida / desenrosque	
Fabricante / Tipo	NOV / Torque wrench
Máxima torsión de arranque que puede ser aplicada por el sistema	0 – 169,500 Nm
Junta de herramienta máxima OD <i>tooljoint</i>	228 mm
Sistema de compensación de hilo	Si
Manipulador de tubos	
Capacidad de suspensión de enlace	680 t
Capacidad de elevación de enlace de nudillo	450 t
Rango de inclinación hacia adelante	1,650 mm
Rango de inclinación hacia atrás	1,020 mm
Rotación	360°
Auto elevador	
Tipo	Hidráulico y neumático
Top drive auxiliar	
Fabricante / Tipo	NOV HPS 750 / Electric
Código de diseño	API 8C
Clasificación de área	Zone 1 / Zone 2
Temperatura de diseño	-20 + 45 °C
Capacidad nominal	680 t
Presión de trabajo del circuito de lodo	517
Motor eléctrico Marca / tipo	GEB 20B AC
Potencia de salida	858 kW
Voltaje nominal	690 VAC
Clasificación	Eex e II
Protección de ingreso	IP 44
Máxima torsión de perforación continua	87,000 Nm
Máxima torsión de perforación intermitente	130,000 Nm
Tipo de caja de cambios	2PV40

Radio de engranaje	8.5:1
Máxima torsión estática	166 kNm
Capacidad de aceite	180 lt
Kelly cock de operación remota	Sí
Tipo de sistema de enfriamiento	Closed loop air cooling
Peso	20 t
Malacate auxiliar	
Fabricante / Tipo	Wirth / GH 4500 EG-Ac
Fabricante / Tipo (del motor)	Wirth / GEB 22A2 AC Motor
Cantidad	3
Potencia nominal de entrada intermitente por motor	858 kW
Potencia nominal de entrada continua por motor	1,044 kW
Potencia nominal de entrada intermitente	3,132
Potencia nominal de entrada continua	2,573 kW
Tipo de drum	Lebus grooved
Diámetro del drum	1,245 mm
Diámetro del cable	47 mm
Máximo tirón de línea de 14 líneas	N/A
Máximo tirón de línea de 12 líneas	767 t
Máximo tirón de línea de 10 líneas	651 t
Máximo tirón de línea de 8 líneas	531 t
Tipo de cabrestante rotatorio	Separate NOV Hydraulic Make up cathead
Cabrestante de escape	Separate NOV Hydraulic Break out Cathead
Fabricante / tipo del dispositivo de seguridad de bloque de corona	Wirth Anti Collision crown and floor saver
Sistema independiente de enfriamiento de agua dulce para los estiramientos y frenos eléctricos.	Si
Cantidad	2
Fabricante / Tipo	Baylor / 7838
Tipo de sistema de respaldo independiente	Si

Sistema de Lodos de Alta Presión

Presion del trabajo del sistema	variable
Presión de prueba del sistema	7,500 psi
Presión de Diseño	7,500 psi
Bombas de Lodo	
Cantidad	4
Fabricante / Modelo	Wirth / TPK 7-1/2" x 12" / 2200
Fijo/Azimutal	Triplex

Motores	2
Bombas de Transferencia de Lodos	
Cantidad	2
Fabricante / Modelo	HALCO / Supreme 2500 6 x 5 14
Fijo/Azimutal	Centrifugas
Potencia	187 HP

Sistema de Lodos de Baja Presión

Zarandas Vibratorias	
Cantidad	8
Fabricante / Modelo	MI Swaco / BEM 650
Tipo	Movimiento Elíptico balanceado
Flujo de diseño	79 m³/hr
Sistema de manejo de cortes de perforación	
Cantidad	4
Fabricante / Modelo	MiSWACO / 8/12 CleanCut Cuttings Blower
Flujo de trabajo	22.7 t/hr
Distancia de trabajo	0-100 m
Bombas de Transferencia de Lodos	
Cantidad	2
Fabricante / Modelo	HALCO / Supreme 2500 6 x 5 14
Fijo/Azimutal	Centrifugas
Potencia	187 HP
Cabrestante de Anclaje	
Cantidad	4
Fabricante / modelo	Brohl / CAMW-35
Tipo	Eléctrico
Motor	Siemens / MDRKF 400 L-6T
HP	8,190 HP
Velocidad	9 m/min
Anclas	
Cantidad	2
Fabricante	Franklin
Tipo	Flipper Delta
Peso	15 toneladas

Fuente: Maersk Developer IADC Equipment List ,2018

Los planos del arreglo general de la plataforma semi-sumergible Maersk Developer se encuentran en el Anexo 9.1.

En la Tabla 9.5, se resumen los principales equipos auxiliares que estarán incluidos en la plataforma semi-sumergible Maersk Developer (estructura prediseñada y armada).

Tabla 9.5 Principales equipos de auxiliares en plataforma Semi-Sumergible.

Principales equipos de auxiliares en plataforma Semi-Sumergible

Grúa Giratoria “Subsea Knuckle Boom”	
Cantidad	1
Especificación	ABS, API, DMA
Fabricante / Tipo	NOV / Knuckle Boom
Ubicación	Babor
Longitud de boom	50 m
Alcance de Gancho por debajo de cubierta principal	3,000 / 80 m
Carga/radio/velocidad	165 t / 8 m / 0.2 m/s (radio mínimo) 50 t / 45 m / 0.2 m/s (Radio máximo)
Grúa Giratoria Secundaria	
Cantidad	1
Especificación	API-2C
Fabricante / Tipo	Favco / 20/10 K
Ubicación	Estribor
Longitud de boom	50.4 m
Carga/radio/velocidad	65 t / 7.2 m / 0.225 m/s (radio mínimo) 20 t / 51.0 m / 0.33 m/s (Radio máximo)
Grúa de manejo de tuberías tipo “Boom”	
Cantidad	1
Especificación	API-2C
Fabricante / Tipo	NOV/Knuckle Boom with Gripper Yoke, Lifting lugs on gr.yoke and Hook adapter
Ubicación	Babor / popa
Longitud de boom	18.6 m
Radio Máximo / mínimo	32 m / 5 m
Grúa pórtico para BOP	
Fabricante / Tipo	NOV/Gantry Crane
Capacidad nominal	2x125 toneladas
Cabrestante auxiliar	15 toneladas

Cargador de BOP	
Fabricante / Tipo	NOV BOP carrier
Capacidad nominal	400 toneladas
Equipo con brazos colgantes para interfaz con BOP y LMRP	
Montacargas	
Cantidad	2
Fabricante/ Tipo	Toyota / Electrico
Capacidad nominal	2,950 kg
Montacargas a prueba de explosión	
Cantidad	1
Fabricante/ Tipo	Powered Stacker/ 72M12F
Capacidad nominal	1,200 kg

Fuente: Maersk Developer IADC Equipment List, 2018

En el Anexo 9.2 se encuentran disponibles Diagramas de Tubería e Instrumentación y arreglos generales de los equipos de proceso y auxiliares principales, tales como Sistema de procesamiento de lodos, separador de gas/lodos, unidad de cementación, Sistema de Salmuera en pontón, Sistema de lodos, arreglo de tanques y capacidad, entre otros.

9.1.3.3 Equipos de Control de Pozo

En la Tabla 9.6, se presentan las especificaciones técnicas de los principales equipos de control de pozo. En el Anexo 9.3, 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 columna de preventores.

Tabla 9.6 Principales equipos de control de pozo.

Columna de Columna de preventores Principal	
Presión de Trabajo	15,000 psi
Servicio H ₂ S	Si
Dimensión agujero	476mm, 18 ¾ pulgadas
Preventores de Ariete “Ram type preventers”	
Fabricante / modelo / tipo	Hydril /Compacto / Doble
Cantidad	6
Tamaño agujero	476 mm
Presion de trabajo	15,000 psi
Salidas laterales	Si
Arietes Ciegos (Blind Rams)	Si
Ariestes ciego de corte	Si
Arites de corte de revestimiento (Casing Shear)	Si

Preventores de ariete variables (Variable Rams)	Si
Acumulador Submarino	
Cantidad	8x605.6 litros
Capacidad útil por acumulador (sin precarga)	8x160 galones
Presion de operación de botellas	5,000 psi
Conector Hidraulico a Cabezal de pozo	
Fabricante / modelo / tipo	Vetco H4 SHD
Dimensión	476 mm
Presión de trabajo	15,000 psi
LMRP (Lower Marine Riser Package)	
Preventor Anular	
Cantidad	2
Dimensión	476 mm
Presión de operación	10,00 psi
Fabricante /Tipo	Hydril GX
Junta flexible (Flex Joint)	
Fabricante /Tipo	Flex Joint Dash 4 con 40,000 con cocking stiffness
Dimensión	476 mm
Deflexión máxima	+/- 10
Desviador (Diverter)	
Fabricante /Tipo	Hydril FS
Maximo agujero	534 mm
Presión de operación	500 psi
Salidas (outlets)	2
Tipo	Anular
Válvula "Hole Fill"	1

Fuente: Maersk Developer IADC Equipment List ,2018

9.1.3.4 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 Maersk Developer se encuentra disponible en el Anexo 9.4.

En la Tabla 9.7 se indica la capacidad de almacenamiento de las sustancias que se utilizarán en la plataforma 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 9.7 Capacidad de Tanques de Almacenamiento de la plataforma semi-sumergible Maersk Developer

Tanque	Capacidad 100%		Centro de Gravedad		
	Volumen [m³]	Peso [t]	LCG [m]	TCG [m]	VCG [m]
Tanques Fuel Oil / Diésel SG=0.90 t/m³					
F0 01 Inner (B)	1304.89	1174.4	66.25	25.19	5.44
F0 02 Inner (E)	1304.89	1174.4	66.25	-25.19	5.44
F0 03 Inner (B)	874.76	787.28	38.48	25.17	5.46
F0 04 Inner (E)	874.76	787.28	38.48	-25.17	5.46
FO 05 Tanque de Dia (B)	48.51	43.66	29	38.25	33.25
FO 06 Tanque de Dia (E)	56.6	50.94	28.5	-38.25	33.25
FO 07 Tanque Asentamiento (E)	33.87	30.48	19.35	-35.1	32.5
FO 08 Tanque Asentamiento (E)	34.93	31.44	20.03	-37.97	32.5
Total Fuel Oil	4,533.21	4,079.89	NA	NA	NA
Tanques de Lodos de Reserva en Pontones SG=2.40 t/m³					
Reserva Lodos 01 (B)	411.6	987.84	61.5	33.44	4.37
Reserva Lodos 02 (E)	411.6	987.84	61.5	-33.44	4.37
Reserva Lodos 03 (B)	411.6	987.84	40	33.44	4.37
Reserva Lodos 04 (E)	411.6	987.84	40	-33.44	4.37
Total Lodos de Reserva	1,646.44	3,951.36	NA	NA	NA
Tanques de Lodos de Proceso SG=2.40 t/m³					
Lodos 01 (B)	111.85	268.44	38.491	10.991	33.433
Lodos 02 (B)	112.85	270.84	38.482	7	33.401
Lodos 03 (B)	112.85	270.84	38.482	3	33.401
Tanque Slop 01 (C)	27.78	66.67	39.485	0	33.45
Tanque Slop 02 (C)	28.55	68.52	37.496	0	33.353
Lodos 04 (E)	112.85	270.84	38.482	-3	33.401
Lodos 05 (E)	112.85	270.84	38.482	-7	33.401
Lodos 06 (E)	111.85	268.44	38.491	-10.991	33.433
Lodos 07 (B)	65.45	157.08	35.339	10.986	33.409
Lodos 08 (B)	126.91	304.58	34.27	7	33.402
Lodos 09 (B)	126.91	304.58	34.27	3	33.402

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

Tanque	Capacidad 100%		Centro de Gravedad		
	Volumen [m³]	Peso [t]	LCG [m]	TCG [m]	VCG [m]
Tanque Slug 01 (C)	21.49	51.58	35.752	0	33.34
Tanque Slug 02 (C)	21.09	50.62	34.252	0	33.402
Tanque Slug 03 (C)	20.75	49.8	32.752	0	33.467
Lodos 10 (E)	126.91	304.58	34.27	-3	33.402
Lodos 11 (E)	126.91	304.58	34.27	-7	33.402
Lodos 12 (E)	65.44	157.06	35.339	-10.997	33.461
Lodos 13 (B)	60.35	144.48	33.092	10.997	33.461
Lodos 14 (E)	60.35	144.48	33.092	-10.997	33.461
Total	1,554	3,729	NA	NA	NA
Tanques de Salmuera SG=2.40 t/m³					
Tanque Salmuera 01 (B)	769.55	1846.92	50.75	25.19	5.44
Tanques de Aceite Base SG=0.93 t/m³					
Tanque Aceite Base 01 (E)	769.55	715.68	50.75	-25.19	5.44
Tanques de Aceite Lubricante SG=0.90 t/m³					
L.O. 01 (B)	8.82	7.94	24.5	38.25	34.5
Tanques de Aceite Usado SG=0.90 t/m³					
Aceite Usado 1 (B)	34.54	31.09	33.5	30.8	25.85
Aceite Usado 2 (E)	34.54	31.09	33.5	-28	25.85
Total	69.08	62.18	NA	NA	NA
Tanques de Drenaje SG=1.00 t/m³					
Tanque de Drenaje 01 (B)	299.88	288.88	33.46	25.64	21.61
Tanques de Retención de Sentina SG=1.00 t/m³					
Tanque de Sentina 01 (E)	73.44	73.44	33.46	-24.29	25.9
Tanques de Cemento SG=1.5 t/m³					
Cemento 01 (E)	169.97	254.96	91.25	-33.4	16.5
Cemento 02 (E)	169.97	254.96	85.25	-33.4	16.5
Cemento 03 (E)	169.97	254.96	29.25	-33.4	16.5
Cemento 04 (E)	169.97	254.96	23.25	-33.4	16.5
Total Cemento	680	1,020	NA	NA	NA

Tanque	Capacidad 100%		Centro de Gravedad		
	Volumen [m³]	Peso [t]	LCG [m]	TCG [m]	VCG [m]
Lodo a Granel (Bentonita/Barita) SG=2.16 t/m³					
Lodo a granel 01 (B)	169.97	367.13	91.25	34	16.5
Lodo a granel 02 (B)	169.97	367.13	85.25	34	16.5
Lodo a granel 03 (B)	169.97	367.13	91.25	34	16.5
Lodo a granel 04 (B)	169.97	367.13	85.25	34	16.5
Total lodos a granel	680	1468.52			
Tanques de agua potable SG=1.00 t/m³					
PW 01 (B)	415.15	415.15	80.25	34.21	5.04
Pw 02 (E)	415.15	415.15	80.25	-34.21	5.04
Total Agua potable	830.3	830.3	NA	NA	NA
Tanques de agua de perforación SG=1.00 t/m³					
415.15	1052.37	1052.37	72.25	34.17	5
415.15	1052.37	1052.37	72.25	-34.17	5
830.3	2,104.74	2,104.74	NA	NA	NA
Otros tanques / almacenamiento					
Tanque Centrifuga 01	10	23.99	39.1	3.7275	40.682
Tanque Centrifuga 02	10	23.99	30.8	3.7275	40.682
Tanque desarenador "Desilter" 01	10.85	26.05	39.1	1.175	40.682
Tanque desarenador "Desilter" 02	10.85	26.05	30.5	1.175	40.682
Tanque de Degasificador 01	10	23.99	39.1	-1.375	40.682
Tanque de Degasificador 02	10	23.99	30.8	-1.375	40.682
Trampa de arena 01	14.54	34.91	39.1	-4.624	40.702
Trampa de arena 02	14.54	34.84	30.8	-4.626	40.702
Tanque "Trip" 01	10.5	25.2	39.75	-12	43.25
Tanque "Trip" 02	10.5	25.2	17.5	-10	43.25

Fuente: Tank Arrangement and Capacity Plan, Maersk Developer

NA: No Aplica

LCG: Centro de Gravedad Longitudinal

VCG: Centro de Gravedad Vertical

TCG: Centro de Gravedad Transversal

9.1.3.5 Sistemas de Aislamiento/Drenaje

Existe un sistema de tratamiento de drenaje en la cubierta para garantizar que el drenaje de las áreas peligrosas no es descargado directamente al mar.

Desagües de áreas peligrosas (desagües basados en lodo), como el piso de perforación, el cuarto del vibrador y la descarga de la plataforma del vibrador Gumbo a los tanques de drenaje sucios. La descarga de los tanques de drenaje sucio se envía luego a la Unidad de tratamiento de drenaje de la cubierta desde donde emergen tres (3) salidas a la descarga al mar, los tanques de aceite residual y la salida de lodo al sistema de manejo de recortes. Después del tratamiento, el drenaje limpio se descarga al mar a través del embudo de descarga ubicado en la columna.

El sistema se compone de los siguientes equipos:

- Una (1) unidad de tratamiento de drenaje de cubierta;
- Una (1) bomba de transferencia de tanque de drenaje limpio;
- Dos (2) bombas de tanque sucio # 1 y # 2 (bombas Mono);
- Colador para bomba de transferencia de tanque de drenaje limpio

Al mismo tiempo los drenajes del helipuerto pueden dirigirse hacia el mar y hacia un tanque de recolección de emergencia en caso de derrame de combustible para helicópteros u otra contaminación en el helipuerto.

La plataforma está equipada con dos productoras de agua dulce por compresión de vapor de vacío, cada una con una capacidad de 46 ton/día. El agua es alimentada a los tanques de almacenamiento de agua potable (de los cuales hay dos, cada uno de los cuales está equipado con dos bombas) o de los tanques de agua para perforación a través de un filtro de endurecimiento. El agua potable es tratada con un esterilizador de agua de rayos UV. Hay dos unidades de cloración para tratar el agua potable en el caso de una falla del esterilizador UV o cuando se realiza el abastecimiento desde barcos de suministro.

La Planta de Tratamiento de Aguas Residuales es un sistema ST8 Super Trident fabricado por Hamworthy con un flujo hidráulico de 11.84 m³/día y diseñado para una carga de Demanda Biológica de Oxígeno (BOD) de 7.59 kg/día.

Dos juegos de unidades de tratamiento de aguas residuales y bombas maceradoras se instalan una en las columnas a babor de proa y la otra en las columnas a estribor de proa. Las bombas maceradoras están instaladas en las líneas de aguas negras.

Cada unidad de tratamiento de aguas residuales funciona según el principio de aireación extendida, con aire suministrado desde un compresor de aire rotativo incorporado para promover la digestión por las bacterias de las aguas residuales entrantes. A esto le sigue el asentamiento en el compartimento de sedimentación donde se produce un efluente claro, que luego pasa a través de un clorador antes de ser finalmente descargado hacia el mar por la bomba de descarga. Se encuentra instalada una trampa de grasa para el sistema de drenaje de la cocina.

Para el caso de aguas residuales del alojamiento, la descarga de las líneas de drenaje negras y de la enfermería se canaliza a babor y estribor de la unidad de tratamiento de aguas residuales. Las descargas limpias de las unidades de tratamiento de aguas residuales se descargan al mar a través de válvulas OBD y medidores de flujo en las líneas de descarga. Se encuentra instalada una conexión MARPOL en la cubierta principal, tanto a babor como en estribor, para descargar a un barco de suministro o a tierra, en caso de mantenimiento del equipo. Los desagües de la cocina se unen a la planta de tratamiento de aguas residuales a través de una trampa de grasa.

9.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

Las actividades que Capricorn llevará a cabo en el AC9 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 de los pozos de exploración, que se hace con base en información geológica existente, datos sísmicos de cobertura azimutal, estudios metoceanicos, estudios de riesgos someros, estudios de pozos cercanos, 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. 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 *HSE Case*, que es un documento de seguridad producido por el mismo dueño de la plataforma 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 que el diseño mismo de la plataforma de perforación no forma parte del alcance de este proyecto.
- **Instalación/Movilización/Desmovilización.** Como se mencionó anteriormente, el proyecto involucra la perforación de dos pozos exploratorios principales utilizando la plataforma semi sumergible Maersk Developer.

Para esta actividad no se requiere la construcción de alguna instalación 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.

Es por esto 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 AC9, Capricorn tiene contemplado perforar dos pozos exploratorios.
- **Actividades no rutinarias.** Dentro de las actividades no rutinarias se consideraron: Eventos de emergencia, Falla de contención de productos / materiales; Eventos climáticos, geofísica y otros eventos naturales; Sabotaje o protección personal; Factores humanos; etc.
- **Abandono.** Una vez terminadas las actividades de exploración, los pozos del AC9 serán sujetos a un taponamiento definitivo.

9.2.1 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas

De acuerdo a la información proporcionada por el Promovente, las sustancias peligrosas almacenadas en el área del Proyecto, se presentan en la Tabla 9.8, en esta tabla se hace una comparación de las sustancias con los listados de actividades altamente riesgosas (LAAR).

Tabla 9.8 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.

Sustancia	Volumen total almacenado (m³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
-----------	-------------------------------	------------------------------

Diesel	4,530	No
Lodos de perforación (De proceso y de reserva en pontones)	3200	No
Aceite base de lodos de perforación	769	No
Cemento	680	No
Bentonita / barita	680	No
Salmuera	769	No

Fuente: Maersk Developer Tank IADC Equipment List

Como se puede observar en la Tabla 9.8 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

Y nuevamente, ninguna de las sustancias cumple con las características señaladas, sin embargo, cabe mencionar que independientemente del resultado de la comparación citada anteriormente es requerimiento de ASEA que todos los proyectos del sector hidrocarburos presenten un estudio de riesgo 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 9.5.

9.2.2 Propiedades de la mezcla de hidrocarburo

A continuación, en la Tabla 9.9 se presentan las propiedades estimadas del hidrocarburo en ambos pozos y en la Tabla 9.10 la composición estimada de la mezcla del hidrocarburo en los yacimiento de acuerdo con la información proporcionada por Capricorn.

Tabla 9.9 Propiedades estimadas del hidrocarburo

Pozo	Grados API	Densidad (kg/m ³)	Viscosidad (cP)	Proporción gas a hidrocarburo (GOR) scf/STB
Alom-1	32	771.9	1.23	500
Bitol-1	33	767.6	1.01	500

Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report & Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

Tabla 9.10 Composición estimada de la mezcla de hidrocarburo

Componente	Porcentaje Molar (%)
N ₂	0.25
CO ₂	0.74
C1	29.64
C2	6.08
C3	6.23
C4	4.54
C5	4.00
C6	3.94
C7	3.65
C8	3.40
C9	3.19
C10	2.99
C11-C13	7.70
C14-C25	14.52
C25-C50	7.85
C50+	1.26

Fuente: Información proporcionada por Capricorn, 2018

9.2.3 Descripción de Principales Equipos de Proceso y Auxiliares

La plataforma semi-sumergible para la perforación del pozo tendrá los equipos principales y auxiliares para la perforación y el control de pozo indicados a continuación:

9.2.3.1 Sistemas Mecánicos

Piso de Perforación y Torre de Perforación

El piso de perforación y la subestructura se ubican directamente sobre la escotilla de perforación y sobre el centro de perforación de la plataforma. El piso de perforación soporta las cargas de equipos de la torre de perforación, los malacates de perforación y otros equipos. La plataforma del piso de perforación, dentro de la zona de objetos en caída, ha sido diseñada para evitar la penetración por impacto de la caída de un soporte de 90 pies del collar de perforación de 9½", que pesa 9 ton desde una altura de 1.5 m con una inclinación de aproximadamente 5°.

La torre de perforación doble es una estructura de celosía de tipo dinámico con una gran base rectangular más un área de retroceso detrás del piso de perforación y que se extiende a la plataforma inferior. Se ha instalado una zona de retroceso adicional para un máximo de 20 lingadas en el piso de perforación.

La capacidad combinada de retroceso no supera los 1,200 t. Los dos centros de pozos se encuentran a aproximadamente 11 m de distancia.

La torre de perforación tiene el siguiente equipo:

- Bloque de corona
- Bloque viajero, retráctil
- Sistema de impulsor superior, retráctil
- Tableros de trasiego para tubos de perforación, de revestimiento, collares, etc., en dos niveles diferentes
- Sistemas de manejo de la tubería (sistema automático)
- Cesta de enchufe de tubería de revestimiento
- Montacargas para servicios de tubos verticales de lodos y cemento
- Línea de ventilación.

Las principales características de la torre de perforación son:

- Altura: aprox. 65 m sobre el piso del taladro
- 12 m x 20 m (longitudinal x transversal)
- Carga máxima del gancho - plataforma principal: 1,134 ton (Bloque viajero 909 ton)
- Carga máxima de ganchos - plataforma auxiliar: 680 ton
- Carga de gancho combinada máxima: 1,360 ton

Top Drive

Dos sistemas de perforación independientes de accionamiento superior accionados por motor de corriente alternan (AC) son instalados en rieles guía que corren verticalmente dentro de la torre de perforación. Cada uno tiene una capacidad de carga similar a la de la capacidad de carga estática de la grúa. El principal es un modelo de dos motores; el accionamiento auxiliar tiene un solo motor.

Sistema de Manejo de Tubería

La torre de perforación tiene dos manipuladores de tuberías verticales / máquinas de estanterías instaladas. Las máquinas se utilizan para acomodar en estantes los tubos de perforación, enchufarlos en el centro del pozo y para operaciones similares.

Malacates

En el centro del pozo principal se instala un malacate de perforación de 4,600 HP equipado con un sistema de frenos de servicio eléctrico y mecánico activo y un freno de emergencia / estacionamiento a prueba de fallas. Capacidad de izamiento: 2,500,000 lb

En el centro del pozo auxiliar se ha instalado un malacate de perforación de 3,000 HP equipado con un sistema de frenos de servicio eléctrico y mecánico activo y un freno de emergencia / estacionamiento a prueba de fallas. Capacidad de elevación - 1,500,000 lb.

El sistema de frenos de cada uno es del tipo de resistencia eléctrica. La potencia motriz se deriva de cuatro motores eléctricos de CA equipados con sistemas de enfriamiento por agua de circuito cerrado.

Mesa Rotaria

Se instala una mesa giratoria de 60.5" con accionamiento hidráulico en cada uno de los centros del pozo. Las mesas giratorias están empotradas en el piso de perforación.

9.2.3.2 Sistemas de Lodos

Sistema de lodos de alta presión

El objetivo del sistema de lodos de alta presión es presurizar el lodo, fabricado por el sistema de lodos de baja presión para realizar sus funciones principales, a través de las bombas de lodos en modo de perforación. El lodo presurizado es alimentado al múltiple del tubo vertical para inyectarlo en el pozo.

Las tuberías verticales de lodos alcanzan desde el múltiple de lodos una altura de 33.2 m (105.5 pies) sobre el piso de perforación. Cada uno tiene un cuello de cisne soldado en la parte superior con un pasador en su extremo.

Bombas de Lodos

Se encuentran instaladas cuatro bombas de lodo triple de 2,200 HP, 7,500 psi, cada una, impulsadas por dos motores de CA. El control es a través del DCN o localmente. Los amortiguadores de pulsaciones de succión y descarga están instalados en las bombas de lodo.

Múltiples

Se encuentra instalado un múltiple del tubo vertical con presión de trabajo de 7,500 psi, con conexiones a las bombas de lodo, a los tubos verticales, al múltiple para matar y a las líneas para matar.

Se tiene un múltiple para estrangular y matar, con una presión de trabajo de 15,000 psi y para servicio de H₂S.

Sistema de Cemento

La unidad de cemento es una unidad de bombeo de émbolo triplex horizontal impulsada por diésel con una presión de trabajo máxima de 15,000 psi (1,035 bar). La unidad se utiliza para bombear cemento y mezclas líquidas especiales para su uso en el pozo. También es una bomba secundaria para matar pozos y se puede suministrar con lodo usando la bomba desgasificadora que se alimenta desde el tablero eléctrico de emergencia.

Sistema de lodos de baja presión

El objetivo del sistema es producir lodo líquido y transferirlo al sistema de lodo de alta presión durante la operación.

El sistema de lodos de baja presión consiste en:

- Cuatro bombas de carga de lodo;

- Cuatro bombas mezcladoras de lodo;
- Catorce fosas de lodo (*mud pits*);
- Tres fosas de baches (*slug pits*);
- Dos fosas de desechos (*slop pits*) instalados en el cuarto de fosas de lodos.

El sistema de lodo de baja presión es capaz de manejar tanto lodo a base de agua, como lodo a base de aceite. Para los orificios superiores y el uso de emergencia, el agua sin tratar se puede transferir a los pozos de lodo desde la bomba de agua sin tratar a través del sistema de servicio de agua de mar o el sistema de agua de perforación.

Separador de Gas de Lodo

Se coloca un separador de gas de lodo con código ASME (solo diseño, sin sello).

Tratamiento de Lodo

La zona de tratamiento de lodos está situada en el centro de la popa de la escotilla de perforación (*moonpool*). Los elementos de equipamiento instalados en esta área incluyen:

- 17 fosas, todos totalmente encerradas
- Ocho (8) zarandas vibratorias
- Desarenador
- Desgasificadores.

9.2.3.3 BOP y Sistemas de Desviación

Desviador

Debajo de la mesa giratoria, se encuentra instalado un orificio de 21", un desviador de 60½" con cierre completo (CSO) que incluye la carcasa, las válvulas fuera de borda, las líneas fuera de borda, etc. El desviador tiene una capacidad de 500 psi.

Las válvulas son controlables desde el tablero del perforador y desde el tablero remoto.

El sistema está diseñado para minimizar la erosión de las líneas del desviador por la borda al evitar los cambios de dirección (curvas) en la medida de lo posible.

Columna de preventores (BOP)

Se ha instalado una BOP de seis cavidades de 18 ¾", clasificada a 15,000 psi y segura para el servicio con H₂S. El conjunto pesa aproximadamente 4-500 ton.

El tablero eléctrico/CCU del desviador/BOP se encuentra en el cuarto adyacente al Cuarto de Control del BOP.

El Cuarto de Control del BOP alberga:

- Unidad de control del BOP
- BOP / unidades del acumulador desviador
- Múltiples de acumuladores
- Tablero de control local para el BOP/desviador y el paquete de energía.

Los tableros de control remotos e integrados del BOP / desviador se instalan tanto en la cabina del Perforador como en el Cuarto de Control Central.

Múltiple para Ahogo y Estrangulamiento (Choke & Kill Manifold)

El múltiple para estrangular y matar es una disposición de válvulas y estranguladores que proporciona un medio para dirigir y purgar los fluidos del pozo o circulados de una manera regulada, para permitir el control de las presiones y de los flujos ascendentes y descendentes. El múltiple para estrangular es una parte esencial del sistema de control de pozo. El control puede efectuarse y monitorearse desde las estaciones de control designadas en la cabina del perforador, CCR y BOP CR.

El colector de estrangulación está clasificado para servicio interno de H₂S. Las especificaciones del múltiple para estrangular y matar son las siguientes:

- Estranguladores de 3 1/16" 15 M x 4 1/16" 5 M, W/ 2 1/16" 5 y 15 M
- Fabricante: Worldwide Oilfield Machine Inc.
- Presión de trabajo del múltiple: 0-15,000 psi.

9.2.3.4 Generación de Energía

Generadores principales

Se han proporcionado ocho generadores principales a base de diésel, en dos cuartos de máquinas separados. Los motores diésel son refrigerados por agua dulce, generan 11 kV CA y tienen una capacidad eléctrica de 4.84 MWe cada uno, lo que da una potencia total instalada de 38.7 MWe.

El control de cada par de motor diésel / alternador es mantenido por el tablero de Sistemas de Control de Motor Wartsila (WECS) en combinación con el AVR del alternador y el regulador del motor. Los reguladores están conectados entre sí a través de una línea de carga analógica compartida que proporciona el valor de carga de la planta de energía utilizado en el modo de carga isócrona. Las líneas de carga compartida pasan entre los cuartos de motores de babor y estribor en bandejas de cables protegidas. La comunicación entre los WECS y el Sistema de Gestión de Energía (PMS) se realiza a través de enlaces seriales Modbus.

Generador de Emergencia

Además de la potencia principal de 11 kV, hay un generador de emergencia de 690 VCA 1,500 kW que puede suministrar energía en situaciones de emergencia. El generador de emergencia se conecta al tablero eléctrico de emergencia de 690 V.

9.2.3.5 Otros Equipos principales y Auxiliares

Sistema de Posicionamiento Dinámico (DP)

Se ha instalado un Sistema de Posicionamiento Dinámico (DP) para monitorear y controlar todos los equipos y sistemas relacionados con el DP, tales como Generadores, Distribución de Energía, Empujadores, Sistemas de Control, Ángulo de Elevación, etc. También hay radar, girocompás y brújulas magnéticas a bordo. Los límites de alcance, que se establecen según la ubicación y el sistema de amarre, activan las alarmas de audio y visuales en la unidad de visualización. La ubicación del control de DP es el Cuarto de Control Central ubicada en proa en la Cubierta C.

El sistema cumple con los requisitos de la Sociedad de Clasificación para un sistema DP 2. Por lo tanto, proporciona el nivel necesario de redundancia para cumplir con los criterios de falla de un solo punto exigidos por la Clase.

Sistema de Propulsión

La plataforma de perforación está equipada con 8 propulsores de azimut de 4,000 kW para el mantenimiento de la estación y para proporcionar propulsión durante los movimientos de la plataforma. Cada propulsor está ubicado dentro de su propio compartimento estanco (Zonas 1 - 8 en la plataforma) y tiene sus propias fuentes de alimentación independientes y sistemas de servicios públicos, puede girar 360° y tiene un empuje estático efectivo a cero nudos de aproximadamente 787 kN. Una unidad propulsora consta de un disyuntor, un transformador, un convertidor de variador de frecuencia y un motor de CA. Todos los componentes son enfriados por agua.

Sistema de izaje y manejo de materiales

La plataforma está equipada con una grúa de plataforma electrohidráulica montada en la cubierta principal en el lado de estribor. Los criterios de diseño incluyen:

- Montacargas principal -50 m
- Capacidad de izamiento, barco de suministro a cubierta 65 ton @ 20 m dinámico
- Elevación estática de 65 ton @ 18 m de cubierta a cubierta
- Línea de malacate auxiliar -15 Mt @ 54 m.

La grúa puede girar 360 grados y está equipada con un dispositivo limitador de momento de carga (LML).

Los apoyos de la pluma se proporcionan para la grúa, diseñados para las cargas esperadas en modo de tránsito y equipados con medios para asegurar las plumas.

En caso de una falla eléctrica, todavía es posible llevar la grúa a su posición de almacenamiento.

Además, se ha instalado una grúa de cubierta con pluma articulada en el lado de babor de la cubierta principal (para equipos submarinos) con una capacidad de 50 ton a 45 m de alcance y 165 ton a 17 m de alcance.

En el caso de una falla eléctrica en el equipo, la grúa cuenta con un sistema UPS (Fuente de poder ininterrumpible) para sistemas relacionados con la seguridad, incluido el sistema de protección contra sobrecargas. Se puede suministrar energía de respaldo desde el generador de emergencia, lo que permitirá que la grúa se opere a la mitad de la velocidad, lo que permite que la grúa se devuelva a su posición de almacenamiento o se use para recoger el equipo esencial. La grúa se puede bajar y girar manualmente.

9.3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

El AC9 ha sido establecida por la Comisión Nacional de Hidrocarburos a través de la licitación CNH-R02-L01/2016y el contrato CNH-R02-L01-A9.CS / 2017. Se encuentra en el margen norte de la plataforma marina de la Cuenca Sureste, en la provincia geológica Salina del Istmo, aguas someras de México y abarca aproximadamente 562.3 km², dentro de la Zona Económica Exclusiva Mexicana (ZEE), dentro de la zona marina de competencia federal. Se encuentra en profundidades de agua de 100 m en el sur y 500 m al norte, y cubre una superficie total de 562.3 km².

Las coordenadas y ubicación del AC9 se presentan en la Tabla 9.11 y Figura 9.8

Los pozos exploratorios, Bitol-1 y Alom-1, se ubican al suroeste y al sureste del AC9. Las coordenadas y ubicación de dichos pozos se muestran en la Tabla 9.12 y la Figura 9.9.

Tabla 9.11 Coordenadas geográficas del AC9

Vértice	Coordenadas Geográficas		Coordenadas Decimales	
	Oeste (Longitud)	Norte (Latitud)	Longitud (W)	Latitud (N)
1	93° 50' 30"	18° 51' 30"	-93.841667	18.858333
2	93° 44' 00"	18° 51' 30"	-93.733333	18.858333
3	93° 44' 00"	18° 42' 00"	-93.733333	18.70000
4	93° 57' 00"	18° 42' 00"	-93.950000	18.70000
5	93° 57' 00"	18° 50' 00"	-93.950000	18.833333
6	94° 00' 00"	18° 50' 00"	-94.000000	18.833333
7	94° 00' 00"	18° 55' 00"	-94.000000	18.916667
8	93° 57' 00"	18° 55' 00"	-93.950000	18.916667
9	93° 57' 00"	18° 57' 00"	-93.950000	18.950000
10	93° 50' 30"	18° 57' 00"	-93.841667	18.950000

Nota: Las coordenadas presentadas en las primeras columnas de la izquierda corresponden a las estipuladas en el contrato CNH-R02-L01-A9.CS/2017 para el área contractual. Las coordenadas geográficas de la derecha (decimales) serán empleadas en adelante para reportar resultados de campo y en tablas y figuras a lo largo de todo el documento. Datum: ITRF2008

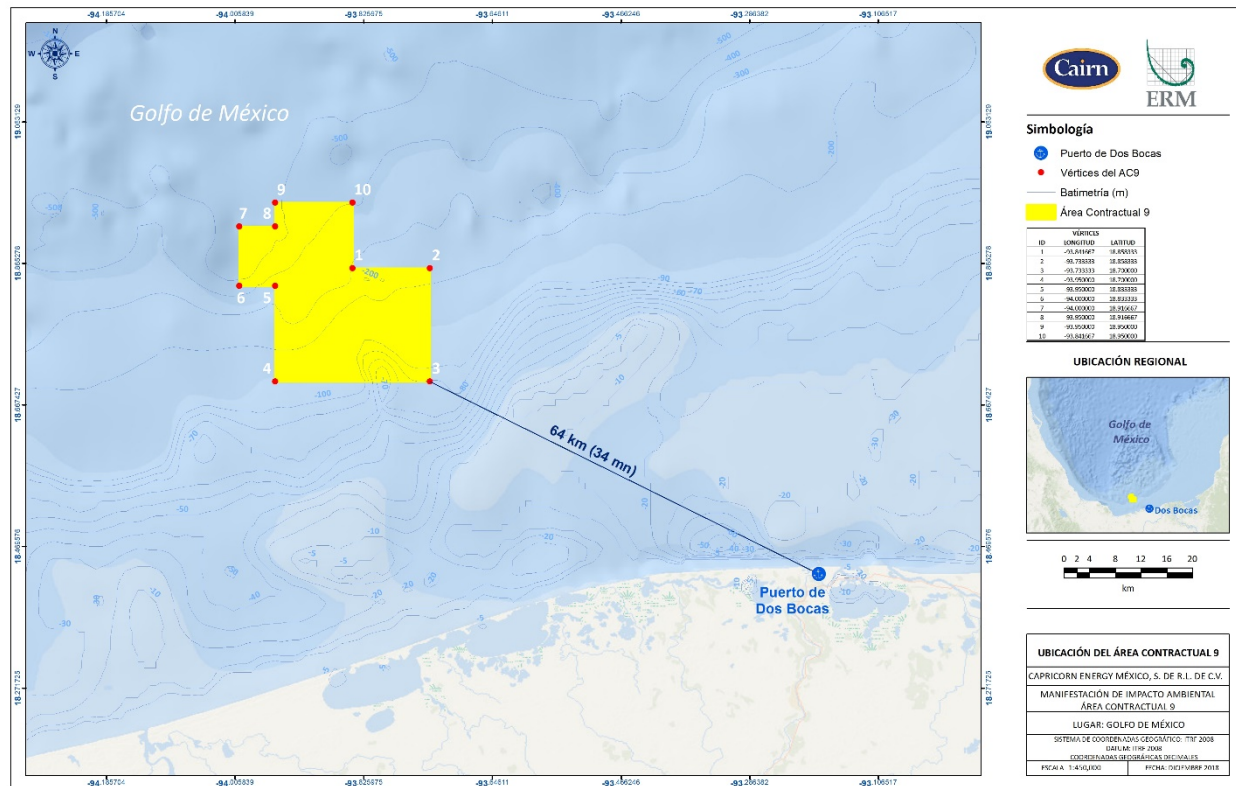
Fuente: CNH, 2017

Tabla 9.12 Ubicación geográfica de los pozos a perforar (escenario base)

Pozo	Latitud (N)	Longitud (O)
Bitol-1	Coordenadas de ubicación de la instalación. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP.	
Alom-1		

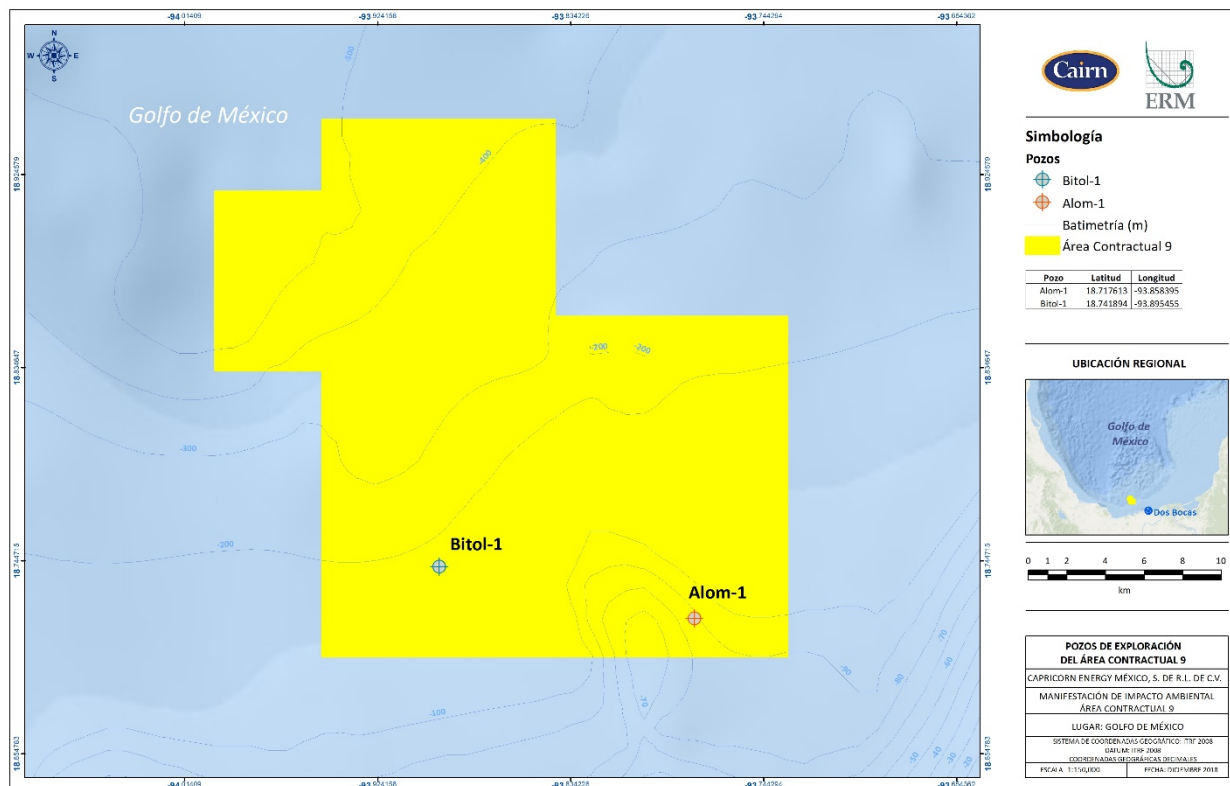
Fuente: Capricorn, 2018

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México



Fuente: ERM 2018

Figura 9.8 Ubicación del Área Contractual 9

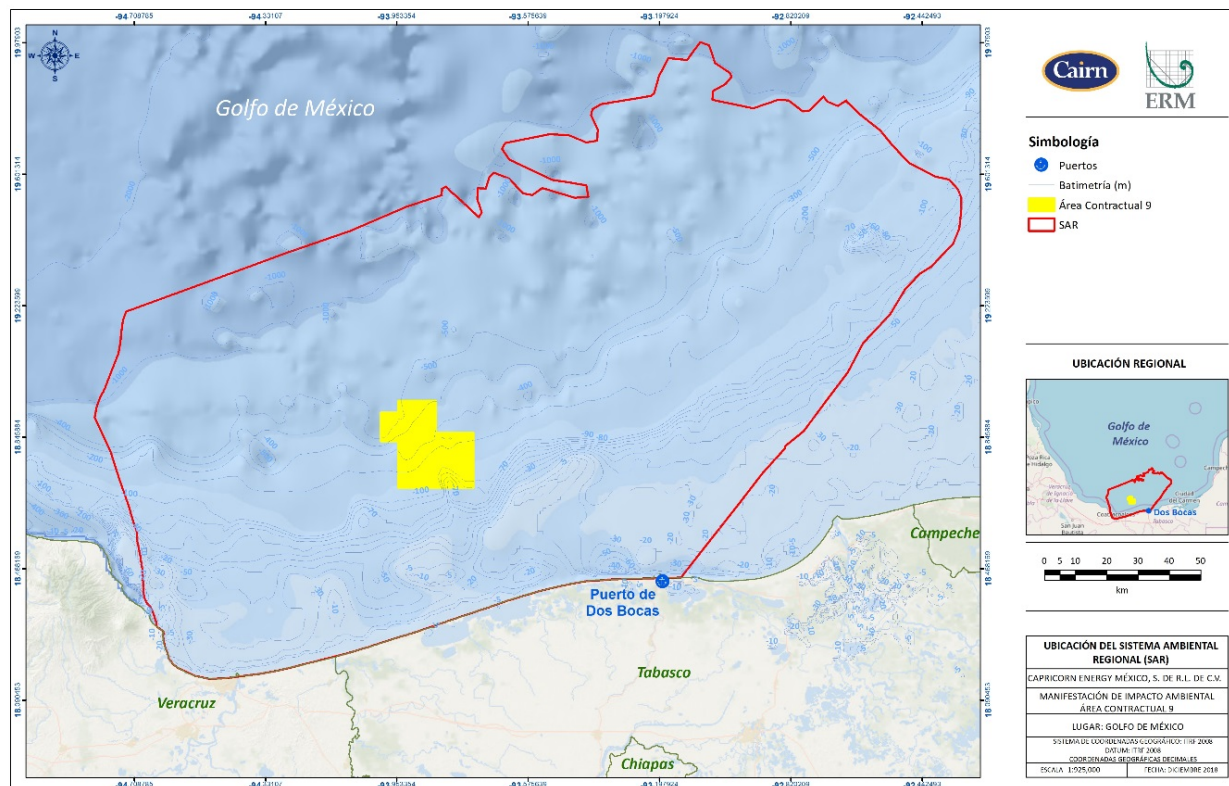


Fuente: ERM 2018

Figura 9.9 Ubicación de pozos exploratorios en el Área Contractual 9

Como se definió en el Capítulo 4 de este documento, para la definición del Sistema Ambiental Regional (SAR) del que AC9 es parte, se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

- Unidad de Gestión Ambiental (UGA) del “Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe”. Se optó por delimitar el SAR mediante el uso de las UGA N° 187 del Programa de Ordenamiento Ecológico del Golfo de México y Mar Caribe junto con la N° 166 que es vecina inmediata al sur del AC así como con la Región Marina Prioritaria (RMP) N° 53 (Pantanos de Centla- Laguna de Términos). La superficie total del SAR es de aproximadamente 30,352.05 km² (ver Figura 9.10).



Fuente: ERM, 2018.

Figura 9.10 Ubicación del Área Contractual 9 y el Sistema Ambiental Regional (SAR).

En el Capítulo 4 se presenta una descripción del sistema ambiental regional (SAR) de la que el Proyecto es parte, con base en el análisis de los resultados presentados en la Línea Base Ambiental (LBA) realizada en diciembre 2017 como parte de la Propuesta Metodológica de Línea Base Ambiental. En el documento se describe en términos generales el enfoque con el que se realizaría el estudio en el AC9 con base en el oficio ASEA/UGI/DGGEERC/0831/2018.

En la sección 4.3 del Capítulo 4, se describen los aspectos abióticos como el clima y meteorología (temperatura ambiente máximas, promedios, mínimas, velocidad y dirección de viento, humedad relativa, presión atmosférica, entre otros), la hidrodinámica y batimetría del área (Oleaje, mareas, corrientes marinas, etc.) y la geología y geomorfología de la región. Para información detallada del entorno, consultar el Capítulo 4 de la MIA.

9.4 ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS

9.4.1 Antecedentes de Incidentes y Accidentes en Proyectos o Instalaciones Similares

De acuerdo con la base de datos de la World Offshore Accident Database, WOAD, por sus siglas en inglés, la cual es una recopilación de información sobre 6,451 accidentes que han ocurrido en la industria de los hidrocarburos y gas en alta mar, desde 1970 hasta 2012. Se menciona que contiene información

principalmente del Mar del Norte (57%) y el Golfo de México (26%) y en menor proporción de otras partes del mundo (17%).

De acuerdo con la información de dicha base, se tienen los siguientes accidentes reportados desde 1970 al 2012 por tipo de unidad, la Tabla 9.13 muestra los accidentes que involucran perforación y exploración de campos petroleros, y por lo tanto está más relacionado al proyecto. La Tabla 9.14 muestra accidentes en general ocurridos en la industria de los hidrocarburos y no necesariamente involucran actividades de perforación y exploración.

Tabla 9.13 Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).

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

Fuente: World Offshore Accident Database

Tabla 9.14 Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).

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

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi Accidente	Evento insignificante	Total
Otras estructuras fijas	4	6	0	2	12
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 lesiones.⁹

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

A continuación en la Tabla 9.15 se presentan algunos de los últimos accidentes de helicóptero relacionados con la industria petrolera costa afuera en el golfo de México y en el mundo.

Tabla 9.15 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

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

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

18/Nov/1998	Helicópteros Asesa 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 alta velocidad al mar. 11 personas murieron	Técnica
19/Jun/2003	BO-105	Golfo de México, Campeche	Helicóptero se precipitó 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	Externa

			perforación durante el arranque del motor. El piloto sufrió lesiones	
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 pequeña isla y se incendió. Los 13 pasajeros murieron	Técnica
27/Feb/2017	Bell 407	Golfo de México	El piloto no fue capaz de mantener la altitud que resultó en una colisión en el mar mientras regresaba para una reparación del motor. 1 fatalidad (piloto)	Operacional
2/May/2017	Bell 407	Golfo de México	Pérdida del rotor de cola del helicóptero lo que causó un aterrizaje de emergencia. No hubo muertos ni lesionados	Técnica
26/Sep/2017	Desconocido	Cabinda, Angola	EL helicóptero estaba en ruta hacia la plataforma Tombua-Landana y nunca llegó a su destino. El helicóptero se estrelló contra el mar. 6 muertos	Desconocido

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

Operacional: evento relacionado con la operación del helicóptero

Externa: evento relacionado con condiciones climatológicas

Técnica: Evento relacionado con falla mecánica o de equipo

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

9.4.1.1 Mayores incidentes de derrame en el mar de Estados Unidos

De acuerdo con el Buró de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés Bureau Ocean Energy Management) se tiene un registro de 47 derrames mayores de 1,000 barriles de hidrocarburos cada uno de 1964 al 2011, en aguas de jurisdicción federal de los Estados Unidos. En la Tabla 9.16 se muestran los accidentes que fueron causados por reventones.

Tabla 9.16 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,

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

										36 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

9.4.1.2 Incidentes de derrame de hidrocarburos en PEMEX.

Con la intención de buscar incidentes relacionados en un sentido más local se revisaron las estadísticas de PEMEX. De acuerdo con la paraestatal mexicana Petróleos Mexicanos (PEMEX), derrames reportados en la Tabla 9.17 han tenido lugar en aguas de jurisdicción federal. Es de especial importancia el derrame del Ixtoc I, pues se trata de un incidente ocurrido durante la perforación de un pozo.

Tabla 9.17 Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex.

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
1979	Ixtoc I, pozo exploratorio	Localizado en el Golfo de México, a 965 kilómetros al sur de Texas y 94 kilómetros de Ciudad del Carmen	La empresa Pemex estaba perforando a una profundidad 3.63 kilómetros un pozo de Hidrocarburo, cuando se perdió la barrena y la circulación de lodo de perforación. Debido a esto, se perdió la estabilidad y hubo una explosión de alta presión la cual provocó la pérdida de contención. El Hidrocarburo entró en ignición debido a una chispa y la unidad de perforación colapsó.	3.3 millones de barriles de Hidrocarburo El Hidrocarburo alcanzo zonas costeras.
1999	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 1999 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar.	No disponible
2000	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 7% de los derrames registrado durante las actividades de 2000 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar	No disponible
2001	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 2001 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar	No disponible

2002	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, 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 el año 2011 se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar.	Un total de 40 barriles por los 12 eventos
2012	Monoboya número 3	Costa del Pacifico (Oaxaca)	El hundimiento de la monoboya número 3, inhabilitada desde 2008, derramó Hidrocarburo al mar en Salina Cruz.	Mil litros de Hidrocarburo
2015	Akal-H	Bahía de Campeche, Mexico	Fuga de gas y aceite sin fatalidades o heridos. El accidente afectó la producción diferida de hidrocarburos, en un total de 15,000 barriles. La compañía petrolera reprimió el incendio utilizando cuatro	No disponible

			buques de respuesta a emergencias.	
--	--	--	---------------------------------------	--

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

9.4.1.3 Incidentes reportados por Capricorn

En la Tabla 9.18 se presentan los incidentes de derrames por parte de Capricorn del año 2005 al 2018 alrededor del mundo.

Tabla 9.18 Accidentes e Incidentes de derrame reportados por Capricorn

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
1	2008	Bangladesh	Pozo de producción Sangu	Derrame de combustible	0,566 barriles de combustible derramado al entorno	Ambiente	ND
2	2009	Bangladesh	Pozo de producción Sangu	Derrame de combustible	0.013 barriles de combustible derramado al entorno	Ambiente	ND
3	2010	Bangladesh	Pozo de producción Sangu	Diésel	Derrame de combustible el 14 de junio de 2010 - el operador de la sala de control Sangu se dio cuenta de que el tanque de almacenamiento de la plataforma diesel se estaba agotando a un ritmo inusual junto con el tanque de agua del generador. Más tarde se descubrió que el separador de agua en la línea del generador A se desprendió de su soporte y 28.302 barriles se habían derramado a través de la línea de combustible expuesta del generador A al mar.	Ambiente	ND
4	2010	Bangladesh	Planta Sangu	Trietilenglicol (TEG)	56,5 barriles de TEG utilizado derramados en la planta Sangu en enero 2010.	Ambiente	ND
5	2010	Groenlandia	Embarcación Poseidon	Aceite hidráulico	Derrame menor de aceite hidráulico causado por la expansión en la unidad recién llenada más allá de la capacidad del tanque de expansión. En total se perdieron unos 15 litros en el mar.	Ambiente	La salida del tanque de expansión ha sido redirigida a otro tanque de almacenamiento temporal

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
6	2010	Groenlandia	Embarcaciones estrecho de la inspección del lugar Explorador	ISOPAR M Química	Se produjo una falla en el sistema de adquisición sísmica que provocó la necesidad de la recuperación del streamer. Al recuperar el streamer se observó que aproximadamente el 50% (30 litros) del fluido (ISOPAR M) se había filtrado de una sección del streamer y se había llenado de agua de mar, lo que provocó el envío de la señal de falla al ingeniero en línea en el laboratorio..	Ambiente	El Steamer fue recuperado inmediatamente. Los trapos de absorción se dispersaron dentro y alrededor del carrete que alberga el serpentín mientras estaba en la cubierta para contener cualquier fuga que pudiera quedar. Se instala una nueva unidad (steamer) sin fluido, por lo que el incidente no
7	2011	Groenlandia	Ocean Rig Corcovado	Aceite hidráulico	7.5 barriles de aceite hidráulico se derramó de la corona de la torre de perforación a causa de vientos muy fuertes el 5 de julio. La cantidad fue difícil de determinar debido a la amplia distribución en el medio ambiente durante el período de fuertes vientos. Se determinó que aproximadamente 1200-1500 litros pueden haberse derramado en el medio ambiente.	Ambiente	Una vez que se encontró la fuente de la fuga, se apretaron los accesorios accesibles y se reemplazó el medidor. Se revisaron las áreas alrededor del barco para ver si había residuos de petróleo, de modo que se pudiera iniciar una limpieza, sin que se observara ningún residuo en el barco.

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
8	2011	Groenlandia	Ocean Rig Corcovado	Aceite hidráulico	Rociado de aceite hidráulico al mar (menos de 0.5 litros) Una manguera hidráulica se separó de un racor de presión de ¾ pulgadas en el top drive. Este aceite hidráulico fue rociado sobre el extremo superior del área de la torre de perforación (250 litros), el perforador bajó el top drive lo más rápido posible. Durante este tiempo una pequeña cantidad de aceite (1x pinta) fue arrojada al mar. Una vez que el top drive fue bajado, se cortó la energía para minimizar el derrame de petróleo. El rocío hacia el mar fue mínimo y provocó una ligera neblina de aceite que se rompió en pocos minutos debido al estado de la mar. La acción tomada fue bajar la unidad superior para taladrar el piso, localizar la manguera defectuosa y reemplazarla. Limpieza de las áreas afectadas en curso.	Ambiente	La acción tomada fue bajar el top drive al piso de perforación, localizar la manguera defectuosa y reemplazarla. Limpieza de las áreas afectadas.
9	2011	Groenlandia	Ocean Explorer	Diésel	El diésel se había desbordado desde el tanque de sedimentación / tanque de contención hasta la cubierta de la brisa de estribor. La alarma de alto nivel había fallado. Se estima que aproximadamente 10 litros de petróleo se derramaron por la borda y otros 60 litros se recuperaron de la cubierta.	Ambiente	Por alrededor de 17:20 horas de la limpieza fue completada. 60 litros recuperados de la cubierta.

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
10	2012	Reino Unido	Base Sur, Asco, Peterhead	Ultrahin NS	Contenedor de Naja Arctic sufrió un derrame de 350 litros de Ultrahin NS. El supervisor de seguridad de servicio, observó algunas manchas blancas en un charco adyacente al lugar donde el contenedor 108020 había sido colocado en el puesto de atraque 7. Una investigación más detallada reveló que uno de los contenedores en la parte trasera de la unidad había sido perforado, lo que resultó en la liberación de casi el 35% de su contenido. Parte del producto se derramó del contenedor cuando se abrió la puerta. Algo de producto permaneció en la unidad. Se asume que la punción pudo haber sido causada por el letrero de señalización metálico dañado alado del contenedor.	Ambiente	El derrame fue contenido mediante la aplicación de gránulos en el suelo. Nadie resultó herido o afectado por este derrame, que fue contenido rápidamente por el supervisor de seguridad.
11	2015	Senegal	Plataforma de perforación Athena	Derrame de petróleo	Un área con un brillo fue notada en el mar al lado de la plataforma. Aparece en el área del quemador y tiene un tamaño de 20m x 20m color aproximado de un 90% de plata y un 10% de arco iris. Se calcula de hasta 0.048 Litros . Se sospecha que la causa de la descarga se debe al aumento del tamaño del estrangulador de prueba del pozo de 44/64" a 56/64" durante la prueba del pozo, ya que ese proceso se inició apenas 2.5 horas antes.	Ambiente	- Disminución del tamaño del estrangulador de 56/64" a 48/64". - Ajuste la cabeza del arco para maximizar el efecto del viento en el quemador - Aumento de los niveles de monitoreo por parte del personal en el área de prueba del pozo. La evaluación preliminar de ingeniería indica que la quema de aceite está siendo efectuada por el diluvio de agua, la boquilla de quema, la capacidad de mezcla de aire y el viento predominante.

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
12	2015	Senegal	Puerto de Dakar	Aceite usado	Se estaba preparando la transferencia de aceites usados de un tanque de almacenamiento al buque de residuos. La manguera del buque se colocó para aspirar el aceite usado del orificio superior del tanque de almacenamiento. El operador del buque no preparó la transferencia correctamente y puso la bomba a presión en lugar de vacío, lo que provocó la expulsión de los residuos de petróleo que quedaban en el buque (aproximadamente 40 litros), que se rociaron por todo el tanque de almacenamiento en el suelo. Una cantidad mínima fue a desaguar en el área adyacente.	Ambiente	El trabajo se detuvo inmediatamente y el área se hizo segura. La bomba se detuvo y las válvulas se cerraron. Se utilizaron absorbentes y trapos para limpiar el derrame y se limpió el tanque de almacenamiento.
13	2016	Senegal	Plataforma de perforación Athena	Derrame de petróleo	Goteo del quemador durante pruebas de pozo (22 feb-23 feb)- 1.050 barriles totales. El 22 de febrero, durante las pruebas de los pozos y las operaciones de quema, el quemador se apagó a las 23:55:42 hrs. El flujo fue desviado del quemador al tanque de sobrecarga 12 segundos. El pozo fue cerrado en el colector de prueba (well test manifold) para un período planificado de acumulación de presión. Basado en la tasa de producción de 4630 bbls/día en el momento del incidente y el tiempo de respuesta de 12 segundos para desviar el flujo al tanque de sobrecarga, la descarga de hidrocarburos calculada desde la erupción hacia el mar fue de aproximadamente 0.6 barriles.	Ambiente	El flujo del pozo fue desviado a tanques de sobrecarga. Las salidas del diluvio más cercanas al quemador fueron cerradas. Se observó humo blanco intermitente en el período anterior a la erupción; es concebible que la dirección del viento haya provocado que el agua de diluvio se dirija directamente a la erupción. El agua se ajustará para minimizar la cantidad necesaria para mantener la pluma fría. No se observaron anomalías en la superficie del mar desde la plataforma. No se observaron anomalías en la superficie del mar desde el buque de reserva que observó la superficie del mar 10 minutos después de la erupción.

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
					A las 10:45 hrs del 23 de febrero, mientras fluía / quemaba el pozo, la llamarada se apagó por un período de 5 segundos debido a las presiones inestables del separador. El auto-encendido volvió a encender la bengala y las operaciones de prueba del pozo continuaron. Se observó un ligero brillo en la popa de estribor de la plataforma de aproximadamente 50m x 100m de tamaño. En el momento del incidente, el pozo estaba fluyendo a una tasa estimada de 1700 bbls/día. Basado en esta tasa y el tiempo de respuesta de 5 segundos para que el autoencendido vuelva a encender la bengala, la descarga de hidrocarburos calculada de la bengala al mar fue de aproximadamente 0.1 barriles. El 23 de febrero, durante las pruebas de los pozos y las operaciones de quema, la bengala se apagó a las 20:27:53 hrs. El flujo fue desviado al quemador al tanque de sobrecarga durante 10 segundos. EL quemador fue reencendido y las operaciones continuaron. Basado en la tasa de producción de 3050 bbls/día en el momento del incidente y el tiempo de respuesta de 10 segundos para desviar el flujo al tanque de oleaje, la descarga de hidrocarburos calculada desde la erupción hacia el mar fue de aproximadamente 0.35 barriles.		Se tomarán lecturas de temperatura más frecuentes

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
14	2016	Senegal	Plataforma de perforación Athena	Diésel	Goteo de diésel del quemador – 0.08 litros Apareció la mancha sólo durante la puesta en marcha inmediata de la prueba de combustión del quemador en preparación para la prueba del pozo. El tamaño del área era de aproximadamente de 20m x 20m con aproximadamente 50% arco iris y 50% plata, lo cual es indicativo de combustible diésel. Se calcula que el derrame fue de hasta 0,08 litros. Los buques de soporte para la prevención de contaminación no estaban en la zona de 500m de la plataforma cuando esto ocurrió. Sólo ocurrió al inicio del inicio de la ignición	Ambiente	Inmediatamente después de la ignición de la bengala. Acciones de respuesta inicial: Encendido de la quemador de prueba. Medidas correctivas adoptadas: aumentar la mezcla aire/combustible.
15	2017	Senegal	ROV de buque Stena	Aceite hidráulico	Fuga de aceite hidráulico del ROV - 0.214 barriles Durante la operación del ROV a una profundidad de 1097 m, los puertos de cemento de limpieza del ROV se activó la alarma baja del Nivel hidráulico. El ROV fue recuperado para su investigación. Se descubrió una ruptura de la manguera de retorno en la bomba dúplex Jet. El paro de emergencia de bajo nivel no se activó debido a la rápida pérdida del aceite hidráulico que causó que la varilla indicadora se doble previniendo que el sensor lineal se deslizará y activará el paro. Como resultado, las bombas continuaron funcionando y el nivel hidráulico se	Ambiente	Una vez recuperado el ROV en la cubierta, Se limpió cualquier residuo de aceite con almohadillas absorbentes y desecho en el contenedor de residuos peligrosos. Las dos bombas del ROV se sustituyeron con piezas de repuesto disponibles a bordo. Los filtros fueron reemplazados en el sistema hidráulico principal del vehículo. El sistema fue rellenado con aceite limpio. Modificación y sustitución de la varilla indicadora y del mecanismo de deslizamiento. Se probó y verificó para asegurar que no haya más fugas presentes.

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
					mantuvo en 72% (indicado) dando falsa impresión todavía había aceite. Aproximadamente 34 litros de aceite fueron liberados al mar.		

Fuente: Capricorn, 2019

9.5 IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS

9.5.1 *Análisis Cualitativo de Riesgo*

9.5.1.1 *Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos*

La identificación de peligros se realizó en base del “Procedimiento de Identificación y Análisis de Riesgos” elaborado por Capricorn. En dicho documento se describe el procedimiento para identificar, evaluar, gestionar y mitigar los riesgos potenciales asociados a las actividades a realizar en las instalaciones de Capricorn e incluye el mínimo requerido que se espera de cumplimiento tanto por el personal de Capricorn como de sus contratistas, subcontratistas, prestadores de servicio y proveedores, e incluyendo los aspectos e impactos ambientales. A continuación, se presenta un resumen del procedimiento.

El documento está basado en el Proceso de Ejecución de Proyectos (PEP) el cual es un proceso que consta al menos de cinco fases, y cada fase consiste en diversas actividades paralelas, que deben ser finalizadas con éxito antes de pasar a la siguiente fase. La entrada a cada fase se llama "puerta". La puerta es la actividad que conlleva la revisión total de los elementos que fueron establecidos para dicha fase.

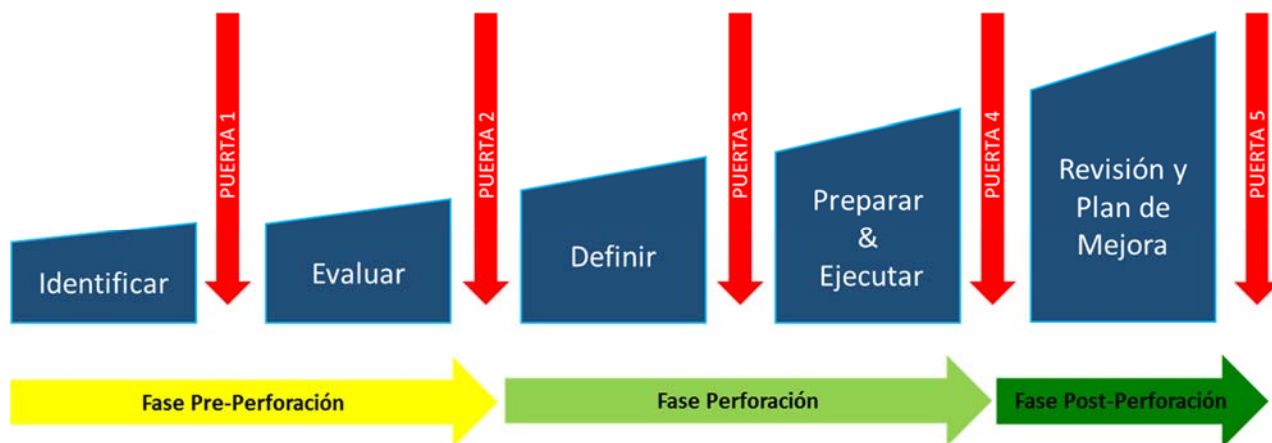
Las fases del proyecto son:



Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, Capricorn, 2018

Figura 9.11 Fases del Proyecto en el PEP

De acuerdo con el PEP de Capricorn, la ejecución de un proyecto, por ejemplo, la perforación de un pozo, se realizará entonces de la siguiente manera:



Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, Capricorn, 2018

Figura 9.12 Ejemplo del PEP en el proyecto: Perforación de un pozo costa fuera

Todas las instalaciones y proyectos deben contar con un procedimiento formal de evaluación de riesgos, llevado a cabo por personal competente antes de iniciar su operación. El aseguramiento del manejo de

riesgos es un requerimiento principal del Sistema de Administración de Riesgos de Capricorn sobre el que Capricorn mantiene la autoridad y no debe ser delegado o pasado a un externo. La administración de riesgos debe llevarse a cabo y mantenerse en todas las etapas de la instalación: exploración, perforación, extracción, producción, ensamblaje, construcción, transporte, distribución y/o mantenimiento, incluyendo desmantelamiento y abandono.

Capricorn usará el PEP en cada uno de sus proyectos, incorporando en cada fase la identificación de peligros, y el análisis y la evaluación de riesgos. Para poder completar los requisitos de cada Puerta, en cada fase se llevará a cabo un análisis de riesgo detallado, mismo que dependiendo el nivel de complejidad se utilizan diferentes metodologías que son aplicadas conforme el proyecto progresa. Dentro de las metodologías utilizadas para cada fase del proyecto se encuentran: Análisis preliminar de Riesgos, ¿Qué pasa sí? , HAZID y HAZOP

Los análisis de riesgo son llevados a cabo por un equipo multidisciplinario con conocimientos en ingeniería, operaciones, diseño, proceso, seguridad, medio ambiente y otras especialidades según proceda liderado por el Gerente de Área, de acuerdo a su esfera de responsabilidad. Los integrantes del equipo multidisciplinario estarán capacitados en las metodologías a utilizar y contarán con la experiencia de haber participado por lo menos en tres sesiones de identificación y análisis de riesgos con anterioridad y usando la metodología a aplicar.

El equipo multidisciplinario estará conformado por al menos tres miembros de la instalación que incluirá al Gerente de Área y adicionalmente, se contará con el apoyo de al menos un facilitador. El facilitador será personal externo proveniente de una compañía especializada en la identificación y evaluación de riesgos.

Todos los resultados de las diferentes sesiones de identificación de peligros y análisis de riesgos, así como las medidas de prevención, mitigación y control, se registrarán y gestionarán a través de un Registro de Riesgos de Proyecto, y este se actualizará periódicamente.

El grado de escrutinio y mitigación de la evaluación de riesgos es proporcional a la complejidad de las actividades a realizar. El riesgo debe entonces manejarse de acuerdo al principio ALARP (Tan Bajo como Sea Razonablemente Posible, por sus siglas en inglés).

El Supervisor de Capricorn debe asegurar que la identificación, el análisis y las evaluaciones de riesgos sean efectivas y que los resultados estén documentados en el Registro de Riesgos del Proyecto y que incluyan al menos:

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

La mitigación de los riesgos implica el desarrollo de diversas medidas para gestionar los riesgos, la evaluación de estas medidas y la preparación y ejecución de planes de acción. La jerarquía de control que Capricorn seguirá para identificar las oportunidades para reducir los riesgos y definir una medida de mitigación es el siguiente, considerando que los riesgos más altos deben abordarse con un sentido de urgencia:

1. **Eliminar el riesgo** – Se adoptarán las medidas específicas para garantizar que la actividad sea frenada y eliminar el riesgo, en aquellos casos cuando se identifique un riesgo que esté fuera de la capacidad de riesgo y por lo tanto no puede ser aceptado ni tolerado.
2. **Tratar el riesgo** - Un riesgo que exige la aplicación de medidas adicionales a fin de reducir la probabilidad o la consecuencia de dicho riesgo a un nivel aceptable
3. **Transferir el riesgo** - Un riesgo que se mitiga mediante la transferencia a un tercero (es decir, por contrato o mediante la contratación de un seguro). Capricorn cuenta con un Procedimiento de Seguridad de Contratistas No. ED/MEX/B09/HSE/PRO/18/2168, que incluye las medidas de seguridad en el caso de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicio y proveedores.
4. **Tolerar el riesgo** – Cuando el riesgo tiene controles de riesgo aceptables y que reducen significativamente la probabilidad de ocurrencia, así como su severidad.
5. **Explotar el riesgo** - Esto puede conducir a importantes oportunidades de agregar valor al negocio, pero el riesgo debe ser aceptado sólo después de un exhaustivo análisis y con las medidas.

9.5.1.2 Jerarquización de Escenarios de Riesgo

El análisis de riesgos debe incluir un estimado de los impactos potenciales de los riesgos identificados, con el fin de jerarquizar estos impactos, Capricorn utiliza una matriz de riesgo, presentada a continuación. La identificación de riesgos debe considerar los siguientes impactos:

- Ambientales
- De seguridad operacional y seguridad industrial
- Comerciales
- Reputacionales - incluyendo a los socios, partes interesadas (contratistas, subcontratistas, prestadores de servicio, proveedores, visitantes) y las comunidades.

La Matriz de Clasificación de Riesgos de Capricorn, la cual se fundamenta en metodologías reconocidas a nivel nacional o internacional, será empleada para categorizar el nivel del impacto, la probabilidad en que puede suscitarse un impacto a la seguridad, salud y/o medio ambiente durante cualquiera de las etapas del proyecto y las acciones que deben tomarse en cuenta para mitigar los riesgos. Al usar la Matriz de Clasificación también se consideran los incidentes y accidentes previos ocurridos al personal y su salud, y al medio ambiente.

El funcionamiento de la matriz de riesgos es el siguiente:

1. Seleccionar de la tabla “Características de Impacto de Riesgos”, Figura 9.13, el criterio del impacto a evaluar (comercial; seguridad industrial, seguridad operacional, medio ambiente e higiene; o reputacional); así como el grado del impacto que varía de acuerdo a su severidad del 1 al 5 como: insignificante, bajo, mediano, importante o alto respectivamente. Como referencia, la tabla incluye los criterios para definir la severidad de cada impacto. La tabla “Características de Impacto de Riesgos” se presenta a continuación:

CARACTERÍSTICAS DE IMPACTO DE RIESGOS

		CRITERIOS DE IMPACTO				
		COMERCIAL		SEGURIDAD INDUSTRIAL, SEGURIDAD OPERATIVA, MEDIO AMBIENTE E HIGIENE		REPUTACIÓN
		Pérdida de Capitalización Bursátil	Flujo de Fondos	Medio ambiente	Seguridad e Higiene	Partes Interesadas
1	Insignificante	<\$5 millones de dólares	<\$5 millones de dólares	Exposición ambiental marginal	Lesión menor	Pérdida de confianza a corto plazo a nivel local sin ningún impacto en las operaciones
2	Bajo	\$5-25 millones de dólares	\$3-10 millones de dólares	Exposición ambiental contenida en el sitio con esfuerzo prolongado	Lesiones menores, casos de trabajo restringidos o caso de primeros auxilios	Pérdida de confianza a corto plazo a nivel local con un impacto mínimo sobre las operaciones
3	Mediano	\$25-100 millones de dólares	\$10-25 millones de dólares	Exposición ambiental contenida en el sitio con asistencia externa	Lesiones con tiempo perdido	Interrupción a corto y mediano plazo de la confianza de las partes interesadas a nivel local que podría obstaculizar la eficiencia de las operaciones locales
4	Importante	\$100-200 millones de dólares	\$25-50 millones de dólares	Exposición ambiental contenida fuera del sitio con asistencia externa	Múltiples lesiones con tiempo perdido	Pérdida de confianza de las partes interesadas a nivel nacional que puede ser soportada en el corto y mediano plazo
5	Alto	>\$200 millones de dólares	>\$50 millones de dólares	Exposición ambiental fuera del sitio con efectos perjudiciales	Fatalidad/muerte de un solo funcionario, contratista o terceros	Gran pérdida de la confianza de las partes interesadas a nivel nacional que podría llevar a la eliminación de la licencia para operar

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, Capricorn, 2018

Figura 9.13 Características de Impacto de Riesgos

- Una vez determinada la severidad del impacto, es necesario definir la probabilidad, por lo que se debe seleccionar de la tabla “Características de la Probabilidad de Riesgo”, Figura 9.14, la probabilidad en que el riesgo puede suscitarse y/o repetirse de acuerdo a las actividades del sitio. El rango de probabilidad varía del 1 al 5 como: altamente probable, improbable, posible, probable o altamente probable, respectivamente. La tabla “Características de la Probabilidad de Riesgo” se presenta a continuación:

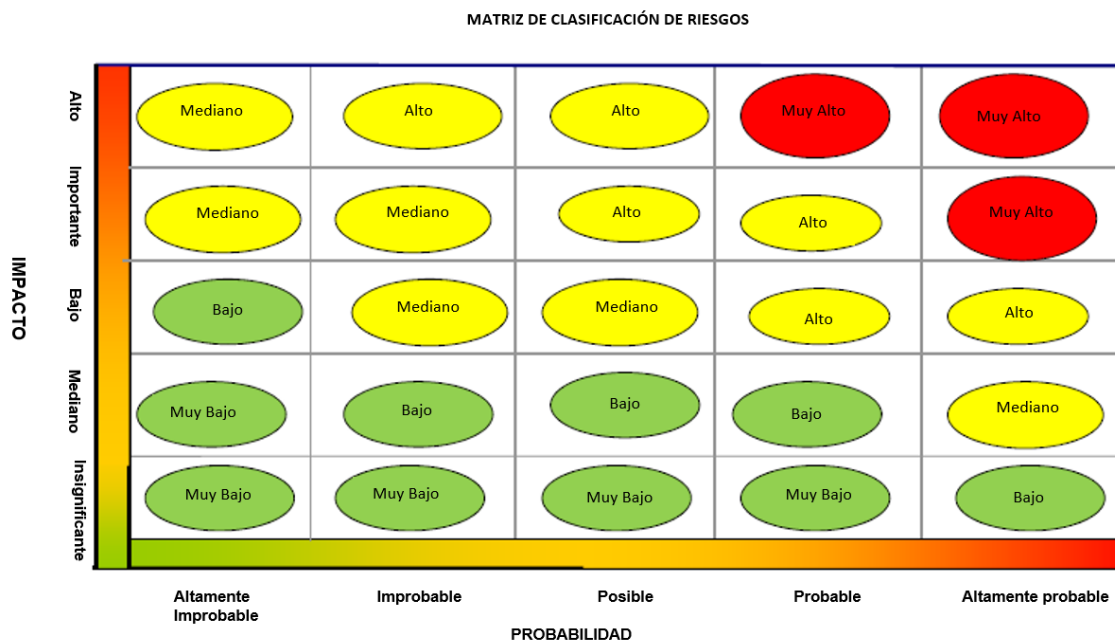
CARACTERÍSTICAS DE LA PROBABILIDAD DE RIESGO

Puntuación Probable		
Puntuación	DESCRIPCIÓN	ORIENTACIÓN
1	Altamente Improbable	• Puede producirse el evento, pero sólo en circunstancias excepcionales • El evento probablemente no ocurrirá dentro de 10 años • El evento tiene menos de 5% de probabilidad de que ocurra
2	Improbable	• El evento puede ocurrir en algún momento • El evento puede ocurrir en algún momento dentro de un período de 5 a 10 años • El evento tiene más de 5% pero menos de 30% de probabilidad de que ocurra
3	Posible	• El evento puede ocurrir en algún momento • El evento podría ocurrir en algún momento dentro de un período de 1 a 5 años • El evento tiene más de 30% pero menos de 70% de probabilidad de que ocurra
4	Probable	• El evento se producirá probablemente en la mayoría de las circunstancias • El evento es probable que ocurra en algún momento dentro de un plazo de seis meses a un año • El evento ha ocurrido anteriormente en nuestra industria • El evento tiene más de 70% pero menos de 95% de probabilidad de que ocurra
5	Altamente probable	• Se prevé que el evento se produzca en la mayoría de circunstancias • El evento es probable que ocurra dentro de 6 meses • El evento ha ocurrido antes en nuestro negocio • El evento tiene más de un 95% de probabilidades de que ocurra

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, Capricorn, 2018

Figura 9.14 Características de la Probabilidad de Riesgo

- Una vez definidas la severidad y la probabilidad, se debe entonces localizar en la “Matriz de Clasificación de Riesgos”, Figura 9.15, el criterio de impacto y la probabilidad previamente evaluados para obtener el nivel de riesgo correspondiente (muy bajo, bajo, mediano, alto o muy alto). La matriz de clasificación de riesgos se incluye a continuación:



Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, Capricorn, 2018

Figura 9.15 Matriz de Clasificación de Riesgos

- Identificar en la “Matriz de Respuesta de Riesgo”, Figura 9.16, el nivel de riesgo correspondiente y verificar las acciones de mitigación y respuesta a los riesgos para su implementación:

MATRIZ DE RESPUESTA DE RIESGO

CLASIFICACIÓN DE RIESGOS	ACCIONES Y RESPUESTA A LOS RIESGOS
Muy alto	- Medidas urgentes que requieren seguimiento por parte del Director responsable - Acciones respaldadas por el MT y el avance es revisado periódicamente por el MT y el Comité de Gestión de Riesgos del Grupo - Reportado a la Junta
Alto	- Se requiere de medidas urgentes por parte del Director responsable - Acciones respaldadas por el MT y el avance es revisado periódicamente por el MT y el Comité de Gestión de Riesgos del Grupo - Reportado a la Junta
Mediano	- Se requiere de una acción sostenida / esfuerzos por parte del Responsable del Riesgo - Acciones respaldadas por el Director Regional o Director de Proyectos/Activos / Jefe de Departamento - El avance será revisada periódicamente por el MT y el Comité de Gestión de Riesgos del Grupo
Bajo	- Las acciones serán empujadas por el Responsable del Riesgo - El avance será revisada periódicamente por el Director Regional/ Gerente de Activo o Gerente de Proyectos / Jefe de Departamento
Muy bajo	- Las acciones serán empujadas por el Responsable del Riesgo - El avance será revisada periódicamente por el Director Regional/ Gerente de Activo o Gerente de Proyectos / Jefe de Departamento

Fuente: Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos, Capricorn, 2018

*MT: equipo multidisciplinario que participa en el análisis de riesgo

Figura 9.16 Matriz de Respuesta de Riesgo

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

HAZID (Hazard Identification)

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

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

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

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

9.5.1.3 Sesión de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgo

El proceso de identificación y evaluación de riesgos se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario de expertos de Capricorn Energy y Maersk Drilling, incluidas las áreas de perforación e higiene, seguridad y medio ambiente (HSE). ERM actuó como facilitador de la sesión. La sesión se realizó mediante coordinación del Gerente de HSE de Capricorn el día 10 de Diciembre de 2018, en las oficinas de Capricorn Energy en la Ciudad de México. El alcance del análisis incluyó las actividades de perforación del AC9 del Golfo de México. Las personas involucradas en la sesión de identificación fueron:

- Steve Harries – Lider de HSE, Capricorn Energy
- Stuart Harrison – Ingeniero de Perforación, Capricorn Energy
- Ricardo Gonzalez – Gerente HSSE Mexico, Capricorn Energy
- Chris Doremus – Gerente HSE, Maersk Drilling
- Eddie Sarkis – Superintendente Técnico, Maersk Drilling
- Christopher Ridlewill – Lider de plataforma de perforación, Maersk Drilling
- Ahmed Ezz – Director de Unidad, Maersk Drilling
- Salomon Paramo – Especialista de Riesgo, DNV GL
- Jose Luis Monroy – Facilitador, ERM México
- Félix Delgado – Escriba, ERM México

En el Anexo 9.6, se incluye la lista de participantes de la sesión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos.

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

- Identificar nodos y actividades;
- Seleccionar una actividad a la vez;
- Describir las actividades realizadas y los eventos que se incluyen en cada actividad;
- Identificar el peligro y el evento principal asociado a esa actividad;
- Asignar un nivel de severidad para afectación a salud humana, ambiente e/o infraestructura, sin considerar las salvaguardas;
- Identificar las salvaguardas existentes, tanto preventivas y de mitigación;
- Asignar un nivel de severidad para afectación a salud humana, ambiente e infraestructura; esta vez considerando salvaguardas;
- Asignar un nivel de probabilidad;
- Obtener el nivel de riesgo considerando los niveles seleccionados de severidad y probabilidad;
- Cuando las salvaguardas o procedimientos existentes se determinaron insuficientes, el equipo generó recomendaciones para la reducción del riesgo;
- Documentar el proceso y los resultados.

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

PHA-Pro está diseñado para ayudar a las organizaciones a poner en práctica políticas y programas de riesgo a nivel corporativo y ayudar en la adopción de normas y regulaciones de la Agencia de Protección Ambiental (EPA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos, de la Administración de Seguridad y Salud (OSHA por sus siglas en inglés), etc. Es utilizado en industrias del sector petróleo, químico y farmacéutico, entre otros.

El software provee la posibilidad de elegir una herramienta de análisis de riesgo en los procesos, en este caso HAZID, y una plantilla para documentar la secuencia básica de la sesión.

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

La descripción de las actividades incluidas dentro del análisis HAZID así como las actividades asociadas se presentan en la Tabla 9.19.

Tabla 9.19 Descripción de las actividades incluidas

#	Actividades	Descripción
1	Diseño	Incluye el plan de exploración, selección de plataforma de perforación y diseño del pozo de exploración.
2	Construcción (Movilización / Desmovilización/Instalación)	Incluye movilización/desmovilización e instalación de la plataforma de exploración dentro del área contractual y hasta el punto de perforación.
3	Actividades rutinarias	Incluye las actividades de perforación. También se incluyen las actividades de mezclado, filtrado y recirculación de lodos de perforación, operaciones generales en cubierta, traslado de personal y transferencia materiales dentro y fuera de la plataforma de perforación.
4	Actividades no rutinarias	Incluye evacuaciones de emergencia, actividades durante condiciones meteorológicas extremas, sabotaje, falla de contención y mantenimientos mayores no planeados.
5	Abandono	Incluye suspensión o abandono del pozo de exploración.

Fuente: ERM, 2018

Con base a la matriz y definiciones de impacto y probabilidad se evaluaron los niveles de acuerdo a los receptores de impacto sobre la salud e integridad de las personas, el medio ambiente, daños en los activos y en la reputación de la empresa de acuerdo a las Figura 9.13, Figura 9.14, Figura 9.15 y Figura 9.16

Al mismo tiempo se documentaron los siguientes elementos en el Registro de Riesgos de Proyecto.

- Riesgo identificado
- Causas
- Impacto
- Controles existentes
- Evaluación del impacto bruto
- Evaluación de la probabilidad bruta
- Evaluación de riesgo bruto

- Controles existentes y de mitigación
- Controles adicionales
- Evaluación del impacto neto
- Evaluación de la probabilidad neta
- Evaluación de Riesgo Neto
- Recomendaciones
- Responsable
- Comentario

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

Una vez que se evalúan los niveles de impacto y probabilidad de acuerdo a la clasificación presentada en las figuras Figura 9.13 y Figura 9.14, respectivamente, de los diferentes escenarios, se utilizó la matriz de riesgos proporcionada por Capricorn, Figura 9.15, para determinar el nivel de riesgo para cada escenario considerado.

En el Anexo 9.7 se presenta el Registro de Riesgos del Proyecto de la sesión de identificación de peligros en donde se presentan todos los escenarios identificados durante la sesión, así como el nivel de riesgo asignado a cada uno de los escenarios determinado a partir de la evaluación de los niveles de impacto y probabilidad.

Cada actividad tiene una serie de riesgos identificados, cada riesgo identificado puede tener una o más causas y cada causa tiene una o más impactos asociados. De esta forma, se realizó el análisis de cada uno de los impactos relacionados con los riesgos identificados. Para los riesgos identificados en los que no se identificaron impactos, se dejó documentados y no se realizó la evaluación de riesgo. En total resultaron 29 eventos, 56 causas y 146 impactos. La distribución por actividad se muestra en la Tabla 9.20.

Tabla 9.20 Número de escenarios evaluados por actividad

Actividades	Número de Riesgos Identificados	Número de Causas	Número de Impactos identificados
Diseño	2	5	17
Construcción (Movilización / Demovilización/Instalación)	2	8	33
Actividades rutinarias	19	32	75
Actividades no rutinarias	5	9	19
Abandono	1	2	2
	Total de riesgos = 29	Total de causas = 56	Total de impactos = 146

Fuente: ERM, 2018

Para poder identificar los escenarios que son analizados en este reporte se les identificará con un ID de cuatro números con forma X.X.X.X. El primer número del ID establece la Actividad a la que pertenece el escenario (1. Diseño, 2. Construcción Movilización/Desmovilización, 3. Operaciones Rutinarias, 4. Operaciones No-Rutinarias, 5. Abandono), el segundo numero corresponde al Riesgo Identificado, el tercero a la Causa y el cuarto número al Impacto. Por lo que al mencionar el escenario 1.2.1.2 se refiere al

impacto de “Golpe de presión del pozo” causado por el “Sistema de lodos incorrecto”, parte del riesgo identificado como “Pérdida de contención del pozo” en la actividad de Diseño.

Como se mencionó anteriormente, a cada una de estos impactos fue evaluado con un nivel de impacto y uno de probabilidad, de esta forma se obtuvo un nivel de riesgo, en la Tabla 9.21 y Tabla 9.22, se presentan el número de impactos asociados a cada nivel de riesgo de acuerdo a la matriz proporcionada por Capricorn, nivel de riesgo bruto y nivel de riesgo neto, respectivamente.

Tabla 9.21 Número de impactos clasificados por nivel de riesgo bruto

Impacto	Alto	Medio 27	Alto 10	Alto 9	Muy Alto	Muy Alto
	Significante	Medio 9	Medio	Alto 4	Alto 2	Muy Alto
	Medio	Bajo 11	Medio 3	Medio 4	Alto 1	Alto
	Bajo	Muy Bajo 18	Bajo 15	Bajo 13	Bajo 1	Medio
	Insignificante	Muy Bajo 6	Muy Bajo 1	Muy Bajo 8	Muy Bajo 4	Bajo
		Altamente improbable	Improbable	Posible	Probable	Altamente Probable
Probabilidad						

Fuente: Registro de Riesgos del Proyecto HAZID

Tabla 9.22 Número de impactos clasificados por nivel de riesgo neto

Impacto	Alto	Medio 23	Alto 9	Alto 9	Muy Alto	Muy Alto
	Significante	Medio 9	Medio	Alto 4	Alto 2	Muy Alto
	Medio	Bajo 12	Medio 3	Medio 4	Alto 1	Alto
	Bajo	Muy Bajo 20	Bajo 15	Bajo 13	Bajo 1	Medio
	Insignificante	Muy Bajo 8	Muy Bajo 1	Muy Bajo 8	Muy Bajo 4	Bajo
Altamente improbable Improbable Posible Probable Altamente Probable						
Probabilidad						

Fuente: Registro de Riesgos del Proyecto HAZID

La Tabla 9.22 fue utilizada para identificar los impactos con nivel de riesgo neto más alto y de esta forma realizar el correspondiente análisis de consecuencias.

De acuerdo a la información mostrada en la Tabla 9.22, ningún impacto fue evaluado con un nivel de riesgo categorizado como Muy Alto, veinticinco (25) impactos resultaron con nivel de riesgo Alto, mientras que se tienen treinta y nueve (39) consecuencias con nivel de riesgo neto medio, cuarenta y uno (41) con nivel de riesgo neto Bajo y también cuarenta y uno (41) con nivel de riesgo neto categorizado como Muy bajo.

Con el propósito de poder identificar los impactos con el mayor nivel de riesgo neto se decidió considerar los impactos que fueron evaluados con el nivel de impacto de mayor magnitud (5 - Alto) y el mayor nivel de probabilidad asignado (posible). De esta forma se tienen nueve impactos con nivel de impacto Alto, el cual es el nivel de impacto de mayor magnitud de acuerdo a las definiciones de la Figura 9.13

Los nueve impactos con mayor nivel de riesgo neto (Alto), mayor nivel de impacto (5-Alto) y mayor nivel de probabilidad evaluado (Posible) se presentan en la Tabla 9.23.

Tabla 9.23 Impactos evaluados con mayor nivel de riesgo neto (Nivel de Impacto Alto y nivel de probabilidad Posible)

ID	Actividad	Riesgo Identificado	Causa	Impacto	Nivel de Impacto	Nivel de Probabilidad	Evaluación de Riesgo Neto
2.2.1.1	Construcción (Movilización / Demovilización)	Manejo inapropiado de equipo de anclaje	Clima adverso	Lesión de personal	Alto	Posible	Alto

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

2.2.2.1	Construcción (Movilización / Demovilización)	Manejo inapropiado de equipo de anclaje	Falla de equipo	Lesión de personal	Alto	Posible	Alto
2.2.3.1	Construcción (Movilización / Demovilización)	Manejo inapropiado de equipo de anclaje	Equipo inapropiado	Lesión de personal	Alto	Posible	Alto
2.2.4.1	Construcción (Movilización / Demovilización)	Manejo inapropiado de equipo de anclaje	Error humano	Lesión de personal	Alto	Posible	Alto
3.9.1.1	Op. Rutinarias	Peligros Ocupacionales	Por ejemplo: Trabajos en caliente, trabajos en altura, espacios confinados, trabajos de electricidad, etc.	Fatalidad	Alto	Posible	Alto
3.19.1.2	Op. Rutinarias	Operaciones de levantamiento	Objetos caídos	Fatalidad	Alto	Posible	Alto
3.19.2.2	Op. Rutinarias	Operaciones de levantamiento	Colisión	Fatalidad	Alto	Posible	Alto
3.19.3.2	Op. Rutinarias	Operaciones de levantamiento	Falla de equipo	Fatalidad	Alto	Posible	Alto
3.19.4.2	Op. Rutinarias	Operaciones de levantamiento	Error humano	Fatalidad	Alto	Posible	Alto

Fuente: Registro de Riesgos del Proyecto (HAZID), ERM, 2018

Es importante notar que en los riesgos con mayor nivel de impacto y evaluados con un mayor nivel de riesgo neto pueden ser adjudicados, en su mayoría, a errores humanos u operacionales.

Adicionalmente, como se observa en la Tabla 9.22, existen veinticinco (25) impactos que resultaron con nivel de riesgo Alto. Veintiuno (21) de estos impactos no son sujetos a la etapa de análisis detallado de consecuencias. Estos 21 impactos son consecuencias directas de seis (6) diferentes riesgos identificados (Manejo inapropiado de equipo de anclaje; Peligros Ocupacionales; Operaciones de Levantamiento; Clima adverso; Sabotaje y; falla de línea), los cuales, en conjunto, resultan en cinco (5) potenciales fatalidades, catorce (14) en daños a personal, y dos (2) en pérdidas económicas por sabotaje.

Al mismo tiempo, se identificaron cuatro (4) impactos con nivel de riesgo Alto sujetos a análisis de consecuencias y se presentan en la Tabla 9.24.

Tabla 9.24 Impactos evaluados con nivel de riesgo neto Alto sujetos a modelación

ID	Actividad	Riesgo Identificado	Causa	Impacto	Nivel de Impacto	Nivel de Probabilidad	Evaluación de Riesgo Neta
3.3.1.1	Op. Rutinarias	Hidrocarburos presentes en la formación durante la perforación que conducen a una liberación en el piso de la perforación	Pérdida de control de pozo	Reventón con ignición en el piso de perforación	Alto	Improbable	Alto
3.3.1.2	Op. Rutinarias	Hidrocarburos presentes en la formación durante la perforación que conducen a una liberación en el piso de la perforación	Pérdida de control de pozo	Reventón en el piso de perforación que conduce a una explosión	Alto	Improbable	Alto
3.3.1.3	Op. Rutinarias	Hidrocarburos presentes en la formación durante la perforación que conducen a una liberación en el piso de la perforación	Pérdida de control de pozo	Lesión de personal	Alto	Improbable	Alto
3.3.1.4	Op. Rutinarias	Hidrocarburos presentes en la formación durante la perforación que conducen a una liberación en el piso de la perforación	Pérdida de control de pozo	Derrame ambiental	Alto	Improbable	Alto

Fuente: Registro de Riesgos del Proyecto (HAZID), ERM, 2018

9.5.2 Análisis Cuantitativo de Riesgo

9.5.2.1 Análisis Detallado 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.

Para los eventos relacionados con la “pérdida de control de pozo”, al estar en la etapa de exploración, no se cuenta con información detallada respecto a las condiciones de la reserva para poder hacer un análisis detallado sobre la frecuencia del evento. De igual forma, para los peligros clasificados con mayores niveles de riesgo, como es la “pérdida de control de pozo”, al estar en la etapa de exploración,

no se cuenta con información detallada respecto a las condiciones de la reserva para poder hacer un análisis detallado sobre la frecuencia del evento.

En todas las operaciones de perforación y en la mayoría de las demás operaciones de pozo, una columna de válvulas y cilindros de preventores (BOP) define la barrera secundaria contra la salida incontrolada de los fluidos del yacimiento. El programa de pruebas BOP y sus procedimientos garantizan que el BOP sea considerado como "equipo extremadamente fiable". Esto se acentúa aún más por el número de arietes (*rams*) independientes en el BOP y el requisito de capacidad del acumulador. Basándose en esto, se supone que el riesgo de un fracaso total de la BOP es extremadamente bajo. Para el proyecto actual, el BOP a utilizar está equipado con una serie de válvulas calibrada para soportar hasta 15,000 psi y está de acuerdo al estándar API 53 para columnas de preventores submarinos, el cual es considerado adecuado y suficiente para las operaciones planeadas por el equipo evaluador.

9.5.2.2 Análisis Detallado de Consecuencias

El análisis de consecuencias consiste en relacionar las áreas de afectación resultantes de la evaluación matemática, con los planes de respuesta para atención de emergencias de nivel interno y externo con los que cuenta la empresa, y su nivel de implementación existente.

Consecuencias potenciales.

Debido a la toxicidad, inflamabilidad, reactividad o impacto al medio ambiente de las sustancias químicas peligrosas; debe tomarse en cuenta las siguientes consecuencias potenciales para la evaluación:

Efectos por dispersión de nubes tóxicas.

Un indicador determinante para detectar la facilidad que una sustancia tiene para formar vapores, es: la presión de vapor, la cual representa la resistencia con que se encuentran las moléculas en estado líquido para pasar al estado gaseoso. Otra característica importante es la temperatura de "flasheo" o de ignición, que es la temperatura en donde los vapores formados son capaces de sostener la flama. Estas variables son muy importantes para evaluar la posibilidad de una sustancia química de formar nubes tóxicas.

La toxicidad de las sustancias químicas puede identificarse por los valores reportados por organismos privados y gubernamentales, dedicados a los estudios de la exposición de seres vivos con los efectos que dichas sustancias generan. La característica más representativa de la toxicidad aguda es el IDLH ("Immediately Dangerous to Life or Health"), TLV-STEL ("Threshold Limit Values-Short Term Exposure Limit") y de la toxicidad crónica es el TLV-TWA ("Threshold Limit Values-Time Weighted Average"). En algunos casos las sustancias no cuentan con los valores de referencia por lo que se emplea lo disponible, pero con relación directa a la toxicidad.

El valor de TLV-TWA se refiere como la concentración a la cual puede estar expuesta una persona por ocho (8) horas diarias, en una semana de 40 horas de jornada laboral, sin que se acumule una afectación a su organismo.

El IDLH ("Immediately Dangerous to Life or Health") representa el peligro inmediato para la vida y la salud, cuando un individuo se expone sin equipo de protección personal específica durante treinta minutos a esta concentración; se puede esperar con certeza que existirá un daño irreversible.

La simulación de nubes tóxicas considera la liberación de una masa de gas y su dispersión en el ambiente, con la finalidad de detectar puntos de concentración de interés. En este caso, las concentraciones se definen en términos de los efectos a la salud de potenciales receptores humanos en función de su toxicidad; lo cual se determina con los niveles de referencia ya señalados.

Tratando de identificar la jerarquía en relación a la peligrosidad de las sustancias químicas tomaremos en cuenta que éstas, cuando se encuentran en fase gaseosa, representan una mejor forma de dispersarse en la atmósfera, así también pueden formar mezclas explosivas con el aire o incendiarse inmediatamente al contacto con una fuente de ignición.

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 9.25 y Tabla 9.26 se incluyen unos listados asociados a los efectos de la radiación térmica.

Tabla 9.25 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 ampulación.
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

Radiación Térmica [kW/m ²]	Efectos	Umbral de dolor en humanos [s]
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 9.26 Intensidades de radiación máxima tolerable para daño y/ o deformación en diferentes materiales.

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

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.

La energía restante se convierte en calor y luz. Generalmente la eficiencia se encuentra entre 1 y 5%. Para hacer un cálculo conservador se supone una eficiencia de 10%.

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 9.27 y Tabla 9.28, se muestran los efectos por ondas de sobrepresión.

Tabla 9.27 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
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

Ondas de presión [Psi]	Daños
9.0	Dstrucción 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 9.28 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
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 prevalecientes. 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 estado 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 será 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 sus 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 crudo 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.

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:

TRACE de SAFER SYSTEMS.

En esta etapa los datos obtenidos en la especificación de escenarios, se alimentaron a un programa de simulación para calcular las zonas de afectación debido a dispersión de nubes tóxicas, radiación térmica y ondas de sobrepresión, según aplique. Los modelos de simulación empleados fueron los utilizados por el software TRACE.

Los radios de afectación se determinaron utilizando el software TRACE (versión 9, desarrollado por SAFER SYSTEMS), el cual cuenta con capacidad para realizar simulaciones dinámicas; es decir, dispersión de nubes inflamables y/o tóxicas y ondas de sobrepresión en función del tiempo.

El análisis de liberación tóxica de emisiones químicas de SAFER TRACE es una herramienta de análisis de riesgos de proceso de vanguardia. SAFER TRACE™ es un conjunto de soluciones de evaluación de consecuencias que permiten la visualización rápida de una falla potencial que involucra material peligroso en el aire. Permite a los ingenieros estudiar cómo las técnicas de mitigación incrementales pueden mejorar la seguridad y ayudarlos a centrarse en lo que debe implementar para mitigar el peligro.

■ **Modelación de escenarios de dispersión de nubes tóxicas.**

- Estimación de tasas de descarga.

El modelo asume que no hay variación con respecto al tiempo, entonces, se produce una liberación a través de un tamaño de orificio definido y calcula la tasa de liberación a lo largo del tiempo hasta que la presión se iguale (es decir, alcance la presión atmosférica). El modelo determina la fracción líquida una vez que tiene lugar la expansión atmosférica. El flujo del compuesto que comienza a fugar está dado con base de sus propiedades (densidad), el orificio por donde se produce la fuga, y el tiempo de descarga; esto con la siguiente ecuación:

$$F_M = \rho \times F_v \dots \text{Ecu 1)}$$

Donde:

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

- **Dispersión de nubes tóxicas.**

La dispersión de materiales en fase gaseosa en la atmósfera se basa en una función de la distribución normal (campana de gauss), la cual depende de dos variables: la tasa de emisión y la desviación estándar. El modelo predice, a nivel de suelo y en el corto término (<24 h), concentraciones de contaminantes no reactivos. Se utilizó una base de datos meteorológicos previamente asentados y procesados estadísticamente.

Este análisis se auxiliará con un modelo para determinar la tasa de derrame de una unidad de almacenamiento, transferencia, etc., y la formación de charco, así también para fuga de material gaseoso.

- **Modelación de escenarios de Fuego.**

TRACE emplea modelos de llama sólida para calcular los riesgos de radiación térmica de bolas de fuego, dardos de fuego y charcos de fuego. En estos tres escenarios se calcula el flujo de radiación térmica emitida desde la superficie de la llama y se encuentra la radiación incidente sobre un blanco distante usando:

$$Q_T = f \times m \times \Delta H_c \dots \text{Ecu 2)}$$

Donde:

- Q_T : Radiación térmica total
- f : Fracción del calor total del proceso de combustión, convertido a radiación térmica
- m : masa del compuesto incendiado
- ΔH_c : Calor de combustión

- **Modelación de escenarios de Explosión.**

El apartado relacionado con la simulación de consecuencias por nubes explosivas, se basa en el método de equivalencia de TNT, el cual consiste en igualar la cantidad de energía que contiene una masa gaseosa con una masa proporcional de TNT; así, teniendo estudios de los efectos de las ondas de choque, se obtuvieron radios de afectación a distintas presiones con consecuencias determinadas.

El daño potencial de una explosión puede ser estimado generalmente usando una relación de la forma:

$$R = Z \times W^{1/3} \dots \text{Ecu 3)}$$

Donde:

- R : Es la distancia a la que se presentan los efectos de la explosión
- Z : Es una constante de proporcionalidad
- W : Es el peso equivalente de TNT

Para determinar los efectos de una explosión mediante esta técnica debe calcularse la cantidad de energía liberada, y convertirse a la cantidad de TNT que liberaría la misma energía explosiva. La

constante de proporcionalidad depende del efecto de interés o sobrepresión. Posteriormente se determina la distancia a la que se tendría ese efecto o sobrepresión como resultado de la explosión.

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 plataforma hidrodinámica para el modelo de transporte y destino de diferentes tipos de componentes que se introducen en las masas de agua. La plataforma 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.

Especificación de criterios de modelación de escenarios de fuego, explosión y dispersión tóxica.

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 Caso Catastrófico (CC).

Se deben establecer criterios uniformes para la evaluación de las consecuencias; por tal motivo, en la Tabla 9.29 se colocan las asunciones y los criterios usados para las modelaciones de fuego, explosión y dispersión tóxica.

Tabla 9.29 Asunciones para las especificación de los criterios de modelación.

No.	Parámetro	Criterio	Relevancia	Comentarios
1	Clima	Velocidad del viento: 1.5 m/s	Cálculo de dispersión	Criterio especificado en la guía de ASEA para estudios de riesgo modalidad “Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos”
		Dirección del viento: Noreste, aproximadamente 225°que provienen desde el Suroeste		Considerando la dirección más frecuente de los vientos
		Estabilidad de Pasquill: 6 o F		Se consideró como el caso extremo la peor condición de estabilidad.
2	Condiciones ambientales	Temperatura ambiente: 31.2°C	Tasa de evaporación	De acuerdo a los datos obtenidos de las EMA y de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) más cercanas al Área Contractual.
		Humedad relativa: 93.22%	Cálculo de dispersión	
		Condiciones del terreno: Plataforma de plataforma semi-sumergible		
		Radiación solar: 340 w/m²		
3	Mezcla de gases del AC9	Temperatura y presión de la mezcla de gases: 104°C y 8,900 Psi	Cálculo de dispersión	N.A.
		Flujo: 28.07 MMPCD	Tasa de descarga	La proporción gas/petróleo (GOR por sus siglas en inglés) esperada es de 500 scf/stbo (pies cúbicos estándar/ Barriles en Stock de Aceite). Para el tiempo de liberación de la mezcla de gases fue considerada el tiempo límite máximo del software (60 min). El escenario considera como referencia de nivel el piso de perforación.
		Composición de la mezcla de gases, en % mol: Nitrógeno: 1.9 Metano: 56.6 Etano: 19.4 Propano: 14.6	Cálculo de dispersión y cálculo de radiación térmica	Para la formación de mezclas, el software solo considera porcentajes arriba de 1%; por lo cual, compuestos con porcentaje inferior fueron considerados dentro del componente clave (metano). Dentro de la mezcla no fue considerado ningún porcentaje de H2S, dado que no se espera este componente en la composición

No.	Parámetro	Criterio	Relevancia	Comentarios
		Butano: 7.5		del hidrocarburo; por lo cual, las referencias de toxicidad están enfocadas a los parámetros del metano.
		Diámetro de la tubería de escape: 20"		El diámetro se tomó con base a los criterios de diseño del pozo. El escenario considera como referencia de nivel el piso de perforación para la liberación de los gases. La emisión de los gases se considerará totalmente vertical debido a la orientación inherente de los tubulares de perforación; desde los cuales es más probable que sucedan las liberaciones.
4	Crudo del AC9	Temperatura del crudo: 104°C	Tasa de evaporación	N.A.
		Densidad: 33°API	Tasa de descarga	N.A.
		Flujo de salida al pozo: 56,134 BPD		Producción máxima estimada por Capricorn para el pozo. Para el tiempo de liberación del crudo fue considerado el tiempo límite máximo del software (60 min). El escenario considera como referencia de nivel el piso de perforación.
				Flujo normal de transferencia (Condiciones de operación de Capricorn).
		Composición de la mezcla de gases, en % volumen: Nitrógeno: 1.0 Metano: 27.9 Etano: 7.6 Propano: 7.8 Butano: 5.1 n-pentano: 4.0 Hexano: 6.7 Octano: 5.8 n-decano: 6.3 n-dodecano: 27.8	Cálculo de radiación térmica	Debido a que el software solo permite introducir componentes en porcentajes mayores a 1% de la mezcla de hidrocarburos, y, además, cuenta con una base de datos de químicos limitada; se consideró que el componente clave de los hidrocarburos pesados de la mezcla de hidrocarburo (C ₁₃₊) sea el n-dodecano; mientras que el componente clave de los hidrocarburos ligeros (i-C ₄ , i-C ₅ , MCiclo- C ₅ , Ciclo- C ₆ , MCiclo- C ₆ y Tolueno) sea el metano.

No.	Parámetro	Criterio	Relevancia	Comentarios
		Diámetro de la tubería de escape: 20"	Cálculo de dispersión y cálculo de radiación térmica	El diámetro se tomó con base a los criterios de diseño del pozo. El escenario considera como referencia de nivel el piso de perforación para la liberación de los gases.
		Área de contención: Piso de perforación: 408 m ²	Cálculo del área de radiación térmica	El área no considera los obstáculos dentro del área (maquinaria, contenedores, etc.), dadas las condiciones del software. Fue considerada la altura de rodapié, en el piso de perforación, de aproximadamente 5 cm.
		Área de contención: Piso de la cubierta principal: 5,697 m ²		El área de la cubierta principal no considera los obstáculos dentro del área (maquinaria, contenedores, etc.), dadas las condiciones del software. Fue restada el área del "Moon Pool" (387 m ²) al área de la cubierta principal. El grosor del charco fue tomado con el valor estándar definido por el software (1 cm).
6	Especificaciones de alimentación al software TRACE para escenarios de Explosión	Fuente de ignición: Blanda: cuando tenga una llama abierta, una chispa o una superficie caliente que actúe como iniciador de la explosión de la nube de vapor Dura: cuando tenga un chorro turbulento de alta intensidad o un alto explosivo que actúe como iniciador de la explosión de la nube de vapor	Ondas de sobrepresión	En todos los escenarios fue seleccionada una fuente de ignición "Blanda", ya que el factor más probable de fuente de ignición, sería la electricidad estática generada por la fricción de la fuga del pozo.
		Factor de eficiencia energética: 10% del total de masa liberada		El 10% de energía liberada fue tomada como dato conservador, de acuerdo a los requerimientos de la guía "Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos" emitida por ASEA.

No.	Parámetro	Criterio	Relevancia	Comentarios
		Confinamiento: Confinamiento bajo: Representa la expansión tridimensional de la llama, esto representa un "volumen no confinado" con una expansión casi completamente "libre". Confinamiento medio: Representa la expansión bidimensional de la llama, por ejemplo, plataformas que transportan equipos de proceso Confinamiento alto: Representa la expansión de la llama en una dimensión. Por ejemplo, túneles y corredores.		De acuerdo a las distribución de los equipos dentro de la plataforma semi-sumergible, fue considerado un confinamiento medio.
		Densidad de obstáculos: Baja: Representa menos del 10% de la relación de bloqueo de obstáculos por plano de obstáculos y una o dos capas de obstáculos Media: Representa del 10% al 40% de la relación de bloqueo de obstáculos por plano de obstáculos y dos o tres capas de obstáculos Alta: Representa más del 40% de la relación de bloqueo de obstáculos por plano de obstáculos y tres o más capas de obstáculos a una distancia bastante cercana		De acuerdo a las distribución de los equipos dentro de la plataforma semi-sumergible, fue considerado una densidad de obstáculos "Media". Los tiempos de acumulación para los escenarios de explosión se consideraron para el CMP = 1 min y para el CC = 5 min; esto, debido a que en los primeros minutos de liberación de la mezcla de gases, se espera que la mezcla alcance la concentración suficiente para llegar a los límites de explosividad, dentro del piso de perforación; antes de que el gas se disperse a concentraciones menores.

Fuente: ERM, 2018

Especificación de criterios de modelación de escenarios de derrame de hidrocarburo en el mar.

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.

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 dos casos de derrame. El primero derrame simulado contempla el tiempo máximo de llegada a la zona del proyecto, la instalación y el control de pozo utilizando el equipo conocido como “Capping Stack”. El segundo derrame simulado contempla el tiempo necesario para la perforación de un pozo de alivio y el posterior control del reventón.

En las secciones siguientes se presentan las justificaciones para la duración estimada del derrame y para la estimación del flujo de descarga a simular para ambos casos.

Duración estimada del derrame

Como se mencionó anteriormente, para este proyecto se simularon dos eventos de derrame. El primero que contempla el tiempo necesario para el control de pozo por medio del equipo Capping Stack y el segundo que contempla la duración de la perforación y control del pozo con un pozo de alivio. Las duraciones estimadas de ambos derrames se establecieron tomando en cuenta varios factores críticos, siendo el principal la movilización de equipo específico. 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.

Para el primer caso, Capricorn tiene planeado tener un contrato con una compañía especializada en la atención y respuesta a derrames en el que se incluye el uso, en caso de ser necesario, del equipo Capping Stack para operaciones de perforación en México.

El plan logístico incluye la movilización del Capping Stack desde su base, y el plan de movilización se presenta en la Tabla A.

Tabla 9.30 Duración estimada para la instalación y control de pozo con el equipo Capping Stack

Acción Requerida	Tiempo (Días)
El equipo de contención de pozo Capping Stack será movilizado al aeropuerto del país en donde se encuentre disponible. Existen varias ubicaciones en el mundo en donde se encuentran estos equipos especializados; entre ellos Noruega, Escocia, Singapur y Brasil. El equipo seleccionado dependerá de la situación y la disponibilidad para su transporte y uso.	1
El Capping Stack será cargado en un avión para transportarlo al lugar de destino	1
El equipo de contención de pozo será movilizado por avión al aeropuerto Intercontinental George W. Bush en, Houston, Texas.	1
El equipo de contención será transportado vía terrestre a una base terrestre, en donde será ensamblado y probado	1
En la base el equipo de contención será ensamblado y probado antes de ser colocado en una embarcación de transporte	2
El Capping Stack será transportado a la ubicación del Pozo en el AC9 en el Golfo de Mexico	1
El Capping stack será instalado en el cabezal de pozo y se controlará el reventón	15
Tiempo total	22 Días

Fuente: Capricorn, 2019

El programa de operaciones para instalar el Capping Stack será presentado, en caso de ser requerido, una vez que el Capping Stack este bajo custodia de Capricorn ya que este procedimiento dependerá de las condiciones presentes durante la pérdida de control del pozo si así fuese el caso. En resumen, el tiempo estimado para el control de pozo por medio del equipo conocido como Capping Stack fue calculado de 22 días, una vez declarado el requerimiento de movilización.

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

- El perfil del pozo debería permitir alcanzar al pozo objetivo tan pronto como sea posible.
- La trayectoria de los pozos de alivio potenciales será definida para interceptar al pozo
- Movilización del equipo de perforación a utilizar
- Distancia desde la locación al pozo original: Debido a la posible dispersión de gas y efectos de irradiación de calor, se considera una locación de superficie que esté, al menos, a 500m desde el pozo en descontrol, para reducir exposición a altos valores de calor irradiado.
- Condiciones metaoceánicas

Se estima que el tiempo necesario para la perforación de un pozo de alivio y el control del pozo, considerando los factores previamente mencionados, es de aproximadamente 30 días a partir de que el equipo de respuesta decida esta medida para controlar el pozo en caso de derrame. La línea de tiempo para la perforación del pozo de alivio se muestra en la Tabla 9.31.

Tabla 9.31 Duración estimada para la perforación y control de pozo por medio de un pozo de alivio.

Acción Requerida	Tiempo (días)
Movilización de unidad de perforación. Asumiendo que la unidad de perforación está disponible en el Golfo de México. Pruebas tipo “Stump” al Columna de preventores (BOP) durante la movilización.	14
Completar trámites aduanales	3
Movilizar material y equipo necesario para iniciar la perforación desde el puerto Dos Bocas y montaje del equipo de perforación.	3
Perforar la sección de 36” por tecnica de <i>jetteo</i> , permitir que se asiente y posteriormente perforar el agujero de 26” a 900 m e instalar la tubería de revestimiento de 20” y el Alojamiento del Cabezal de pozo de alta presión (HPWHH, <i>High Pressure Wellhead Housing</i>)	7.5
Instalación del Riser y el BOP y engancharlo al HPWHH. Prueba del revestimiento de 20”	3
Perforara agujero de 17 ½” y correr la tubería de revestimiento de 13 3/8”. Pruebas de BOP	10.5
Perforar sección de 12 ¼” y correr la tubería de revestimiento de 9 5/8”. Pruebas de BOP	12
Perforar sección de 8 ½” para interceptor el pozo original.	5
Ahogo de pozo “ <i>Dynamic Killing</i> ” y control del pozo	10
Tiempo Total	68 Días

Fuente: Capricorn, 2019

Diseño pozo no es definitivo. En caso de ser necesario un pozo de alivio, este se diseñará de acuerdo a los requerimientos de la situación de reventón.

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

Con esta información se procedió a simular los dos escenarios de derrame con una duración de 22 días para el Capping Stack y 68 días para la perforación de un pozo de alivio.

Estimación de flujo de descarga

Para la estimación de flujo de descarga se utilizaron dos estudio de evaluación de reventón de pozo realizados por Capricorn previamente respecto al AC9, uno para el pozo Alom-1¹¹ y otro para el pozo Bitol-1¹², elaborados por Ranold AS. A partir de estos reportes se obtuvieron los datos para el flujo de descarga del peor escenario posible. A continuación, se presenta la metodología, datos y los resultados de ambos reportes de simulación de reventón de pozo realizados.

Para las simulaciones se utilizó software personalizado (desarrollado por OLGA de Schlumberger y/o LedaFlow® de KOGT). Las tasas de descarga de los reventones han sido simuladas en Prosper (Petroleum Experts) y repetidas en OLGA para verificar las estimaciones correctas.

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

OLGA es un simulador de flujo multifásico de una dimensión. Es usado para simular el comportamiento del flujo transiente y los perfiles de presiones del pozo, desde el fondo hasta el cabezal. Se utiliza principalmente para modelar el flujo en redes de pozo, líneas de flujo, líneas de conducción y equipos de proceso.

Un reventón se define como un flujo no deseado e incontrolado procedente de una formación subterránea que se libera en la superficie, en el lecho marino o en una formación secundaria, y que no puede ser cerrado por las barreras predefinidas e instaladas.

En el caso de las operaciones en el extranjero, las explosiones pueden clasificarse en tres grupos:

- Reventones en la superficie
- Reventones submarinos
- Reventones subterráneos

Los reventones en la superficie se caracterizan por el flujo de fluido desde una formación permeable hasta el piso de la plataforma, donde existen condiciones atmosféricas. Para los reventones submarinos,

¹¹ "Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report", Ranold AS, Rev 0, Lars Solli, Vegar Gruner, November 2018.

¹² "Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report", Ranold AS, Rev 0, Lars Solli, Tron Solberg, January 2019.

el flujo normalmente sale del pozo en la línea de lodos en el lecho marino, donde las condiciones de salida están controladas por el agua de mar. Se ha prestado la mayor atención a las explosiones en superficie, ya que suelen estar asociadas a incendios a gran escala. En el caso de reventones submarinos, la pluma del petróleo liberado puede causar la exposición de gas HC en la superficie. En aguas más profundas, la pluma de petróleo puede dispersarse antes de llegar a la superficie o puede ser transportado con las corrientes oceánicas a un lugar alejado de la plataforma.

La práctica internacional requiere que dos barreras independientes estén presentes durante todas las operaciones de perforación y perforación de pozos. El fluido de perforación que equilibra la presión en el pozo típicamente representará la barrera primaria, mientras que la tubería y el preventor de reventón (BOP) típicamente representan la barrera secundaria. Para hacer posible un reventón, es decir, para experimentar la pérdida total del control del pozo, tanto la barrera primaria como la secundaria han fallado.

Los potenciales de reventón, es decir, las tasas de descarga esperadas de petróleo, agua y gas, dependen en gran medida del escenario en el que se produzca el reventón. La pérdida de tuberías, atascos o vías de escape complejas para el fluido resultarán en tasas de descarga considerablemente más bajas que las de una tubería de 9 5/8" completamente abierta desde la formación hasta la superficie.

En el reporte de simulación de descarga de Alom-1 se analizaron tres casos de reventón a diferentes profundidades, mientras que para el caso de Bitol-1 se analizaron dos casos. La descripción de los casos se presenta en la Tabla 9.32

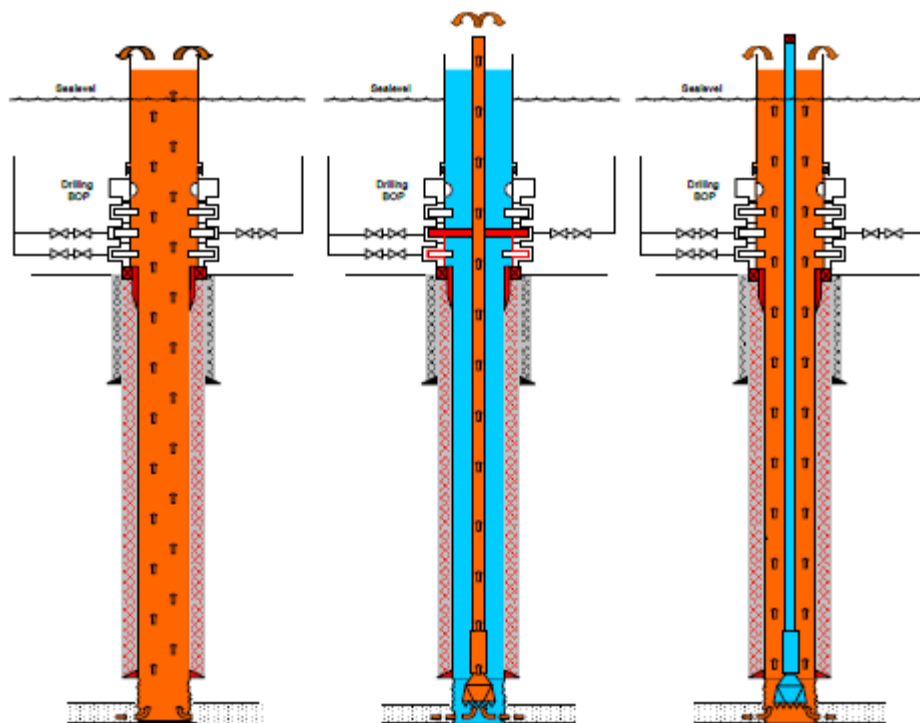
Tabla 9.32 Casos de escenarios evaluados en los reportes.

Casos	Reporte Alom-1	Reporte Bitol-1
Caso 1	Reventón de la tubería de revestimiento de 20" durante la perforación de la sección de 16" hacia los objetivos P1A y P1B	Reventón de la tubería de revestimiento de 11 3/4" durante la perforación de la sección de 12 1/4" hacia los objetivos P800, P1000 y M1150
Caso 2	Reventón de la tubería de revestimiento de 13 5/8" durante la perforación de la sección de 12 1/4" hacia los objetivos P1C	Reventón de la tubería de revestimiento de 9 5/8" durante la perforación de la sección de 8 1/2" hacia los objetivos M200, M2200, M2400
Caso 3	Reventón de la tubería de revestimiento de 9 5/8" durante la perforación de la sección de 8 1/2" hacia el objetivo P1D	NA

Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report & Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

NA: No Aplica

En estos reportes se han investigado escenarios hipotéticos de reventón, todos ellos relevantes para las operaciones de perforación. Los escenarios analizados incluyen reventones a través de agujero descubierto, tuberías de perforación y sección anular. La Figura 9.17 ilustra las posibles vías del reventón hacia el piso de perforación. Además, también se han incluido casos de simulación de reventones a través de una restricción que representan un BOP parcialmente cerrado o una ruptura accidental de tuberías, válvulas o mangueras conectadas con la BOP.



Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

Izquierda: Agujero Descubierto

Centro: Tubería de Perforación

Derecha: Sección Anular

Figura 9.17 Posibles trayectorias de un reventón (Ilustrativo)

Con el fin de limitar el número de escenarios a analizar, se simulan dos categorías principales de incidentes y se pretende cubrir todos los escenarios posibles de forma conservadora. Estas son secciones de yacimientos "parcialmente penetradas" y "totalmente penetradas", que en conjunto se supone que cubren todos los escenarios de golpes de presión.

Para los escenarios "parcialmente penetrados", se utiliza una zona productiva de penetración de 5 metros. En realidad, la elección de la longitud de penetración en el yacimiento, e.g. 5 m, no es importante a la hora de evaluar la distribución de probabilidad. De hecho, son los mecanismos que conducen al estallido los que son importantes. Para el caso parcialmente penetrado, la ocurrencia de un reventón se debe a un escenario de golpe de presión. Para el caso totalmente penetrado, un escenario de suaveo (swab, en inglés) conduce al posible reventón. La pérdida de la barrera primaria por el suaveo de los fluidos de la reserva al salir del pozo (*Pull out of Hole*) puede ser causada por tirar demasiado rápido, por una compensación insuficiente de las tasas de bombeo o por una combinación de éstas.

Se simularon los siguientes escenarios "parcialmente penetrados":

- Reventón a través de revestimiento/agujero descubierto (*Open Hole*), reserva parcialmente perforada
- Reventón a través de la tubería de perforación, la reserva ha penetrado parcialmente
- Reventón a través de la sección anular, la reserva ha penetrado parcialmente

Se simularon los siguientes escenarios de "penetración total" de la reserva:

- Reventón a través de revestimiento/agujero abierto, reserva completamente penetrada
- Reventón a través de la tubería de perforación, reserva completamente penetrada
- Reventón a través de la sección anular, la reserva se ha penetrado completamente.

Información y Datos

De la Tabla 9.33 a la Tabla 9.35 se presentan los datos y la información respecto a las propiedades de la reserva y del fluido, proporcionada por Capricorn, para la determinación del flujo de descarga de ambos pozos.

Tabla 9.33 Datos de la Reserva para Alom-1

Propiedad de la Reserva	Unidad	P1A	P1B	P1C	P1D
Profundidad de formación	m TVD RKB	960	1264	1775	2157
Temperatura	°C	39	45	56	65
Presión	psia	1464	2012	3079	3786
Porosidad	fracción	0.2	0.2	0.2	0.2
Permeabilidad	mD	100	20	20	20

Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report

Tabla 9.34 Datos de la Reserva para Bitol-1

Propiedad de la Reserva	Unidad	P800	P1000	M1150	M2000	M2200	M2400
Profundidad de formación	m TVD RKB	3190	3321	2512	4149	4333	4593
Temperatura	°C	80	84	88	104	108	117
Presión	psia	6300	6800	7200	8900	9400	10000
Porosidad	fracción	0.19	0.19	0.18	0.17	0.17	0.17
Permeabilidad	mD	44	47	38	19	18	18

Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

Tabla 9.35 Propiedades del fluido de la reserva esperado de Alom-1 y Bitol-1

Propiedad	Unidad	Alom-1	Bitol-1
Condiciones Estándar*			
Densidad crudo	API	32	33
Densidad Gas	Sg	0.7	0.7
G.O.R. (Proporción gas/crudo)	scf/STB	500	500
Condiciones de la Reserva**			
Densidad crudo	Kg/m ³	771.93	767.6
Densidad Gas	cP	1.23	1.01
Factor de Formación, Bo	RB/STB	1.22	1.22

Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report & Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

*Condiciones Estándar: 15°C / 14.6959 psia

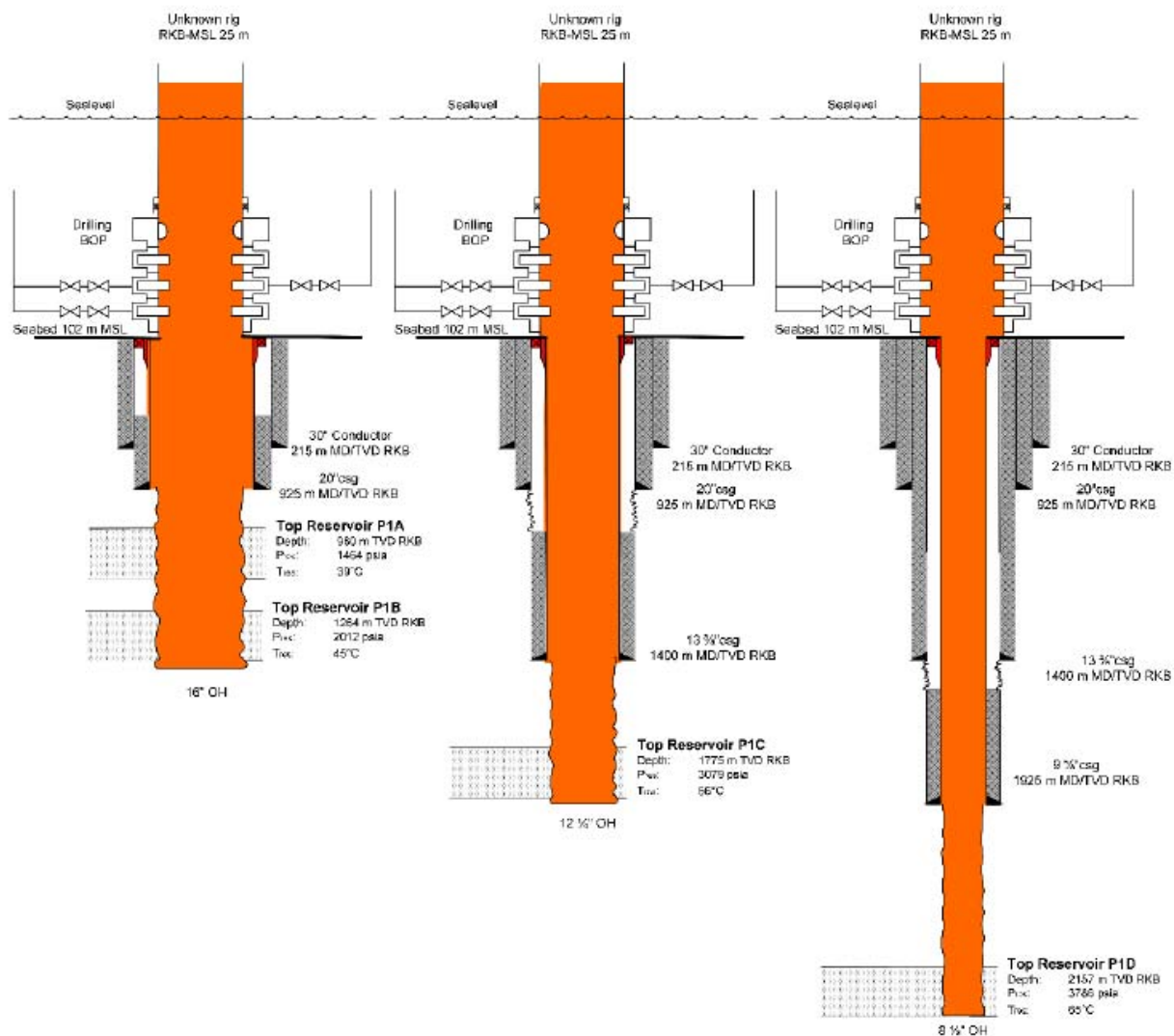
** Condiciones Reserva Alom-1: 3786 psia / 65°C

**Condiciones Reserva Bitol-1: 6300 psi / 80°C

Geometría de los pozos

En las Figura 9.18 y Figura 9.19 se presentan los esquemas utilizados para la simulación de tasa de descarga de los pozos exploratorios de Alom-1 y Bitol-1, respectivamente, tomando en cuenta los diferentes casos evaluados para cada pozo.

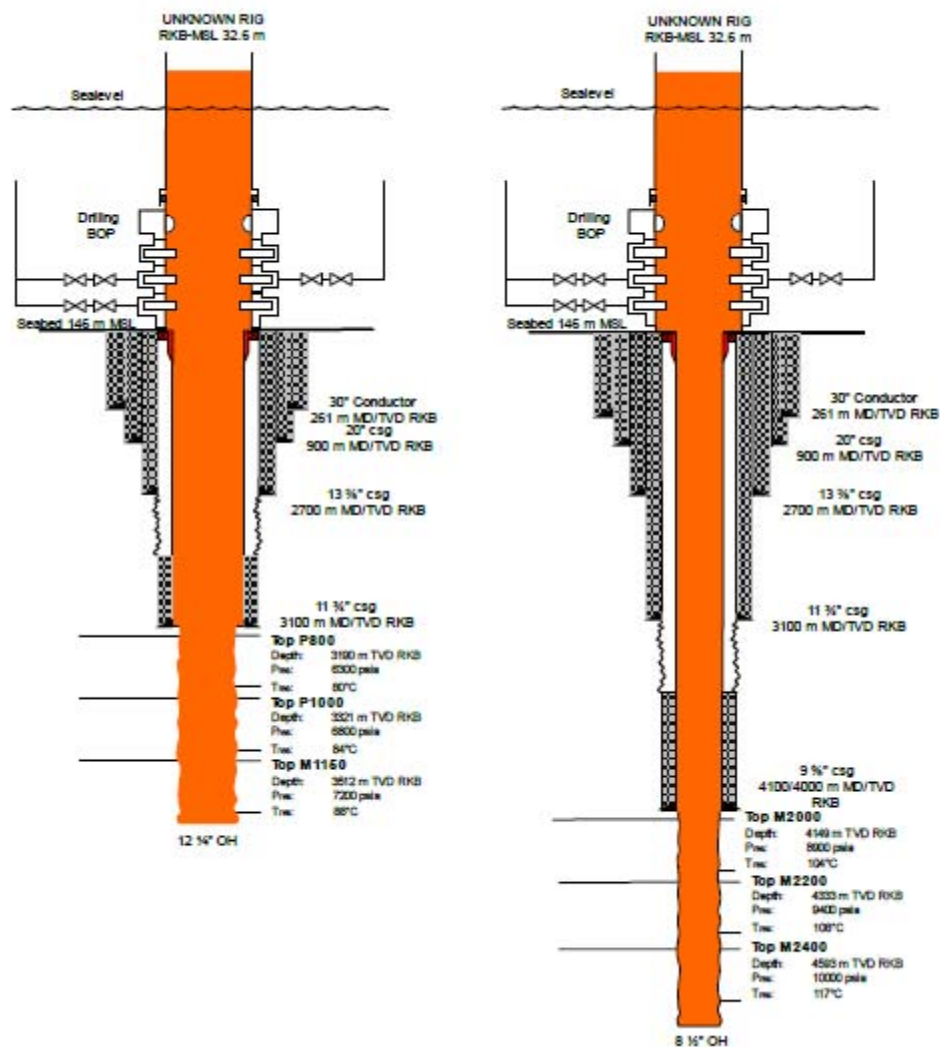
Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México



Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report

Figura 9.18 Esquema de Pozo Exploratorio Alom-1. Caso 1 (izq.), Caso 2 (centro), Caso 3 (der.)

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México



Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

Figura 9.19 Esquema de Pozo Exploratorio Bitol-1. Caso 1 (izq.) y Caso 2 (der.)

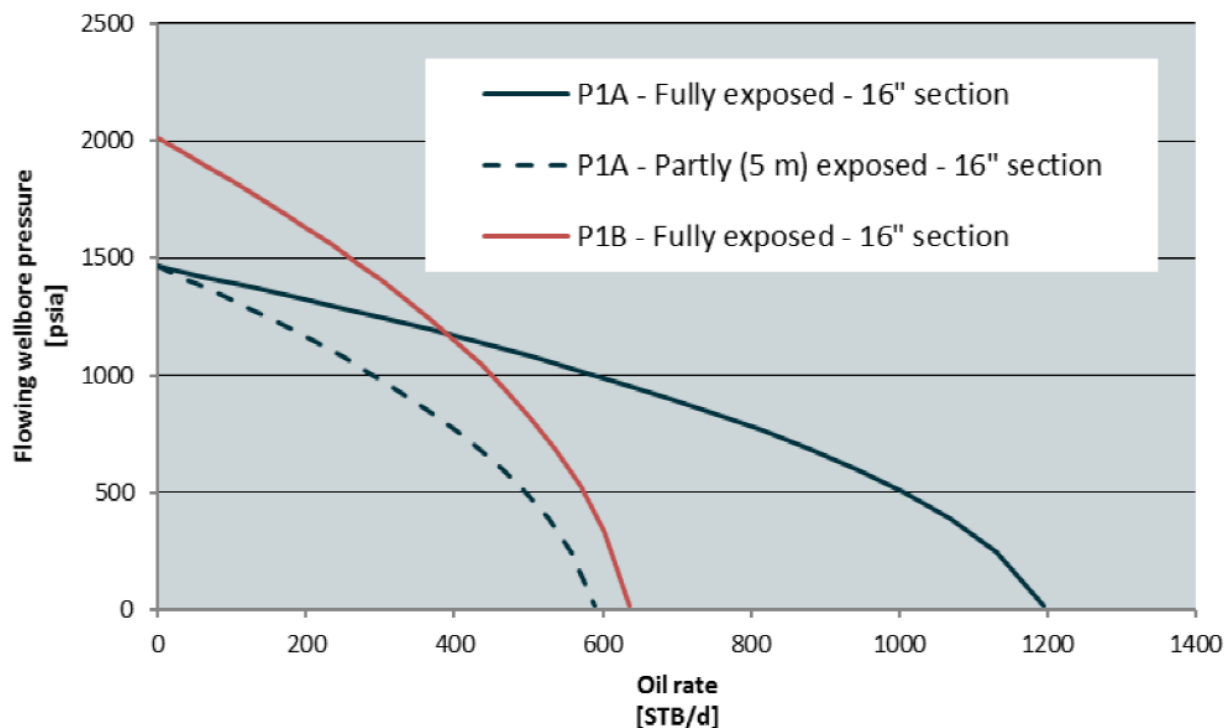
Índice de Productividad

El índice de productividad o, más en general, la curva de comportamiento del pozo (IPR, *Inflow Performance Relationship*), describe cómo la reducción de la presión desde el yacimiento hasta el pozo aumenta con el aumento de la tasa de flujo. Es sensible a parámetros como la permeabilidad, la viscosidad del fluido, la longitud de penetración, la altura productiva del yacimiento, así como el daño mecánico, la turbulencia de entrada y el drenaje sesgado debido a la penetración limitada.

El índice de productividad es también un parámetro transitorio que tiende a disminuir poco después del inicio de la producción, o como en este caso, de un reventón. Esto se debe a la reducción de las presiones cerca del diámetro del pozo.

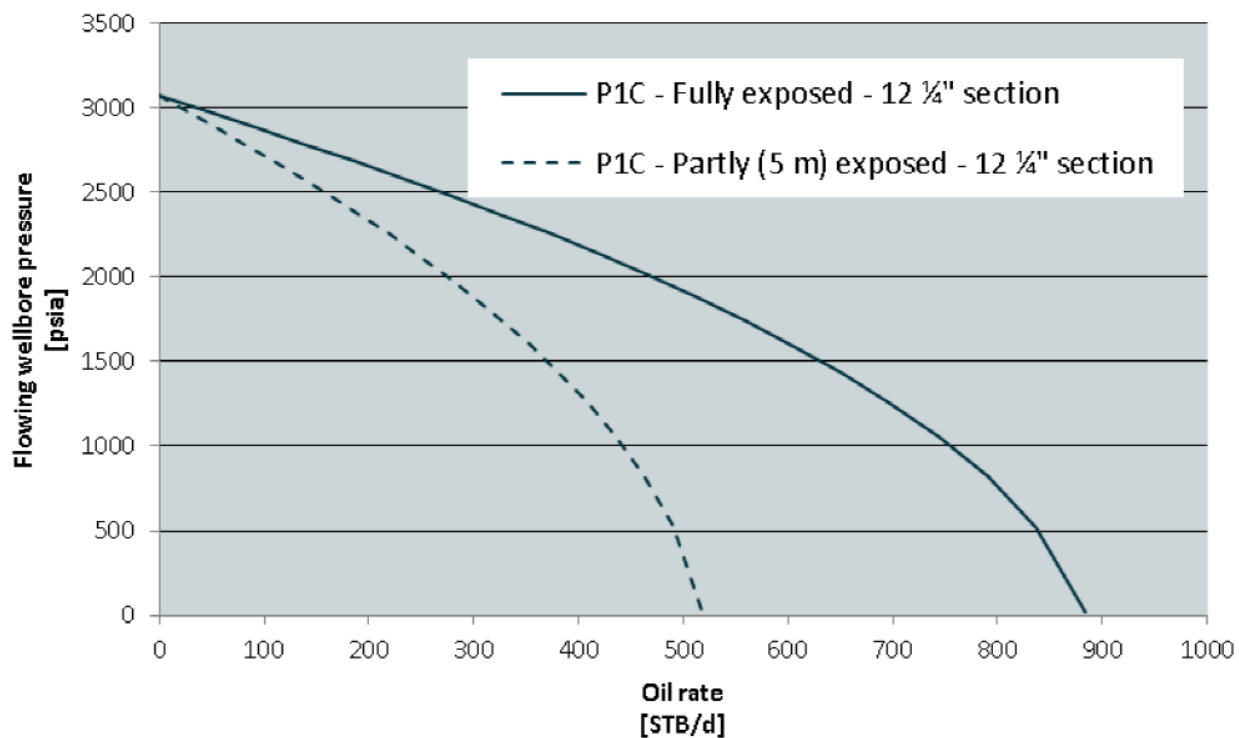
Cuando se calculan los potenciales de reventón, las tasas de reventón para los diferentes escenarios dependen en gran medida de la presión del yacimiento y de los parámetros que afectan la relación de rendimiento del flujo de entrada. Las simulaciones se basan en las propiedades, como se muestran de Tabla 9.33 a la Tabla 9.35

Los IPR para los tres casos del pozo Alom-1 se presentan de la Figura 9.20 a la Figura 9.22. Los IPR que se muestran son tanto para la exposición total como para la parcial. De la misma forma en la Figura 9.23 y Figura 9.24 se presentan los IPR de los casos de Bitol-1.



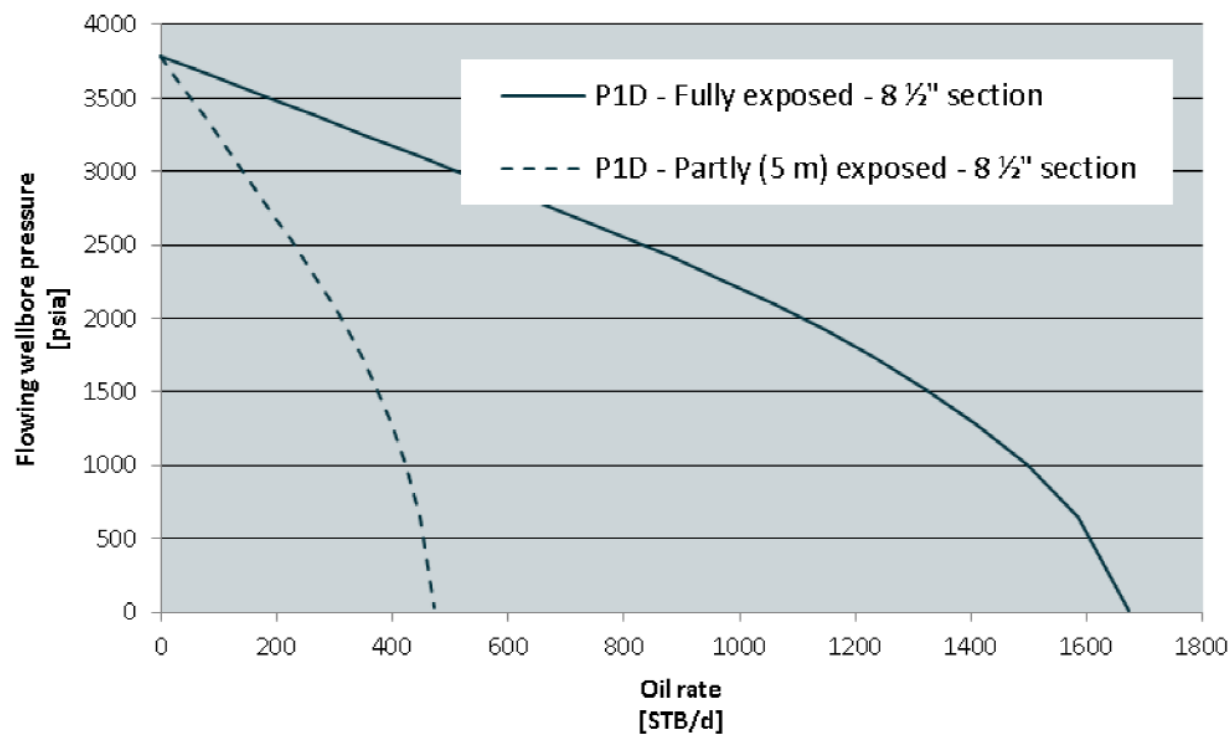
Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report

Figura 9.20 IPR de Alom-1, Caso 1



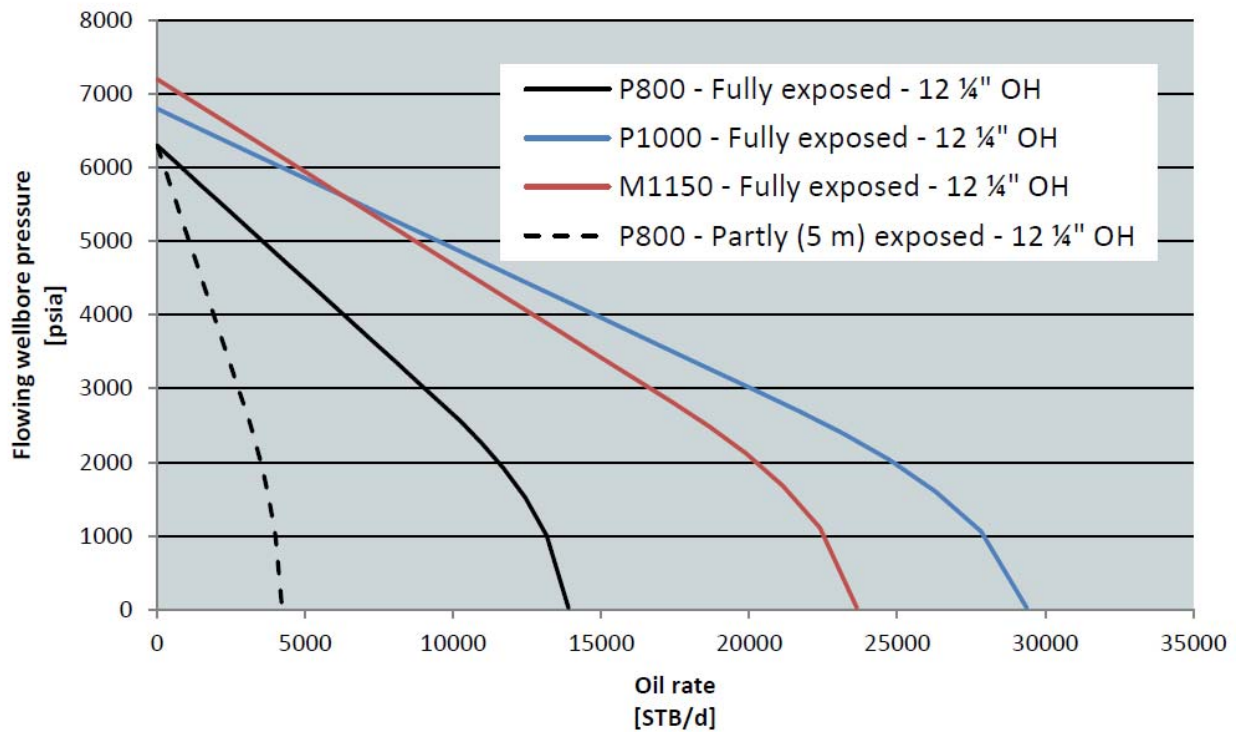
Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report

Figura 9.21 IPR de Alom-1, Caso 2



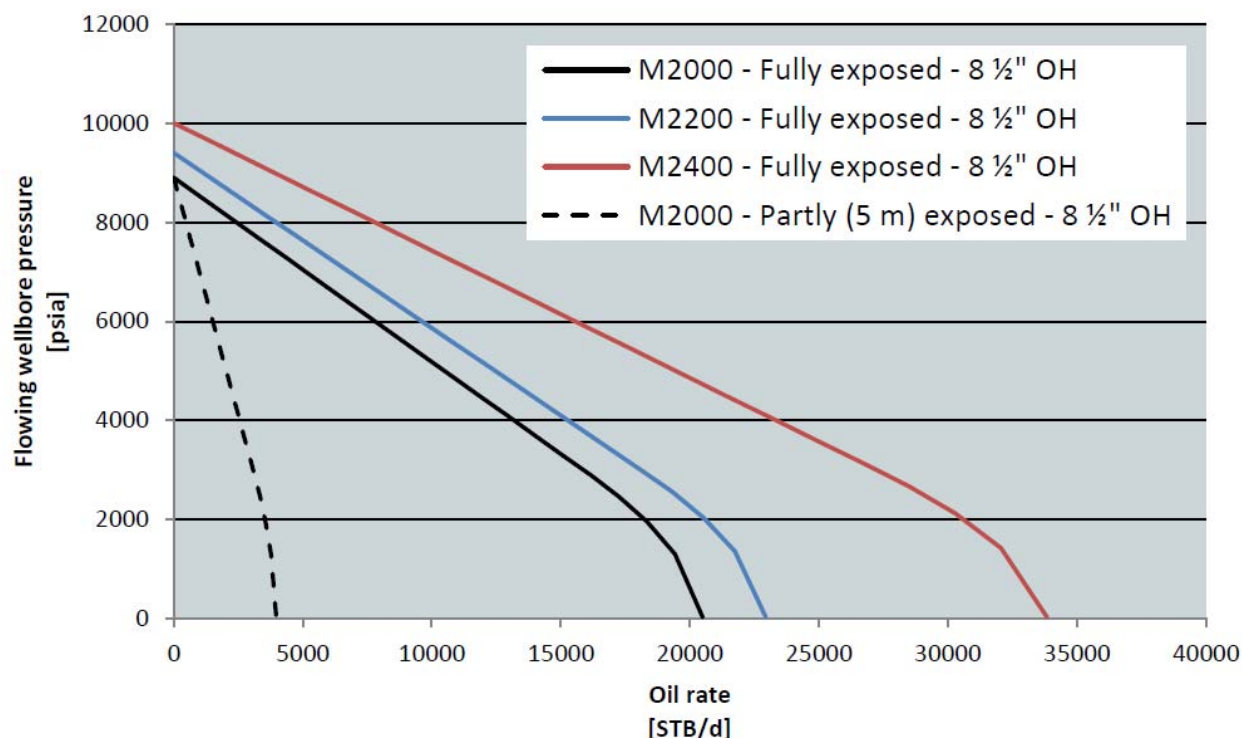
Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report

Figura 9.22 IPR de Alom-1, Caso 3



Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

Figura 9.23 IPR de Bitol-1, Caso 1



Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

Figura 9.24 IPR de Bitol-1, Caso 2

Resultados de flujo de descarga

A partir de los datos y la información recolectado sobre los pozos, los resultados respecto al cálculo de las tasas de descarga de la liberación de hidrocarburos en el mar causado por un reventón se presentan en la Tabla 9.36 y la Tabla 9.37, para Alom-1 y Bitol-1 respectivamente. Las tablas de resultados para cada pozo se organizan de acuerdo al Caso, el punto de liberación (Superficial o Submarino), la trayectoria del reventón (Agujero descubierto, sección anular o tubería de perforación) y para la exposición parcial o total del yacimiento. Como resultados se presentan el flujo de petróleo líquido y el flujo de gas para cada escenario simulado.

Como se mencionó anteriormente, las tasas de reventón se modelaron en PROSPER utilizando la correlación de flujo multifásica "Fancher Brown", que es una correlación de retención sin deslizamiento. Las tasas de reventón resultantes son, por lo tanto, conservadoras.

Tabla 9.36 Tasas de Descarga para Alom-1

Caso	Punto de liberación	Exposición de la Reserva	Trayectoria	Flujo Crudo [STB/día]	Flujo Gas [MMscf/día]
Caso 1	Superficie	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH*	207	0.10
			Anular	210	0.10
			DP**	556	0.28
		Exposición Total	OH	1,767	0.88
			Anular	1,767	0.88
			DP	1,755	0.88
	Submarino	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	196	0.10
			Anular	198	0.10
			DP	514	0.26
		Exposición Total	OH	1,615	0.81
			Anular	1,615	0.81
			DP	1,614	0.81
Caso 2	Superficie	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	510	0.26
			Anular	510	0.26
			DP	510	0.26
		Exposición Total	OH	871	0.44
			Anular	871	0.44
			DP	870	0.44
	Submarino	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	473	0.24
			Anular	474	0.24
			DP	474	0.24

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

Caso 3		Exposición Total	OH	809	0.40
			Anular	810	0.41
			DP	811	0.41
	Superficie	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	729	0.36
			Anular	729	0.36
			DP	729	0.36
		Exposición Total	OH	1,612	0.81
			Anular	1,534	0.77
			DP	1,547	0.77
	Submarino	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	673	0.34
			Anular	676	0.34
			DP	674	0.34
		Exposición Total	OH	1,289	64.00
			Anular	1,427	0.71
			DP	1,452	0.73

Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Alom-1(Block 9) Report

*OH: Agujero Descubierto (Open hole)

**DP: Tubería de Perforación (Drillpipe)

Tabla 9.37 Tasas de Descarga para Bitol-1

Caso	Punto de liberación	Exposición de la Reserva	Trayectoria	Flujo Crudo [STB/día]	Flujo Gas [MMscf/día]
Caso 1	Superficie	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH*	4,018	2.01
			Anular	3,903	1.95
			DP**	3,770	1.89
		Exposición Total	OH	55,763	27.89
			Anular	47,427	23.72
			DP	33,657	16.83
	Submarino	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	3,032	1.52
			Anular	3,362	1.68
			DP	3,416	1.71
		Exposición Total	OH	50,814	25.41
			Anular	45,422	22.72
			DP	34,368	17.19
Caso 2	Superficie	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	3,607	1.80
			Anular	3,403	1.70
			DP	3,427	1.71
		Exposición Total	OH	56,134	28.07
			Anular	38,144	19.08
			DP	37,865	18.94
	Submarino	Exposición Parcial (Penetración 5m)	OH	2,928	1.46
			Anular	3,049	1.52
			DP	3,077	1.54

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

		Exposición Total	OH	53,774	26.89
			Anular	37,415	18.71
			DP	38,360	19.18

Fuente: Blowout and Dynamic Wellkill Simulations, Exploration well Bitol-1(Block 9) Report

*OH: *Agujero Descubierto (Open hole)*

**DP: *Tubería de Perforación (Drillpipe)*

Se puede observar a partir de la Tabla 9.36 y Tabla 9.37 que el peor de los casos es el escenario de reventón en el pozo Bitol-1 en la superficie por la trayectoria de agujero descubierto sin restricciones con exposición total al yacimiento. En este caso tan improbable, el potencial máximo de reventón es de 56,134 STB/día de petróleo y 28,07 MMscf/día de gas.

Por lo tanto, para los propósitos de la simulación se procedió a utilizar el valor de 8,925 m³/d o 56,134 STB/día para ambas simulaciones. Este valor está asociado al pozo Bitol-1 y se consideró representativo para el AC9.

Metodología utilizada

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

Una aplicación COSIM requiere tres tipos de datos:

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

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

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

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

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

Diagramas de Probabilidad y Control de COSIM

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

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

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

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

Criterios de zonas de afectación.

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 9.38.

Tabla 9.38 Criterios para la especificación de escenarios.

Zonas a evaluar	Toxicidad (Dispersión atmosférica)	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	IDLH (1)	5 KW/m ²	1.0 lb/plg ²
Zona de Amortiguamiento	TLV _(8 h TWA) (2) TLV _(15 min STEL) (3)	1.4 KW/m ²	0.5 lb/plg ²

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

(1) IDLH = “Immediately Dangerous to Life or Health” (NIOSH “Pocket Guide to Chemical Hazards”) ó

(2) TLV_(8 h TWA) (“Threshold Limit Value-Time Weighted Average”, por sus siglas en inglés). Valor umbral límite-Promedio ponderada en el tiempo. Concentración ponderada para una jornada normal de trabajo de ocho horas y

una semana laboral de cuarenta horas, a la que pueden estar expuestos casi todos los trabajadores repetidamente día tras día, sin que se evidencien efectos adversos;

(3) TLV _(15 min STEL) ("Threshold Limit Value-Short Term Exposure Limit", por sus siglas en inglés) Valor umbral límite-Límite de Exposición a corto plazo). Exposición para un periodo de 15 minutos, que no puede repetirse más de 4 veces al día con al menos 60 minutos entre periodos de Exposición.

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 9.39.

Tabla 9.39 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.
3.0	Esta presión puede causar que maquinaria pesada (3,000 lb) en edificios industriales presentan poco daño, edificios con estructura de acero son torcidos y separados de los cimientos.

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 9.40.

Tabla 9.40 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 piloteada 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).

Niveles de toxicidad.

En la Tabla 9.41, se muestran los niveles de referencia para la toxicidad del metano; utilizados para determinar los radios de afectación de los eventos evaluados como parte del trabajo.

Tabla 9.41 Criterios de comparación de efectos por toxicidad.

Sustancia química	CAS	IDLH (a) ppm	TLV-TWA (b) ppm
Metano	74-82-8	2,000	1,000

Fuente:

(a) IDLH = “Immediately Dangerous to Life or Health” (NIOSH “Pocket Guide to Chemical Hazards”).

(b) “Threshold Limit Values”- “Time Weighted Average de la American Conference of Governmental Industrial Hygienists” (ACGIH).

Referencia de derrame de hidrocarburo en mar.

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 9.42, el primer hidrocarburo claramente visible se ve como un lustre plateado a espesores entre 0.04 micrómetros (μm) y 0.3 μm sobre la base de los valores catalogados en el Código de Apariencia de los Hidrocarburos del Acuerdo de Bonn 2006 (BAOAC) (Lewis 2007).

Tabla 9.42 Descripción de los Espesores del Hidrocarburo.

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

Fuente: ERM, 2018

μm = micrómetros

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

Se realizaron investigaciones para estimar los valores umbrales de exposición para aves y mamíferos que entran en contacto con una capa oleosa. Peakall et al. (Peakall et al. 1985) y French (French 2009) hallaron que las capas oleosas de hidrocarburo de menos de 1 μm no eran perjudiciales para las aves marinas; por eso, se eligió la exposición al Hidrocarburo hidrocarburo visible entre 0.1 μm y 1.0 μm como el rango de espesor de bajo riesgo. Estudios adicionales hallaron que las aves y los mamíferos marinos pueden verse afectados a espesor de capa oleosa en el rango de 10 μm a 25 μm [Engelhardt 1983, Clark 1984, Geraci and St. Aubin 1988, Jenssen 1994 y Scholten et al. 1996]. Así, el rango del umbral de exposición media comienza en el umbral de impacto en la vida silvestre para hidrocarburo de 1 μm de espesor, mientras que se define el umbral de exposición alta como todo el hidrocarburo con un espesor de más de 10 μm (ver Tabla 9.43).

Tabla 9.43 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.

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

Fuente: ERM, 2018

µm = micrómetros

Umbral de COSIM

En la Tabla 9.44 se presenta un resumen de la importancia de los resultados del modelo de derrames y cómo se pueden usar en una evaluación general de riesgos con base a diferentes componentes. Estos componentes son: términos de la probabilidad de que el hidrocarburo entre en contacto con el agua, la distribución espacial de la capa oleosa de la superficie, el espesor del hidrocarburo, la probabilidad de que el hidrocarburo llegue a la costa, el tiempo que tarda el hidrocarburo en desplazarse a varias ubicaciones, así como las concentraciones de hidrocarburos aromáticos disueltos (HAD).

Tabla 9.44 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, 2018

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 9.45).

Tabla 9.45 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)
Concentraciones críticas de HAD	5 partes por mil millones (ppb)	Umbral conservador 1 a 2 órdenes de magnitud debajo de LC50 (50 por ciento de mortalidad) para impactos narcóticos agudos en organismos acuáticos sensibles.	ANZECC y ARMCANZ (2000) y French (2000)

Fuente: ERM, 2018

µm = micrómetros; ppb = partes por billón

Eventos potenciales

Como se menciona en la sección IX.5.1.4 de este documento, para la identificación de peligros fue utilizada la metodología HAZID. De acuerdo a los impactos identificados en dicho análisis; estos fueron agrupados en eventos que consideran las consecuencias comerciales; de seguridad industrial, seguridad operativa, medio ambiente e higiene; y de reputación a la empresa. En la Tabla 9.46 se presentan todos los eventos categorizados con nivel de riesgo “Alto”, el mayor impacto “Alto” y con potencial de simulación de consecuencias que serán considerados para plantear los escenarios de modelación.

Tabla 9.46 Eventos con potencial de simulación

Evento	ID de HAZID	Descripción	Clasificación de impacto
1. Hidrocarburos presentes en la formación durante la perforación que conducen a una liberación en el piso de la perforación	3.3.1.1, 3.3.1.2, 3.3.1.3 & 3.3.1.4	Emisión descontrolada de fluidos de formación al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible 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 formación de nube tóxica, fuego y/o explosión. Derrame de crudo con fuego potencial. Derrame de crudo en mar.

Fuente: HAZID, 2018.

Como se observa en la Tabla 9.46, derivado de la agrupación de los impactos, se generó un evento con potencial a desplegar diferentes escenarios de modelación, dependiendo de la consecuencia y receptor a analizar. Esto se detalla a continuación:

Para comenzar, tenemos tanto la formación de nube tóxica provocada por emisión de la mezcla de gases, el cual tiene propiedades tóxicas y asfixiantes; una potencial explosión de dichos gases por la acumulación de los mismos en el piso de perforación, aunque debe mencionarse que, debido a la densidad de la mezcla (más ligera que el aire) la mayor parte se dispersará durante la emisión; y, por otro lado, existe un fuego potencial de los gases por sus características inflamables; además, de simulaciones que involucran a los gases, será considerada la evaluación por radiación térmica para el caso del derrame de crudo en el piso de perforación; y, por último, el impacto de derrame de Hidrocarburo en el Golfo de México. Estos escenarios son producidos durante una emisión

descontrolada de fluidos de formación por diferentes fallas en cadena durante la perforación del pozo, debe mencionarse que esta emisión se considerará vertical debido a la orientación inherente de los tubulares de perforación, desde los cuales es más probable que sucedan las liberaciones.

Para concluir, del evento identificado en la Tabla 9.46, y junto con las potenciales afectaciones explicadas en los párrafos anteriores, se planteará el evento en ocho (8) escenarios de modelación para considerar los impactos, de acuerdo al tipo de escenario considerado, la severidad del peligro y la categoría del riesgo “Alto”, lo que significa que las operaciones o el personal de seguridad e higiene participarán en un plan de control de riesgos para reducir el riesgo a un nivel tan bajo como razonablemente práctico (ALARP). Esto se muestra en la Tabla 9.47.

Tabla 9.47 Escenarios de modelación identificados

Escenario	Modelación	No. De evento	Descripción
1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible. Caso Máximo Probable (CMP) y Caso Catastrófico (CC)	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (CAP, BOP, riser, etc.). <u>Formación de nube tóxica de metano.</u>
2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible. CMP y CC.	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga de los gases inflamables provoca un dardo de fuego en el piso de perforación.</u>
3	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible. CMP.	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión en el piso de perforación (volumen equivalente a un minuto de flujo).</u>
4	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible. CC.	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión en el piso de perforación (volumen equivalente a cinco minutos de flujo).</u>

Escenario	Modelación	No. De evento	Descripción
5	Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible. CMP.	1	Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (CAP, BOP, riser, etc.). <u>El derrame genera un charco de fuego dentro del piso de perforación.</u>
6	Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible. CC.	1	Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (CAP, BOP, riser, etc.). <u>El derrame genera un charco de fuego dentro del área del piso de la cubierta principal.</u>
7	Derrame de hidrocarburo en mar. CMP	1	Derrame de 56,134 (STB) por día con una duración de 22 días, hasta la llegada y control del derrame con ayuda del “Capping Stack”; es decir, derrame de 1,234,948 barriles en total. Las simulaciones realizadas fueron usadas para predecir la extensión espacial del crudo derramado para tres diferentes peores casos (Superficie Máxima Cubierta de Crudo, Tiempo más corto en llegar a la costa y Máxima cantidad de crudo en la línea costera). Estos tres diferentes peores casos, se simularon bajo tres temporadas meteoceánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de 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.</u>
8	Derrame de hidrocarburo en mar. CC	1	Derrame de 56,134 (STB) por día con una duración de 68 días, hasta la construcción del “Pozo de Alivio” y ahogo del pozo; es decir, derrame de 3,817,112 barriles en total. Las simulaciones realizadas fueron usadas para predecir la extensión espacial del crudo derramado para tres diferentes peores casos (Superficie Máxima Cubierta de Crudo, Tiempo más corto en llegar a la costa y

Escenario	Modelación	No. De evento	Descripción
			Máxima cantidad de crudo en la línea costera). Estos tres diferentes peores casos, se simularon bajo tres temporadas meteoceánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de 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.</u>

Escenarios de modelación de toxicidad, fuego y explosión.

De acuerdo al evento destacado para simulación (Tabla 9.46) y la agrupación de dichos eventos para el planteamiento de escenarios (Tabla 9.47); se presentan los escenarios descritos a continuación:

Escenario 1 (CMP y CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Toxicidad).

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 plataforma semi-sumergible con un flujo de 28.07 MMPCD (0.79 MMMCD), la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 20"; que, a su vez, generaría una nube tóxica de metano por dispersión del gas. El gas se transporta a 104°C y 8,900 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 104°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar el flujo de masa fugada en el piso de perforación:

- Para el caso de la mezcla de gases procedentes del pozo, a presión atmosférica y una temperatura de aproximadamente 104°C, su densidad, utilizando la ley de los gases ideales, es aproximadamente $\rho_{mezcla} = 0.85 \frac{kg}{m^3}$. Ahora, para el cálculo del flujo másico, sustituimos en la ecuación 1), y tenemos:

$$m = \rho_{mezcla} \times V = 0.85 \frac{kg}{m^3} \times 794,853 \frac{m^3}{Día} \times \frac{1 Día}{86,400 s} = 7.8 \frac{kg}{s}$$

En la Tabla 9.48, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos. Se asume que el CMP y CC para el Escenario 1 son equivalentes debido a que, en caso de una emisión de nube tóxica, no es factible realizar la diferenciación después de un tiempo definido para el escenario por volumen de emisión. En este caso 60 min, correspondiente al tiempo máximo de emisión del software.

Tabla 9.48 Información de entrada escenario 1 (CMP y CC)

Parámetro	Entrada
Flujo	7.8 kg/s
Temperatura de salida del gas	104°C
Tiempo de emisión	60 min
Tiempo de respuesta	120 min

Escenario 2 (CMP y CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica).

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 plataforma semi-sumergible con un flujo de 28.07 MMPCD (0.79 MMMCD), la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 20"; 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 104°C y 8,900 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 104°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar el flujo de masa fugada en el piso de perforación:

- Para el caso de la mezcla de gases procedentes del pozo, a presión atmosférica y una temperatura de aproximadamente 104°C, su densidad, utilizando la ley de los gases ideales, es aproximadamente $\rho_{mezcla} = 0.85 \frac{kg}{m^3}$. Ahora, para el cálculo del flujo másico, sustituimos en la ecuación 1), y tenemos:

$$m = \rho_{mezcla} \times V = 0.85 \frac{kg}{m^3} \times 794,853 \frac{m^3}{Día} \times \frac{1 Día}{86,400 s} = 7.8 \frac{kg}{s}$$

En la Tabla 9.49, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos. Se asume que el CMP y CC para el Escenario 2 son equivalentes debido a que, en caso de una emisión de una mezcla inflamable, no es factible realizar la diferenciación después de un tiempo definido para el escenario por volumen de emisión. En este caso 60 min, correspondiente al tiempo máximo de emisión del software.

Tabla 9.49 Información de entrada escenario 2 (CMP y CC)

Parámetro	Entrada
Flujo	7.8 kg/s
Temperatura de salida del gas	104°C
Diámetro de tubería	20 in
Tiempo de emisión	60 min
Tiempo de respuesta	120 min

Escenario 3 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (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 plataforma semi-sumergible con un flujo de 28.07 MMPCD (0.79 MMMCD), la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 20"; la nube de gas inflamable se acumula dentro del piso de perforación y debido al confinamiento del área se produce una explosión. El escenario considera un (1) minuto de flujo de gas previo a la explosión. El gas se transporta a 104°C y 8,900 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 104°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar el flujo de masa fugada en el piso de perforación:

- Para el caso de la mezcla de gases procedentes del pozo, a presión atmosférica y una temperatura de aproximadamente 104°C, su densidad, utilizando la ley de los gases ideales, es aproximadamente $= \rho_{mezcla} = 0.85 \frac{kg}{m^3}$. Ahora, para el cálculo del flujo másico, sustituimos en la ecuación 1), y tenemos:

$$m = \rho_{mezcla} \times V = 0.85 \frac{kg}{m^3} \times 794,853 \frac{m^3}{Día} \times \frac{1 Día}{86,400 s} = 7.8 \frac{kg}{s}$$

En la Tabla 9.50, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.50 Información de entrada escenario 3 (CMP)

Parámetro	Entrada
Masa	468 kg
Factor de eficiencia de energía	10%
Confinamiento	Medio
Densidad de obstáculos	Media

Escenario 4 (CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (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 plataforma semi-sumergible con un flujo de 28.07 MMPCD (0.79 MMMCD), la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 20"; la nube de gas inflamable se acumula dentro del piso de perforación y debido al confinamiento del área se produce una explosión. El escenario considera cinco (5) minutos de flujo de gas previo a la explosión. El gas se transporta a 104°C y 8,900 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 104°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar el flujo de masa fugada en el piso de perforación:

- Para el caso de la mezcla de gases procedentes del pozo, a presión atmosférica y una temperatura de aproximadamente 104°C, su densidad, utilizando la ley de los gases ideales, es aproximadamente $= \rho_{mezcla} = 0.85 \frac{kg}{m^3}$. Ahora, para el cálculo del flujo másico, sustituimos en la ecuación 1), y tenemos:

$$m = \rho_{mezcla} \times V = 0.85 \frac{kg}{m^3} \times 794,853 \frac{m^3}{Día} \times \frac{1 Día}{86,400 s} = 7.8 \frac{kg}{s}$$

En la Tabla 9.51, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.51 Información de entrada escenario 4 (CC)

Parámetro	Entrada
Masa	2,340 kg
Factor de eficiencia de energía	10%
Confinamiento	Medio
Densidad de obstáculos	Media

Escenario 5 (CMP). Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica).

Debido a la pérdida de control del pozo (Falla del CAP, BOP, Riser, etc.), existe una emisión descontrolada de crudo dentro del piso de perforación de la plataforma semi-sumergible con un flujo de 56,134 STBD (8,924.6 MPCD), la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 20"; el derrame de crudo se libera dentro del piso de perforación, y por consiguiente se va acumulando en el área del piso de perforación, este encuentra una fuente de ignición y se produce un charco de fuego. El área del derrame es de 408 m², sin considerar obstáculos dentro del piso de perforación, y considerando una altura de rodapié de aproximadamente 5 cm. El crudo se libera a una temperatura de aproximadamente 104°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar el flujo de masa fugada:

- Se tomó como base de cálculo la capacidad de descarga de crudo.

$$F_V = 8,924.6 \frac{m^3}{Día} \times \frac{1 Día}{24 h} = 371.8 \frac{m^3}{h}$$

- En este caso, la densidad del crudo es de 33°API = $\rho_{Crudo} = 771.93 \frac{kg}{m^3}$. Substituyendo en la Ecu 1):

$$F_M = \rho_{Crudo} \times F_T = 771.93 \frac{kg}{m^3} \times 371.8 \frac{m^3}{h} = 287,049 \frac{kg}{h}$$

En la Tabla 9.52, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.52 Información de entrada escenario 5 (CMP)

Parámetro	Entrada
Flujo	287,049 kg/h

Parámetro	Entrada
Geometría	Rectangular de 408 m ² (23 m x 17 m)
Altura del charco	5 cm (Rodapié en el piso de perforación)
Tiempo de emisión	60 min
Tiempo de respuesta	120 min

Escenario 6 (CC). Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica).

Debido a la pérdida de control del pozo (Falla del CAP, BOP, Riser, etc.), existe una emisión descontrolada de crudo dentro del piso de perforación de la plataforma semi-sumergible con un flujo de 56,134 STBD (8,924.6 MPCD), la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 20"; el derrame de crudo se acumula dentro del piso de la cubierta principal, este encuentra una fuente de ignición y se produce un charco de fuego. El área del derrame 5,697 m², sin considerar los obstáculos y restando el área del "moon pool", el espesor del charco será del tamaño estándar de 1 cm. El crudo se libera a una temperatura de aproximadamente 104°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar el flujo de masa fugada:

- Se tomó como base de cálculo la capacidad de descarga de crudo.

$$F_V = 8,924.6 \frac{m^3}{Día} \times \frac{1 \text{ Día}}{24 \text{ h}} = 371.8 \frac{m^3}{h}$$

- En este caso, la densidad del crudo es de 33°API = $\rho_{Crudo} = 771.9 \frac{kg}{m^3}$. Substituyendo en la Ecu 1):

$$F_M = \rho_{Crudo} \times F_T = 771.93 \frac{kg}{m^3} \times 371.8 \frac{m^3}{h} = 287,049 \frac{kg}{h}$$

En la Tabla 9.53, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.53 Información de entrada escenario 6 (CC).

Parámetro	Entrada
Flujo	287,049 kg/h
Geometría	Área de la cubierta principal rectangular de 5,697 m ² (78 m x 78 m). Está descontada el área del "Moon Pool".
Espesor del charco	1 cm (Espesor estándar predeterminado)
Tiempo de emisión	60 min
Tiempo de respuesta	120 min

Escenarios de modelación derrame de hidrocarburo en mar.

Como se mencionó anteriormente, el principal objetivo del estudio de modelación de derrame de crudo, es la evaluación de impactos potenciales al medio ambiente como resultado de liberaciones accidentales (eventos no planeados) de hidrocarburos asociados con las actividades de perforación.

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 crudo derramado para tres diferentes peores casos (*Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua, Tiempo más corto en llegar a la costa y Máxima Cantidad de Petróleo en la línea costera*) que son de mayor preocupación para los encargados de responder ante dichos eventos. Estos tres diferentes peores casos, se simularon 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)¹³. Estos tres diferentes peores casos y condiciones meteoceanicas se consideraron para simular un derrame promedio de 8,925 metros cúbicos por día (Sm³/d) o 56,134 Barriles “Stock tank” por día (sbpd) de crudo con una duración de la liberación de 22 días y 68 días (con un volumen total de 1,234,948 sbpd y 3,817,112 sbpd, respectivamente) y 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 9.54 y en la Tabla 9.55 se presentan un resumen de los diferentes escenarios y temporadas del año simuladas, respectivamente para el Área Contractual No. 9 en el pozo *Bitol-1*. El pozo Bitol-1 es considerado para efectos de modelación como representativo, ya que presenta el mayor potencial de tasa de descarga derrame de hidrocarburo. Los efectos potenciales de *Alom-1* serán mucho menores a comparación a los del pozo Bitol-1 en temas de flujo de descarga (WC Alom-1: 1,767 STB/día vs. WC Bitol-1: 56,134 stb/día), como se vio en la sección *Estimación del Flujo de Descarga*.

Tabla 9.54 Escenarios simulados

Escenarios	Duración del derrame	Latitud (N)	Longitud (O)	Profundidad de la liberación (m)
Blowout (crudo)	22 días	18° 44' 30.818"N	93° 53' 43.639" O	Tirante de agua (146 m)
Blowout (crudo)	68 días	18° 44' 30.818"N	93° 53' 43.639" O	Tirante de agua (146 m)

Fuente: ERM, 2018

Tabla 9.55 Temporadas del año simuladas

Número	Temporada	Meses
1	Seca	marzo a mayo

¹³ Información obtenida del Informe Detallado de la Línea Base Ambiental para el Área Contractual No. 9 en el Golfo de México preparado por ERM.

Número	Temporada	Meses
2	Lluvias	junio a octubre
3	Frentes fríos anticiclónicos	noviembre a febrero

Fuente: ERM, 2018

Diseño de escenario

Se evaluaron dos escenarios para *Bitol-1*. Se evaluaron dos escenarios para predecir los impactos potenciales en el medio ambiente. En el primer escenario, el modelo simuló la liberación de petróleo desde el fondo del Golfo de México durante 22 días (1,234,948 STB), el cual es considerado el tiempo necesario para la instalación y control de pozo por medio del equipo Capping Stack. Se simuló un seguimiento de 14 días adicionales después de que se control el reventón.

El segundo escenario de reventón evaluó un reventón de 68 días (3,817,112 STB) seguido de 14 días adicionales después de lograr el control de pozo. Este escenario considera el tiempo necesario para controlar el reventón por medio de la perforación y construcción de un pozo de alivio.

Para el análisis probabilístico del reventón de 22 días, cubriendo un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas, se realizaron un total de 120 simulaciones (50 para la temporada lluviosa, 40 para la temporada de frentes fríos anticiclónicos y 30 para la temporada seca). Para el análisis probabilístico del reventón de 68 días, cubriendo un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas, se realizaron un total de 60 simulaciones (25 para la temporada lluviosa, 20 para la temporada de frentes fríos anticiclónicos y 15 para la temporada seca). Dichas simulaciones se llevaron a cabo para el Área Contractual No. 9 cubriendo 5 años de información hidrodinámica y meteorológica (desde el 1 de junio del 2009 hasta el 31 de mayo del 2014) con una simulación en cada mes.

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 crudo mediano, los grados específicos del American Petroleum Institute (API por sus siglas en inglés) es de 33° (0.8602 kg/L) y una viscosidad dinámica de 1.01 centipoise (cP). En la Tabla 9.9 y Tabla 9.10 de la sección 9.2.2, se presenta la composición y propiedades estimadas del hidrocarburo en el yacimiento, las cuales se utilizaron en el modelo de derrame COSIM. Las propiedades del crudo fueron simplificadas en los siguientes ocho grupos:

- Monoaromáticos (MAH por sus siglas en inglés)
- Poliaromáticos (PAH por sus siglas en inglés)
- C4-C5;
- iC5-C6
- C7-C8;
- C9-C10;
- C11-C17; y
- C18-C40

Al mismo tiempo, Se construyó una cuadrícula de derrame de crudo 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 crudo 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 crudo en la costa, cuando una partícula modelada entra en contacto con una celda de la misma. La cuadrícula del derrame de crudo, con un recuadro de la sub-cuadrícula de la costa, se muestra en la Figura 9.25.

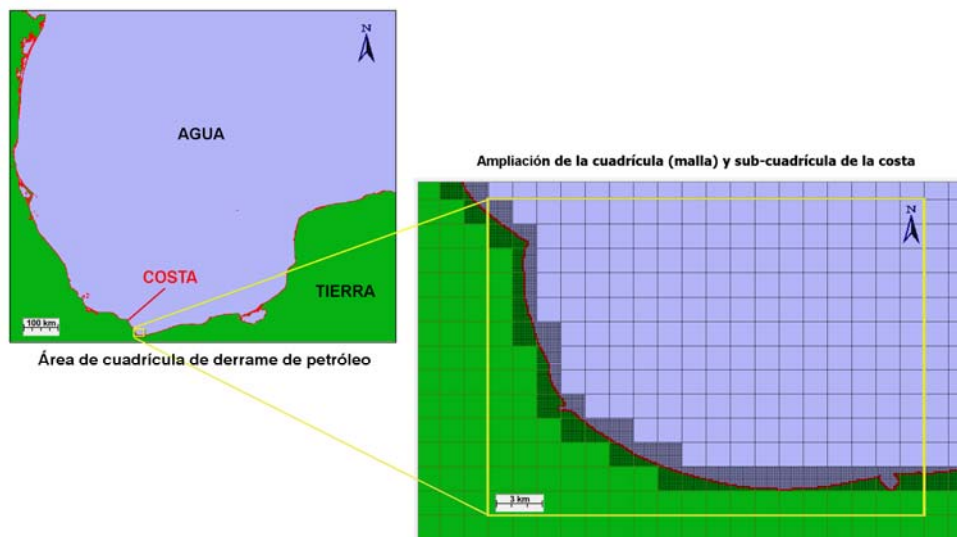


Figura 9.25 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa

Resultados de modelaciones.

Resultado para modelaciones de toxicidad, fuego y explosión.

Como resultado de la evaluación de consecuencias realizada para la determinación de zonas de alto riesgo y amortiguamiento, se presentan los radios de las áreas de afectación por la generación de los escenarios indicados en la Tabla 9.56.

Las hojas de resultados para los escenarios de simulación pueden encontrarse en el Anexo 9.8 de este documento.

Tabla 9.56 Radios potenciales de afectación

No. De Escenario	Descripción del escenario	Radios de afectación (m)							
		Dispersión de nube tóxica		Radiación térmica			Ondas de sobrepresión		
		IDLH a)	TLV-TWA b)	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 dentro de la plataforma semi-sumergible, CMP y CC (Toxicidad)	1,352.5	2,237.8	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible, CMP y CC (Radiación térmica)	N/A	N/A	3.0 para 12.7 KW/m ²	28.0	66.5	N/A	N/A	N/A
3	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible, CMP (Explosión)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	20.2 para 8.8 Psi	166.7	348.1
4	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible, CC (Explosión)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	34.6 para 8.8 Psi	285.0	595.2
5	Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible, CMP (Radiación térmica).	N/A	N/A	8.5 para 28.2 KW/m ²	31.9	74.3	N/A	N/A	N/A
6	Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la UMP, CC (Radiación térmica).	N/A	N/A	33.4 para 20.0 KW/m ²	87.0	209.4	N/A	N/A	N/A

a) Zona de alto riesgo por daño a equipos; b) Zona de alto riesgo; c) Zona de amortiguamiento; N/O No ocurre; N/A No aplica; Metano: a) IDLH: 2,000 ppm, b) TLV-TWA: 1,000 ppm

Resultados de modelaciones de derrame de hidrocarburo al mar

Tabla 9.57 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm³/d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 22 días por los tres peores casos

	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	
Escenario	Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb	Área máxima con crudo visible en la superficie oceánica	Área superficial > 1µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del crudo en la costa)	Total de petróleo en la costa	Longitud del petróleo en la costa
	km ²	km ²	km ²	días	TM	km
Temporada lluviosa (junio a octubre)	50,740	224,627	213,595	3.25	34,577	203
Temporada frentes fríos anticiclónicos (noviembre a febrero)	61,273	241,997	222,334	3.75	36,064	116
Temporada Seca (marzo a mayo)	89,708	215,852	193,754	2.5	19,299	291

bpd = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; TM: Toneladas Métricas
HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos

Tabla 9.58 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm³/d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 68 días por los tres peores casos

	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	
Escenario	Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb	Área máxima con crudo visible en la superficie oceánica	Área superficial > 1µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del crudo en la costa)	Total de petróleo en la costa	Longitud del petróleo en la costa
	km ²	km ²	km ²	días	TM	km
Temporada lluviosa (junio a octubre)	150,940	577,472	554,254	4.25	74,238	696
Temporada frentes fríos anticiclónicos (noviembre a febrero)	294,001	623,948	583,776	6.75	82,896	548
Temporada Seca (marzo a mayo)	276,416	563,855	557,757	3.25	64,450	818

bpd = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; TM: Toneladas Métricas
HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos

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

Planos de afectación de los resultados de modelaciones de toxicidad, fuego y explosión

En esta sección se presentan los radios de afectación para los casos máximos probables (Escenarios 1, 2, 3 y 5) de los eventos que producirían los mayores radios de afectación hacia el medio ambiente, el personal y las instalaciones en la Figura 9.26, Figura 9.27, Figura 9.28 y Figura 9.29. Los resultados mostrados en las figuras anteriores serán analizados en la sección 9.5.3.2. Por último, el informe completo de los mapas con los radios potenciales afectación pueden encontrarse en el Anexo 9.9

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

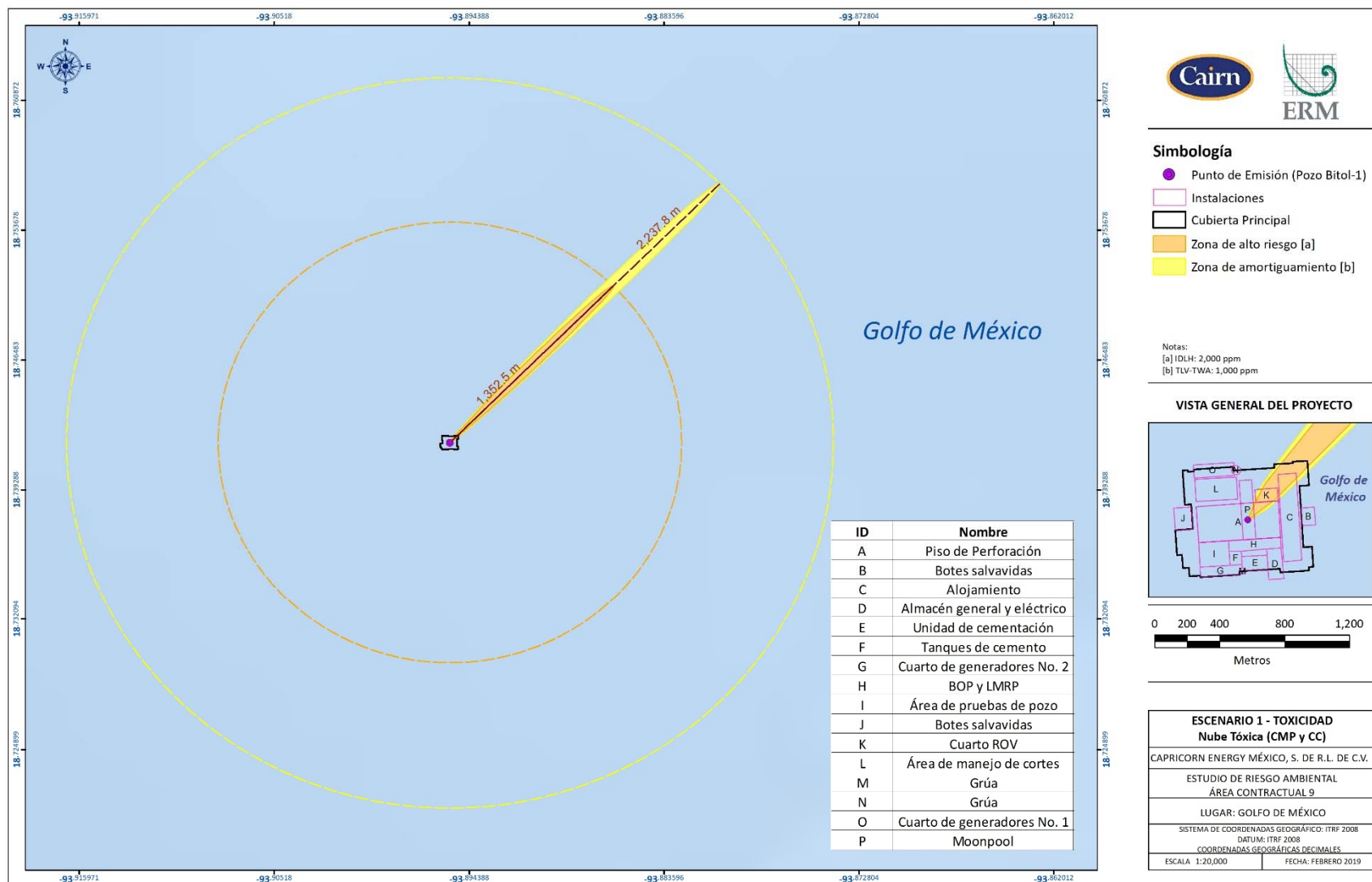


Figura 9.26 Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Toxicidad)

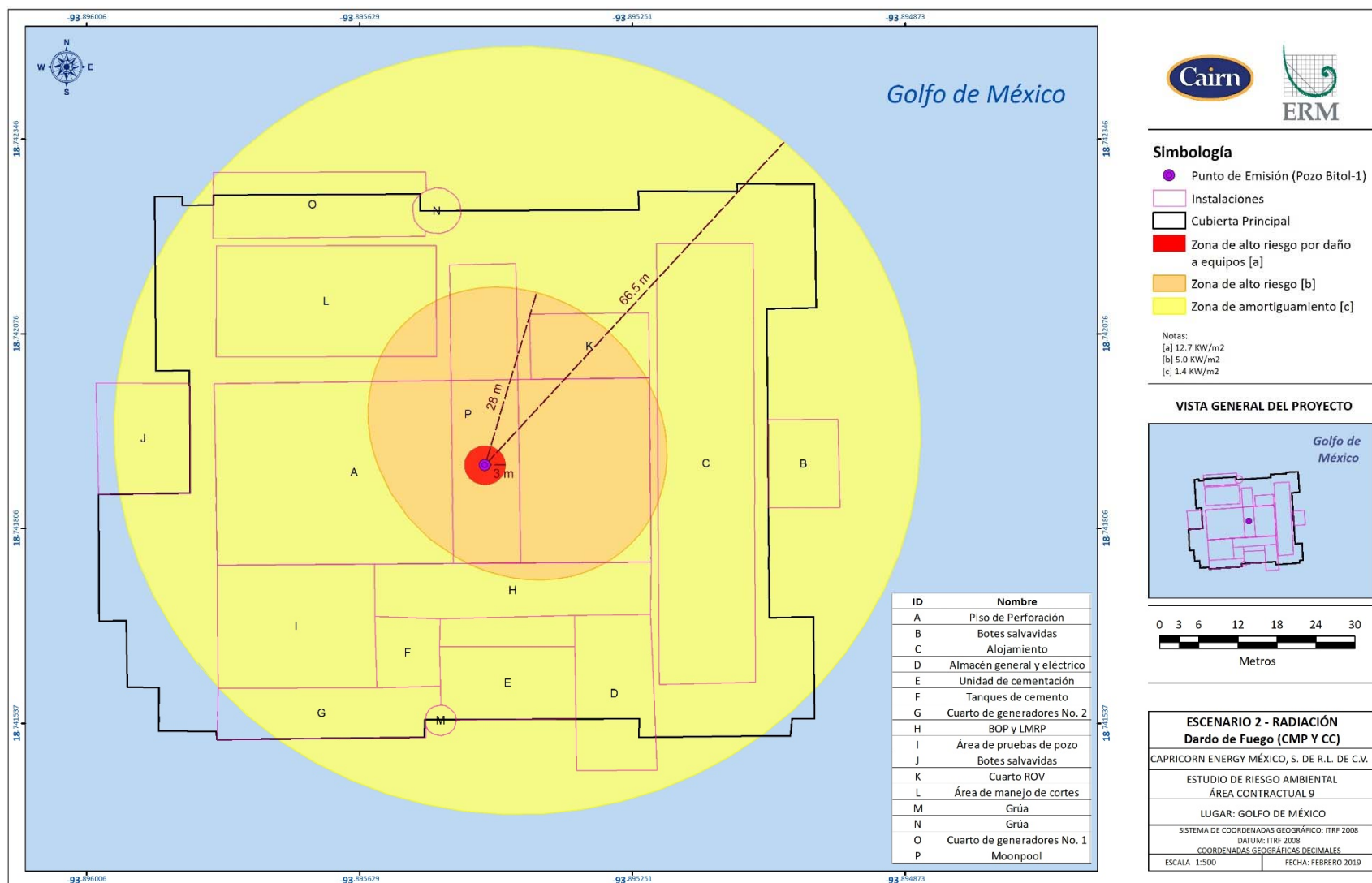


Figura 9.27 Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica)

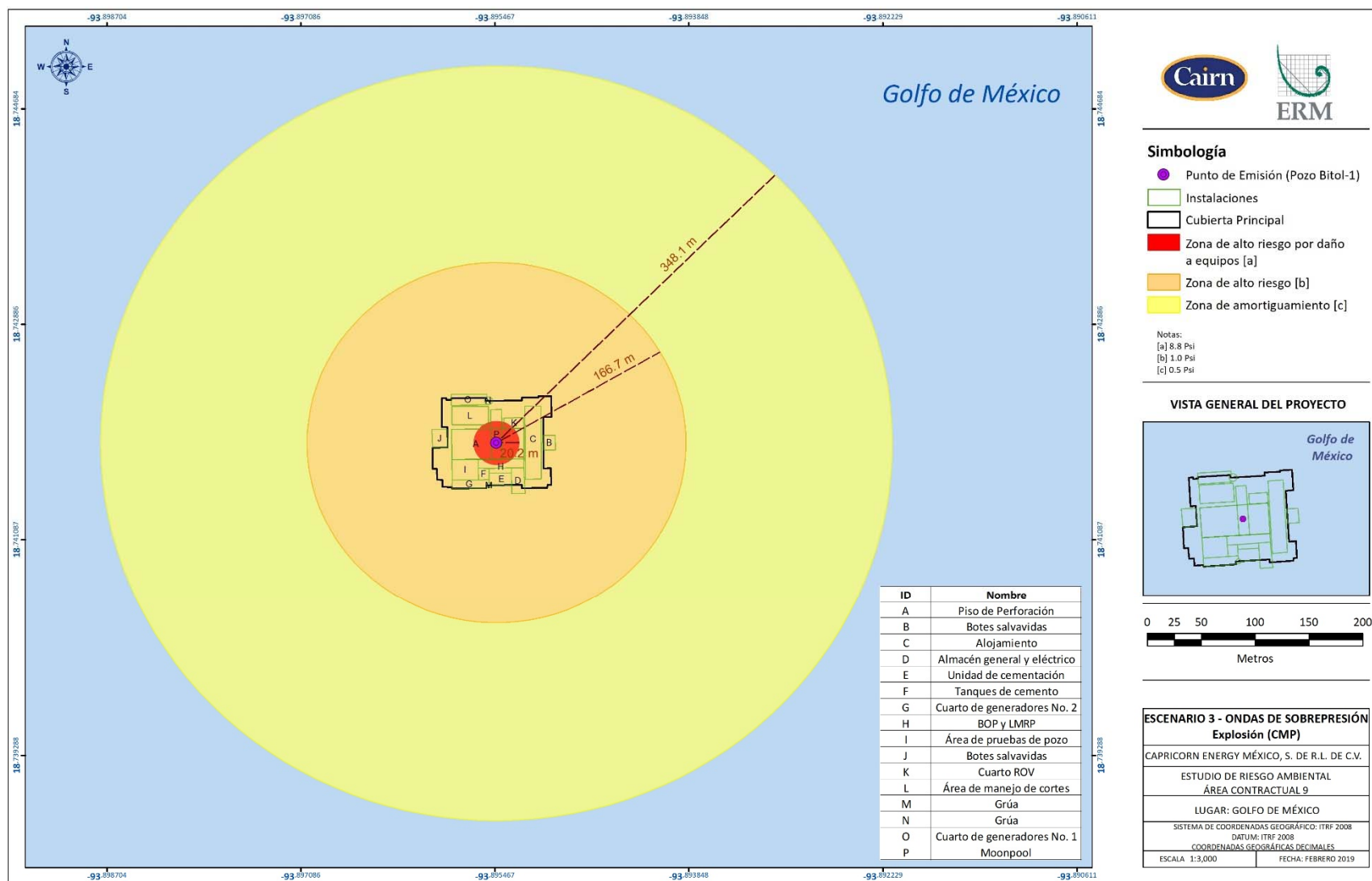


Figura 9.28 Escenario 3. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Explosión)

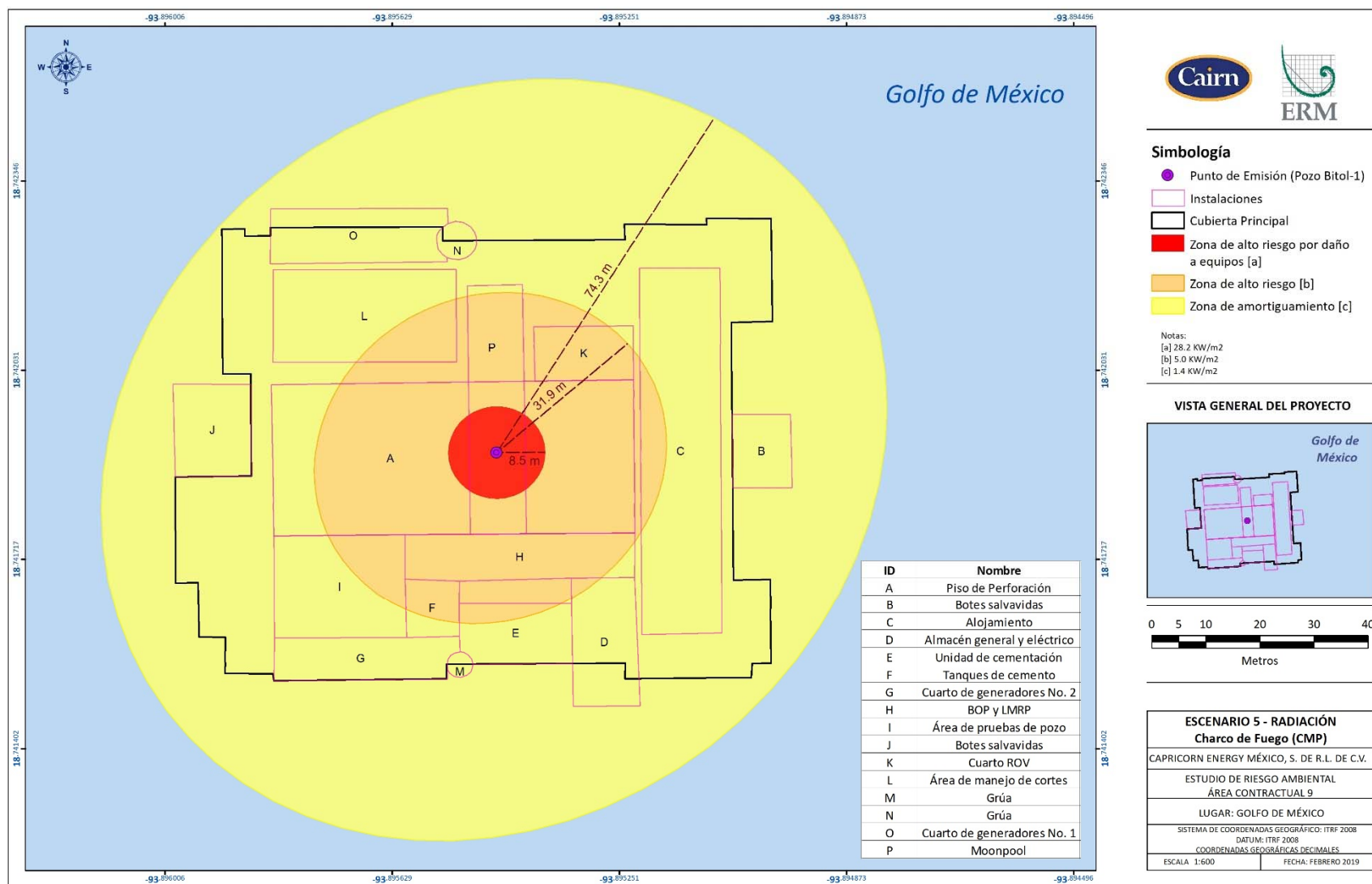


Figura 9.29 Escenario 5. Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica)

Planos de afectación de los resultados de modelaciones de derrame de hidrocarburo

Derrame por 22 días de 8,925 Sm³/d (promedio) de Crudo en el Golfo de México para los tres peores casos

De la Figura 9.30 a la Figura 9.32 se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica durante la temporada lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca, respectivamente. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, menor debido a que el evento fue evaluado como improbable por el equipo evaluador en la sesión de identificación de peligros.

De la Figura 9.33 a la Figura 9.35, 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 22 días. En estas figuras se puede apreciar el área de mayor probabilidad de impacto de las zonas costeras cercanas al AC9 que podrían resultar afectadas.

De la Figura 9.36 a la Figura 9.38, se muestran las trayectorias de los peores casos identificados (WC: *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua, Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera y Mayor masa de hidrocarburo en las costas*, respectivamente) durante las temporadas modeladas para el escenario con de derrame con de 22 días. 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 uno de los WC para cada una de las temporadas se encuentran disponibles en el Anexo 9.9. Al mismo tiempo, los resultados para los WC para cada temporada fueron presentados en la Tabla 9.57

Adicionalmente, en la Figura 9.39, se presenta el escenario de mayor superficie con máxima concentración de componentes aromáticos disueltos (HAD) del petróleo. El peor escenario se dio en la temporada seca, con un área de superficie en riesgo de 89,701 m², como se ve en la Tabla 9.57 de resultados. Estas fracciones disueltas presentan un riesgo y un problema de respuesta diferentes de los de las formas en vapor y líquido libre de los productos y tienen implicaciones para la vida acuática. Las figuras con espesor HAD de las temporadas restantes se encuentran en el anexo 9.9

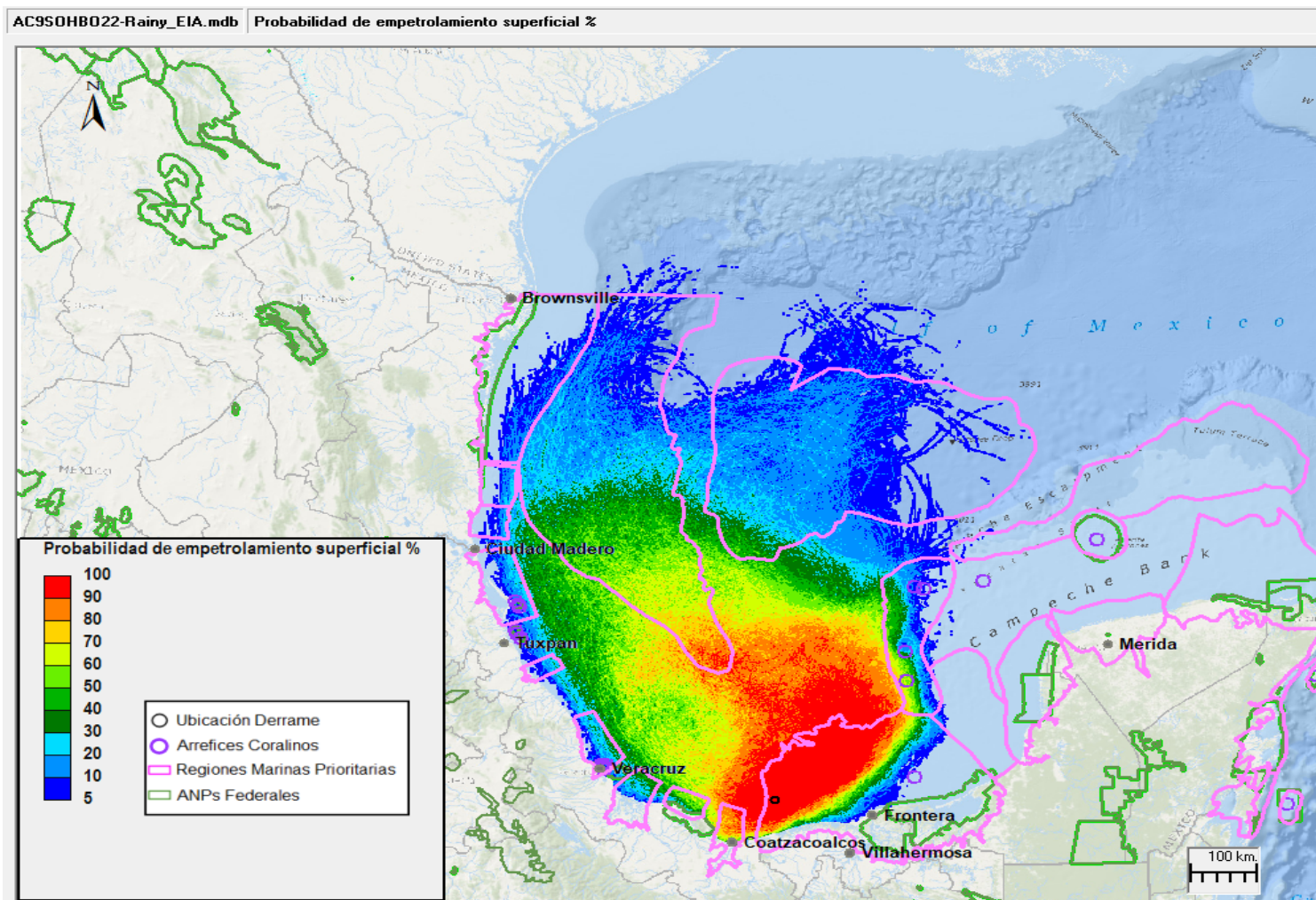


Figura 9.30 Blowout (Veintidos Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa

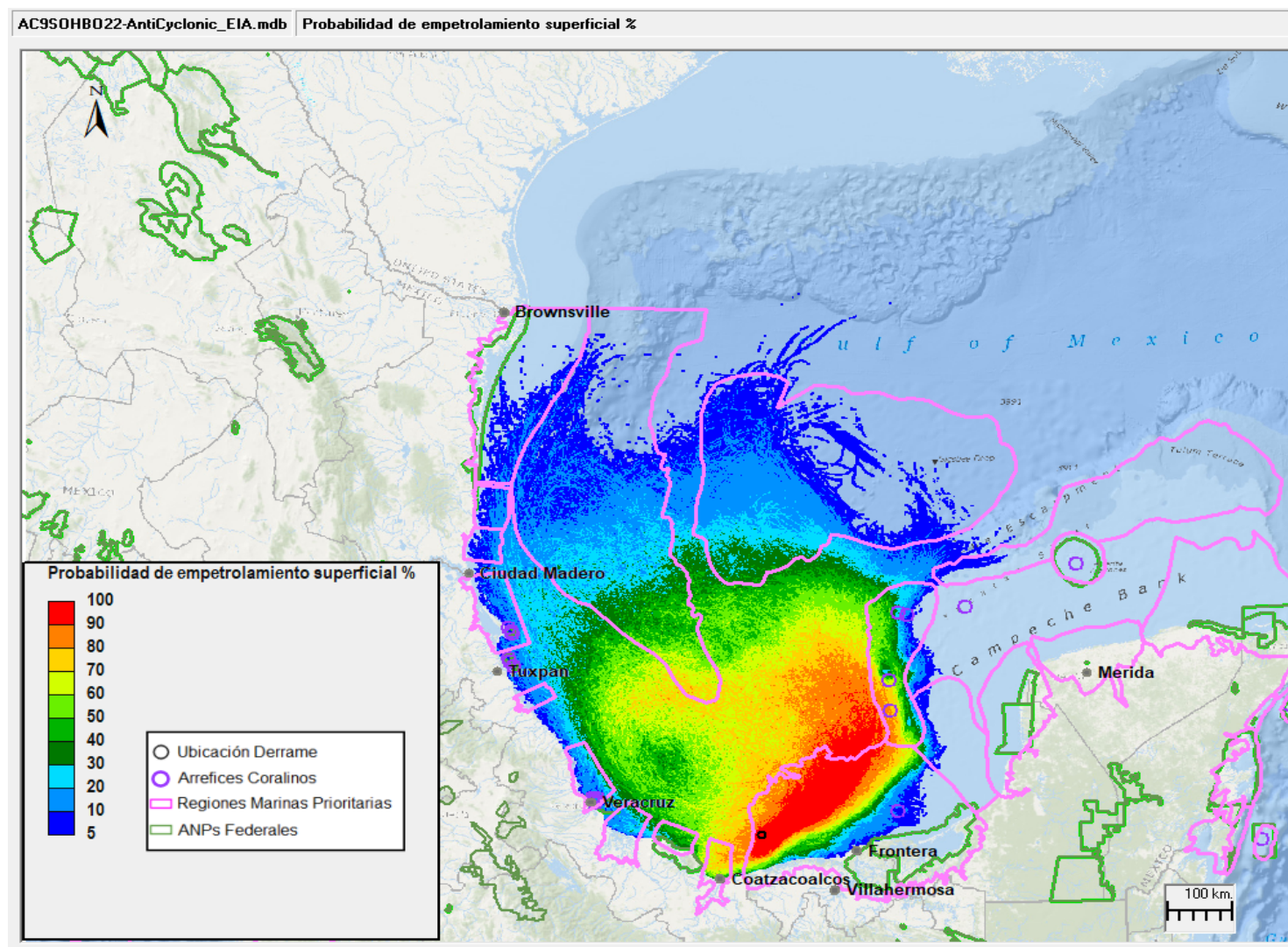


Figura 9.31 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, frentes fríos anticiclónicos

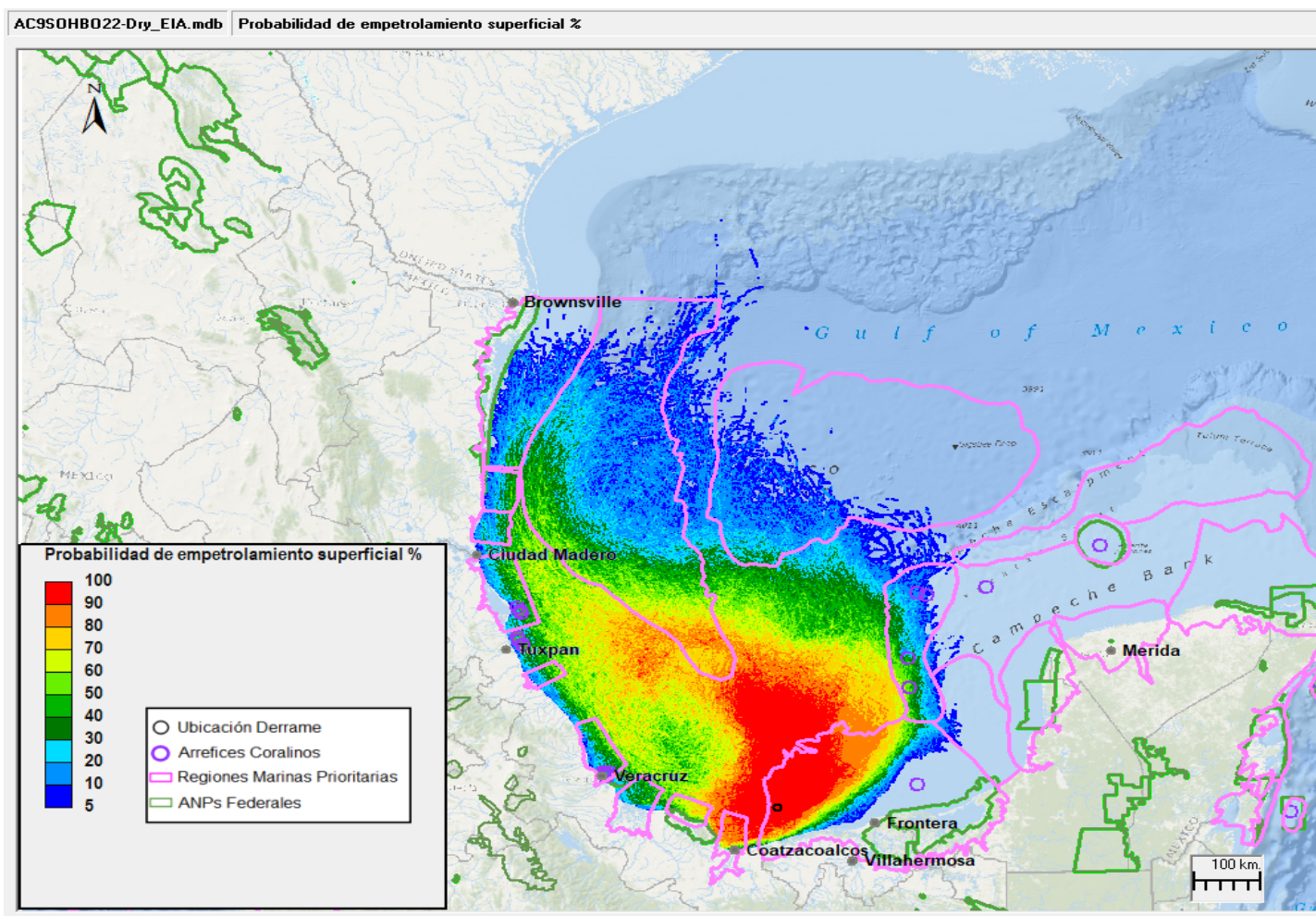


Figura 9.32 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México

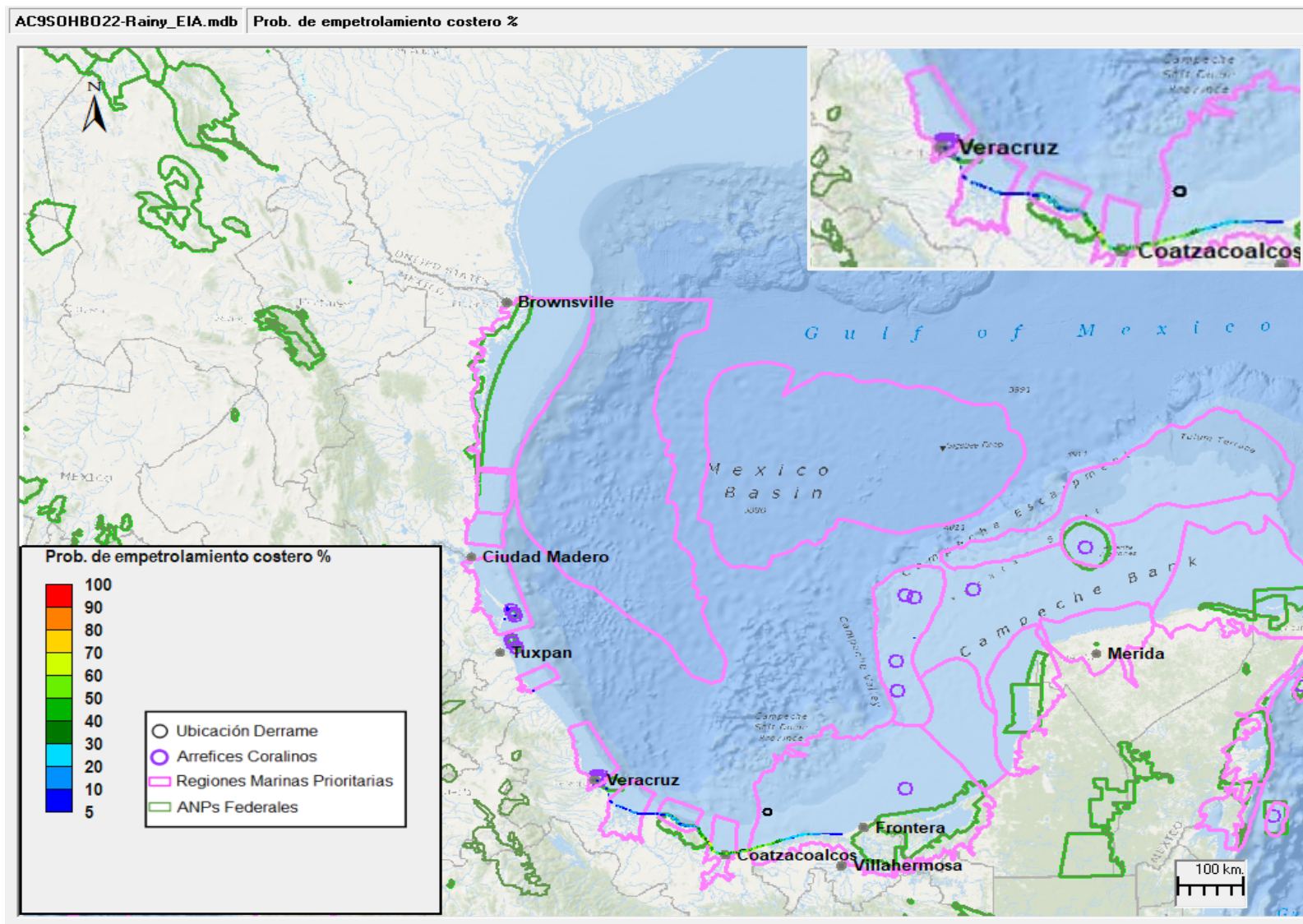


Figura 9.33 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos lluviosa

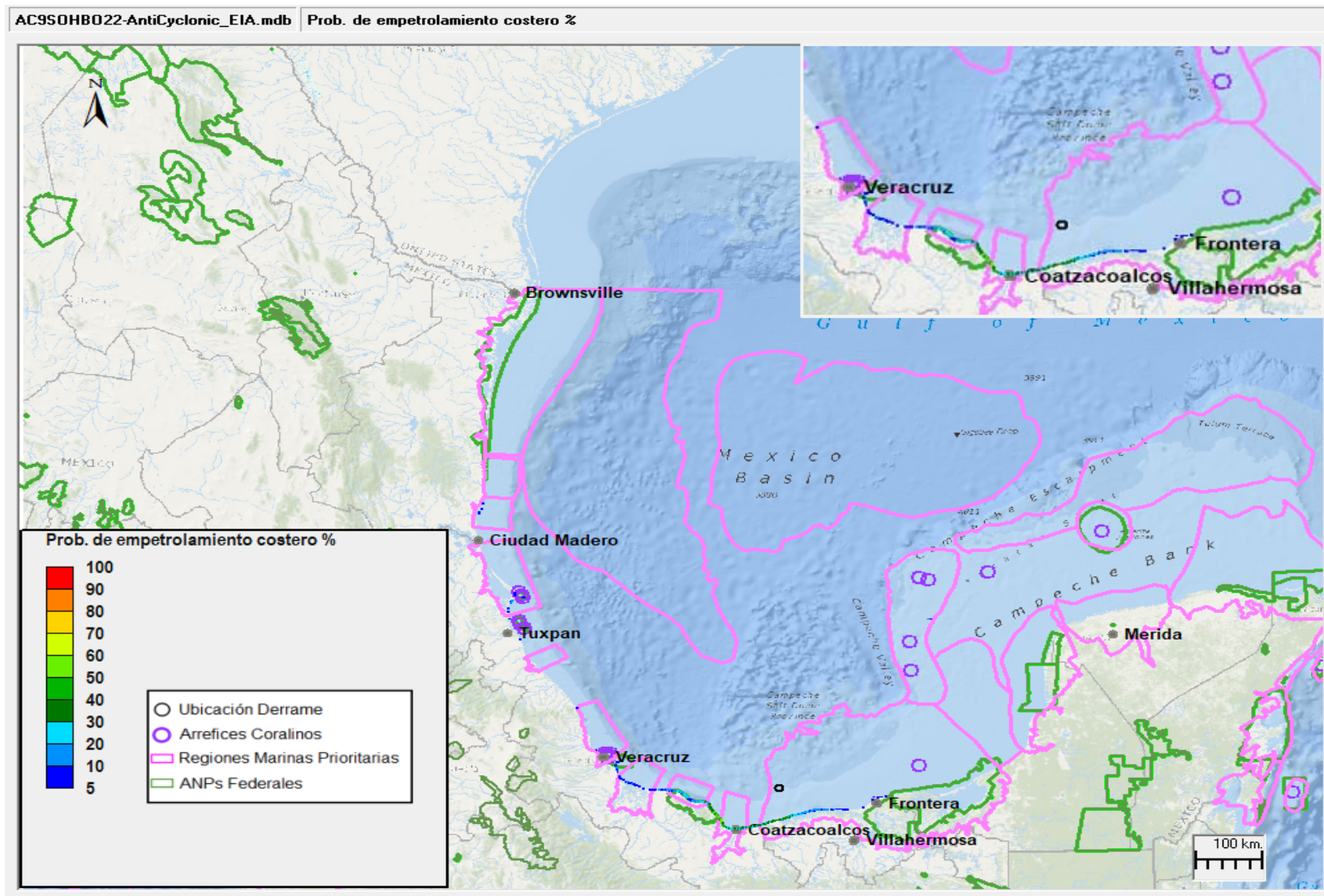
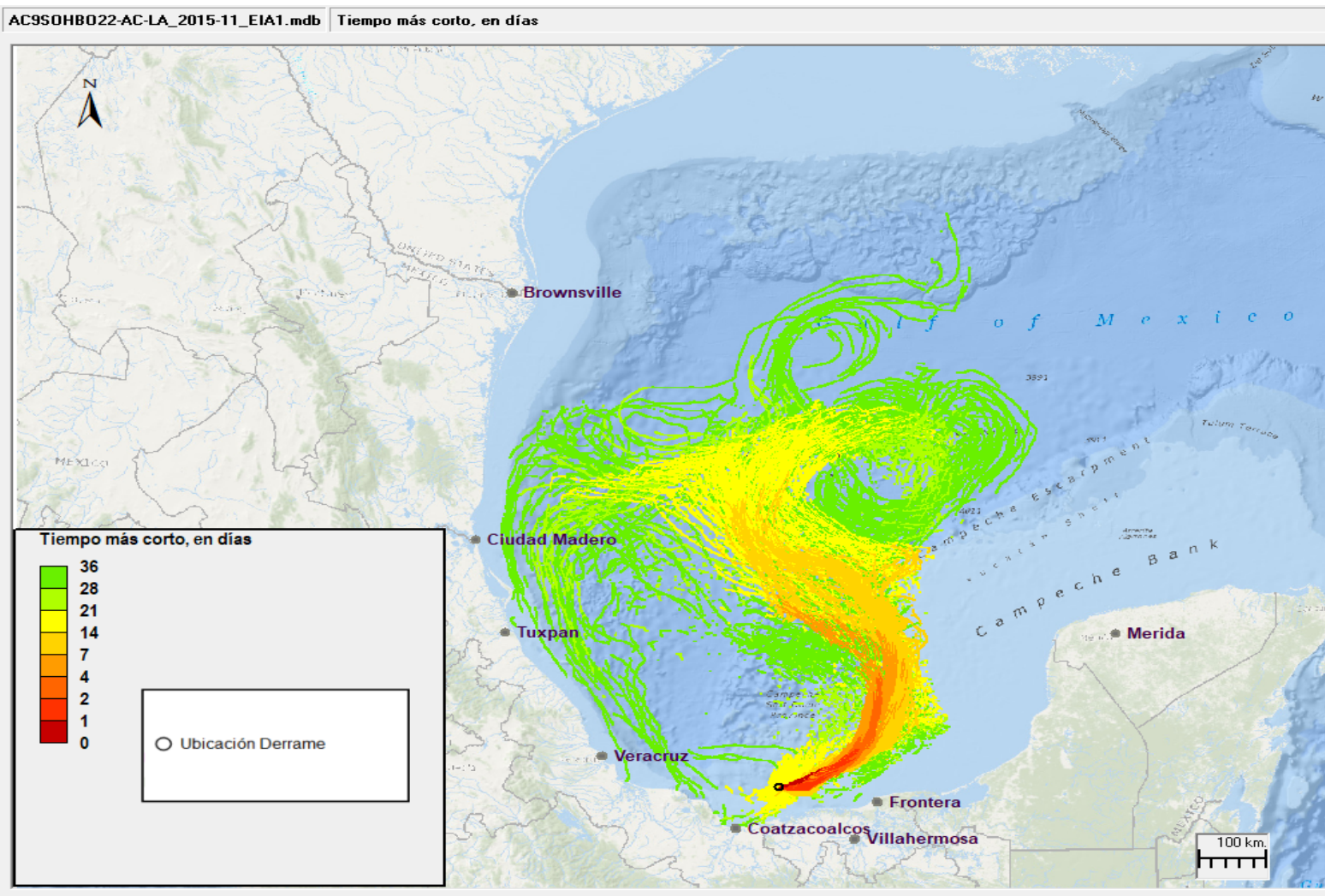


Figura 9.34 Blowout (Veintidós Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos

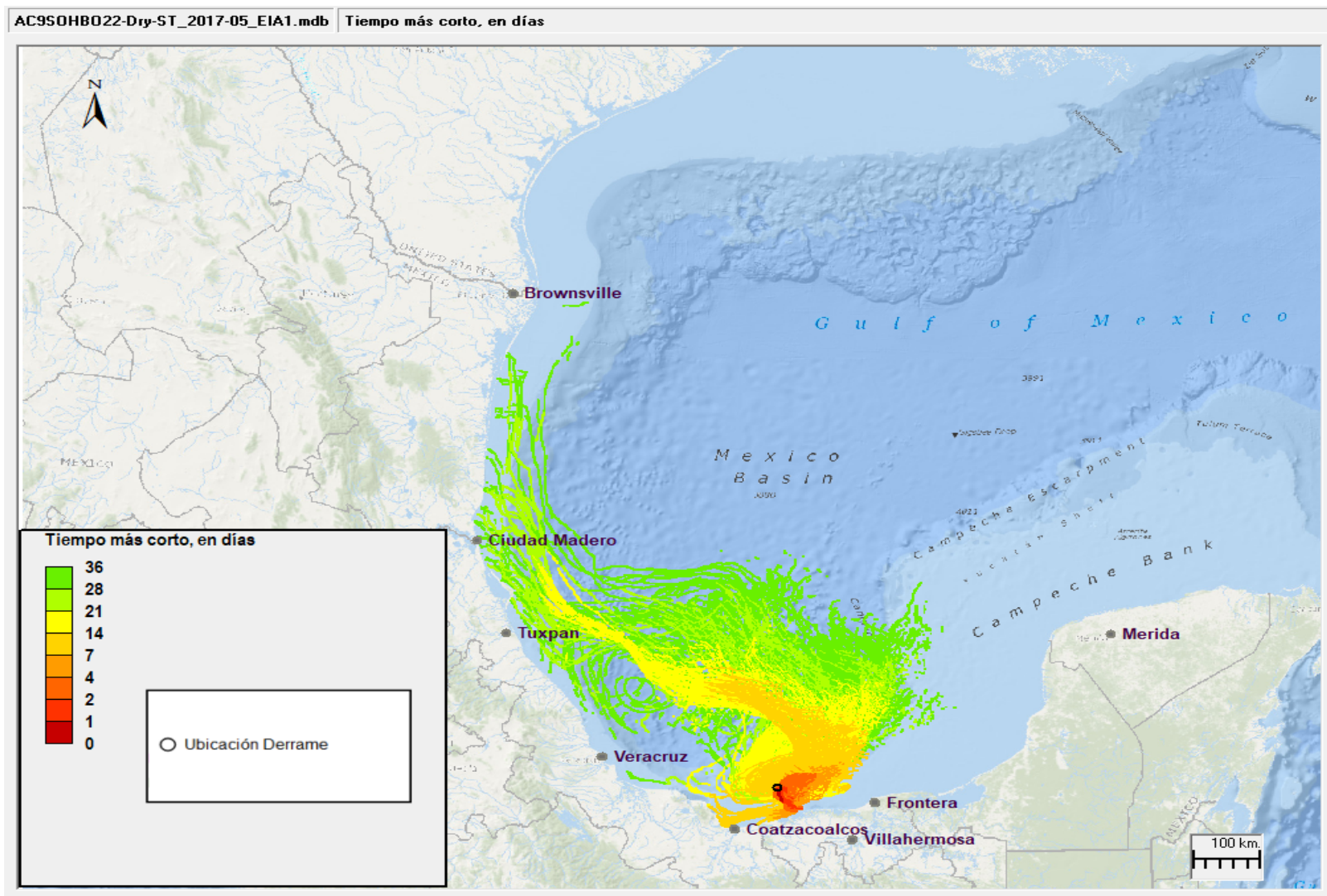


Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México



Área Máxima con crudo visible en la superficie oceánica: 241,997 km²

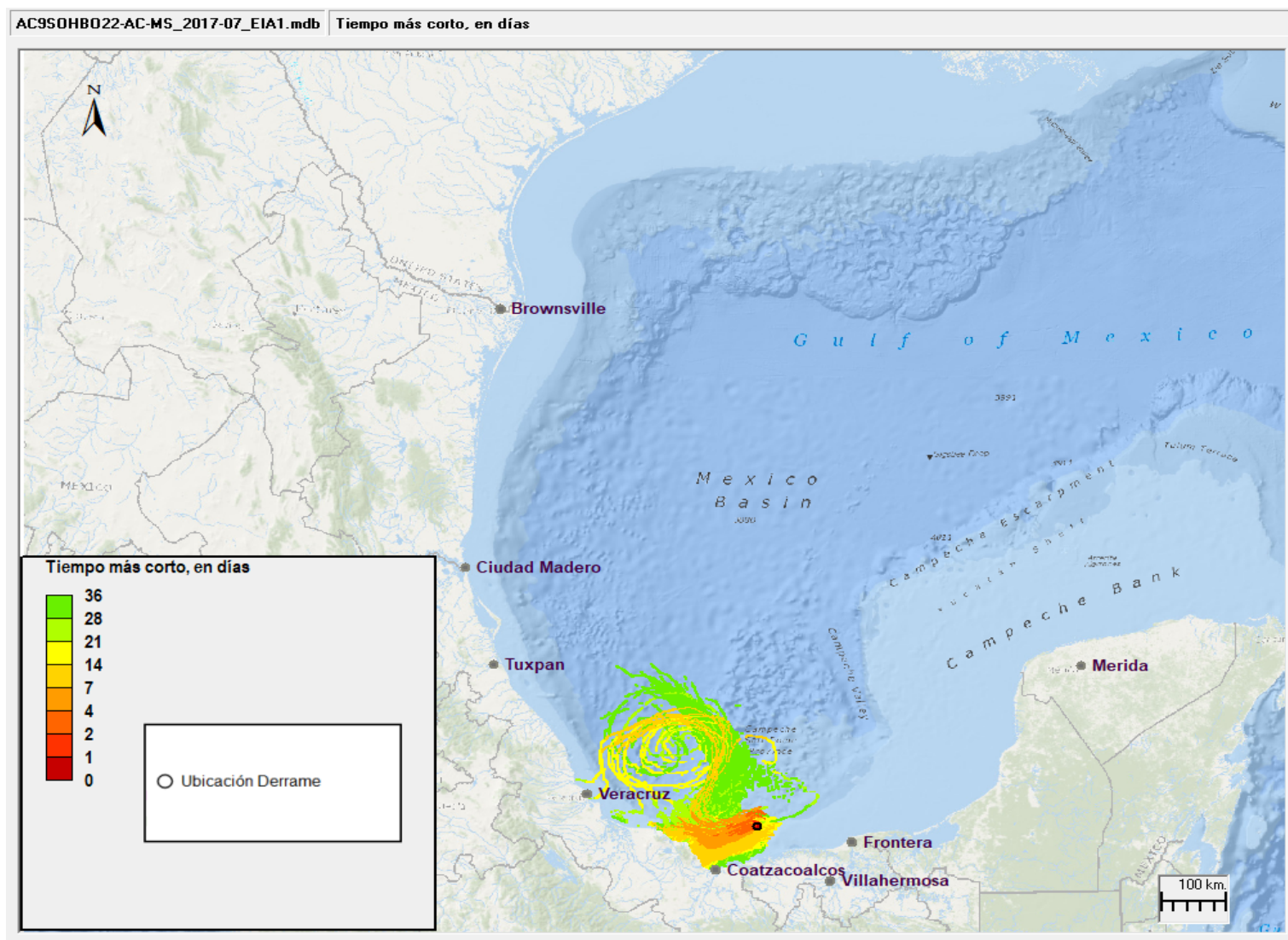
Figura 9.36 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Blowout (Veintidós Días): Tiempo de Llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónicos



Tiempo de llegada a costa: 2.5 días

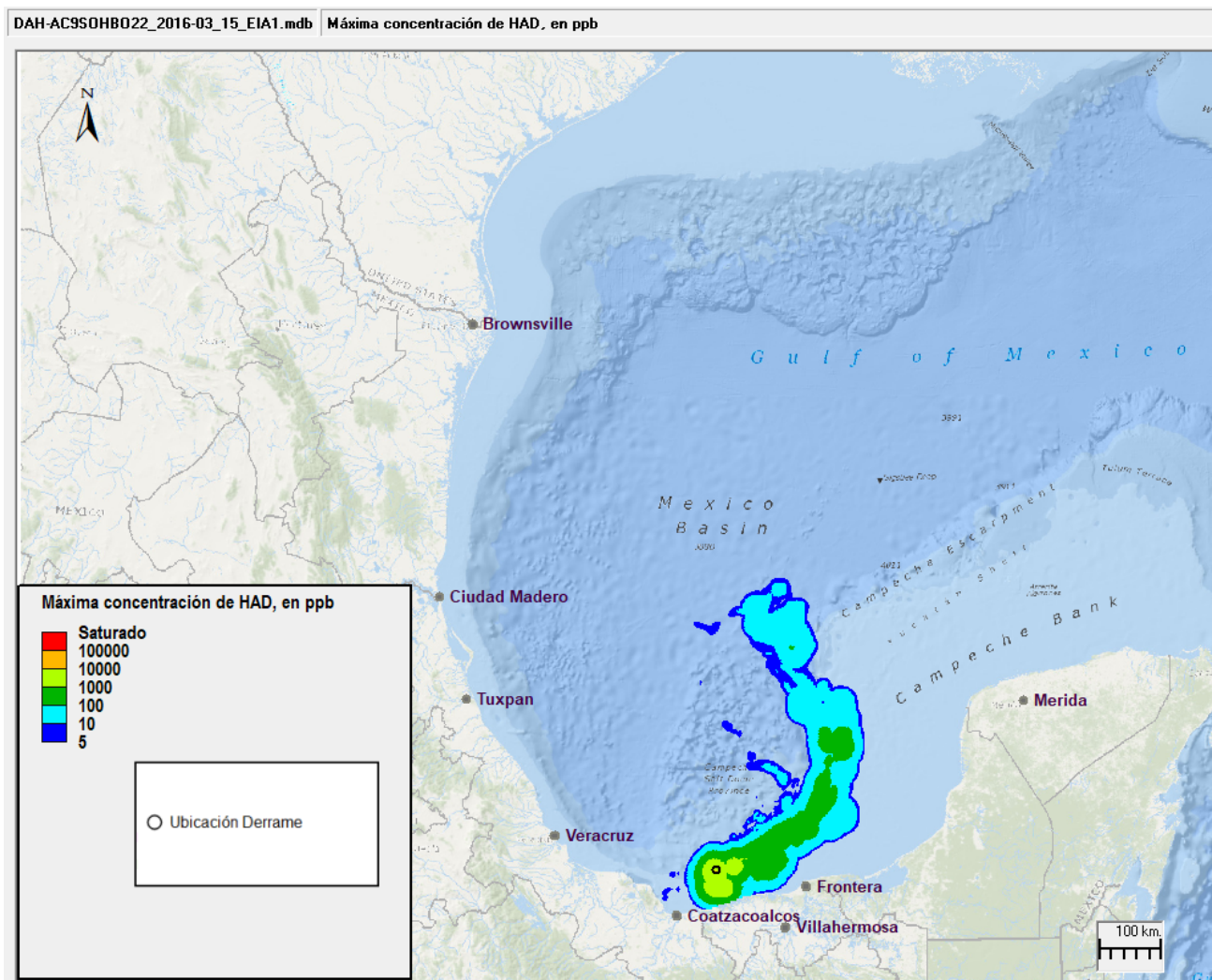
Figura 9.37 Trayectoria *Tiempo más corto* para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Blow-out (Veintidós Días): Temporada seca

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México



Masa total depositada en costa: 36,064 toneladas métricas

Figura 9.38 Trayectoria Mayor masa de hidrocarburo en las costas - Blow-out (Veintidós Días): Tiempo de llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónico



Área de superficie en riesgo de HAD (<5ppm): 89,708 m²

Figura 9.39 Escenario máximo de HAD - Blow-out (Sesenta y ocho Días): Temporada seca, Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua.

Derrame por 68 días de 8,925 Sm³/d (promedio) de Crudo en el Golfo de México para los tres peores casos

De la Figura 9.40 a la Figura 9.42 se presentan probabilidades que agrupan las 120 simulaciones realizadas para el AC9 (50 para la temporada lluviosa, 40 para la temporada de frentes fríos anticiclónicos y 30 para la temporada seca): Se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica durante la temporada lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca, respectivamente. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, menor debido a que el evento fue evaluado como improbable por el equipo evaluador en la sesión de identificación de peligros.

De la Figura 9.43 a la Figura 9.45, 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 68 días. En estas figuras se puede apreciar el área de mayor probabilidad de impacto de las zonas costeras cercanas al AC9 que podrían resultar afectadas.

De la Figura 9.46 a la Figura 9.48, se muestran las trayectorias de los peores casos identificados (WC: *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua, Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera y Mayor masa de hidrocarburo en las costas*, respectivamente) durante las temporadas modeladas para el escenario con de derrame con de 68 días. 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 uno de los WC para cada una de las temporadas se encuentran disponibles en el Anexo 9.9. Al mismo tiempo, los resultados para los WC para cada temporada fueron presentados en la Tabla 9.58.

Adicionalmente, en la Figura 9.49, se presenta el escenario de mayor superficie con máxima concentración de componentes aromáticos disueltos (HAD) del petróleo. El peor escenario se dio en la temporada de frentes fríos anticiclónicos, con un área de superficie en riesgo de 294,001 m², como se ve en la Tabla 9.58 de resultados. Estas fracciones disueltas presentan un riesgo y un problema de respuesta diferentes de los de las formas en vapor y líquido libre de los productos y tienen implicaciones para la vida acuática. Las figuras con espesor HAD de las temporadas restantes se encuentran en el anexo 9.9.

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de
la Cuenca Salina, Golfo de México

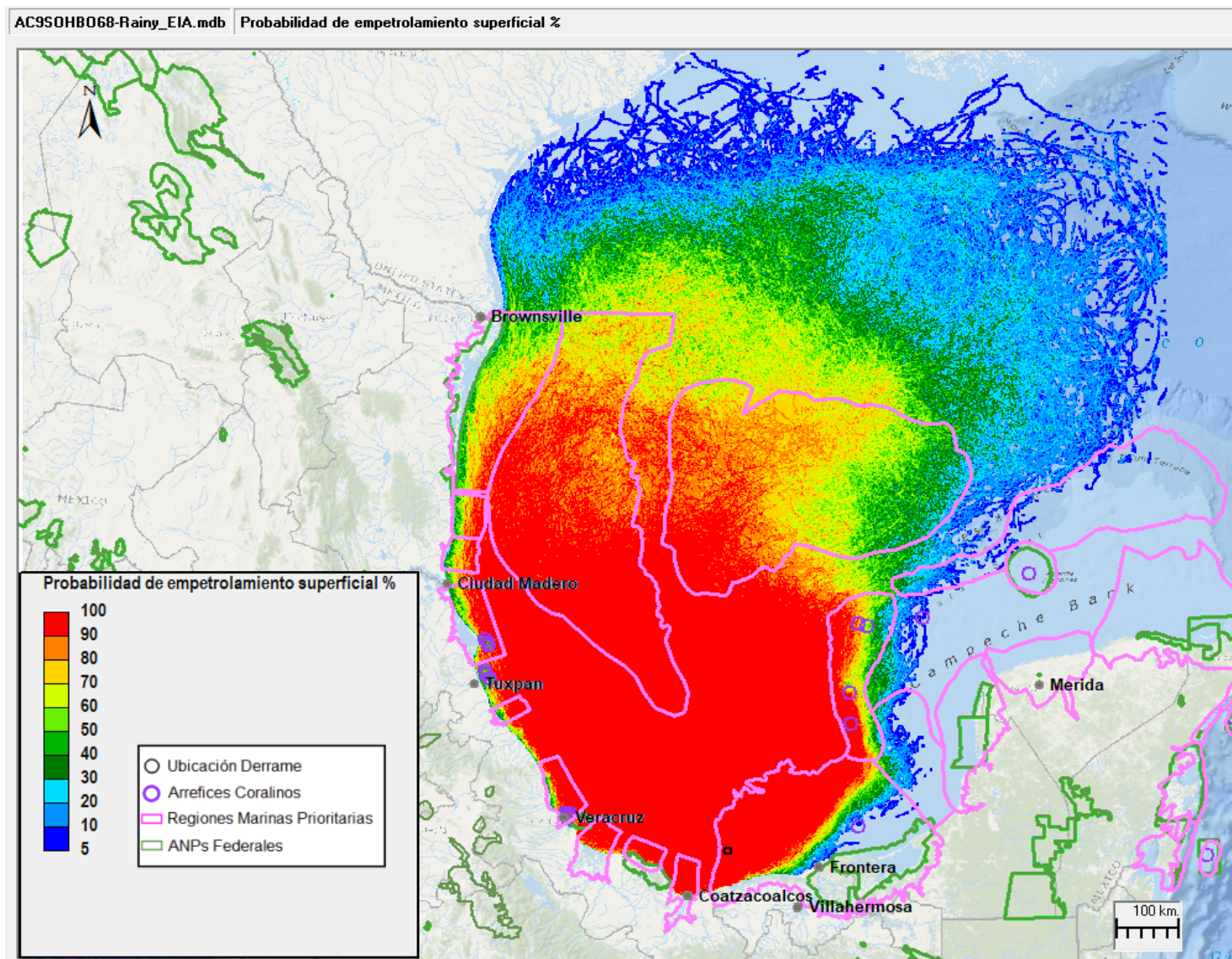


Figura 9.40 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa

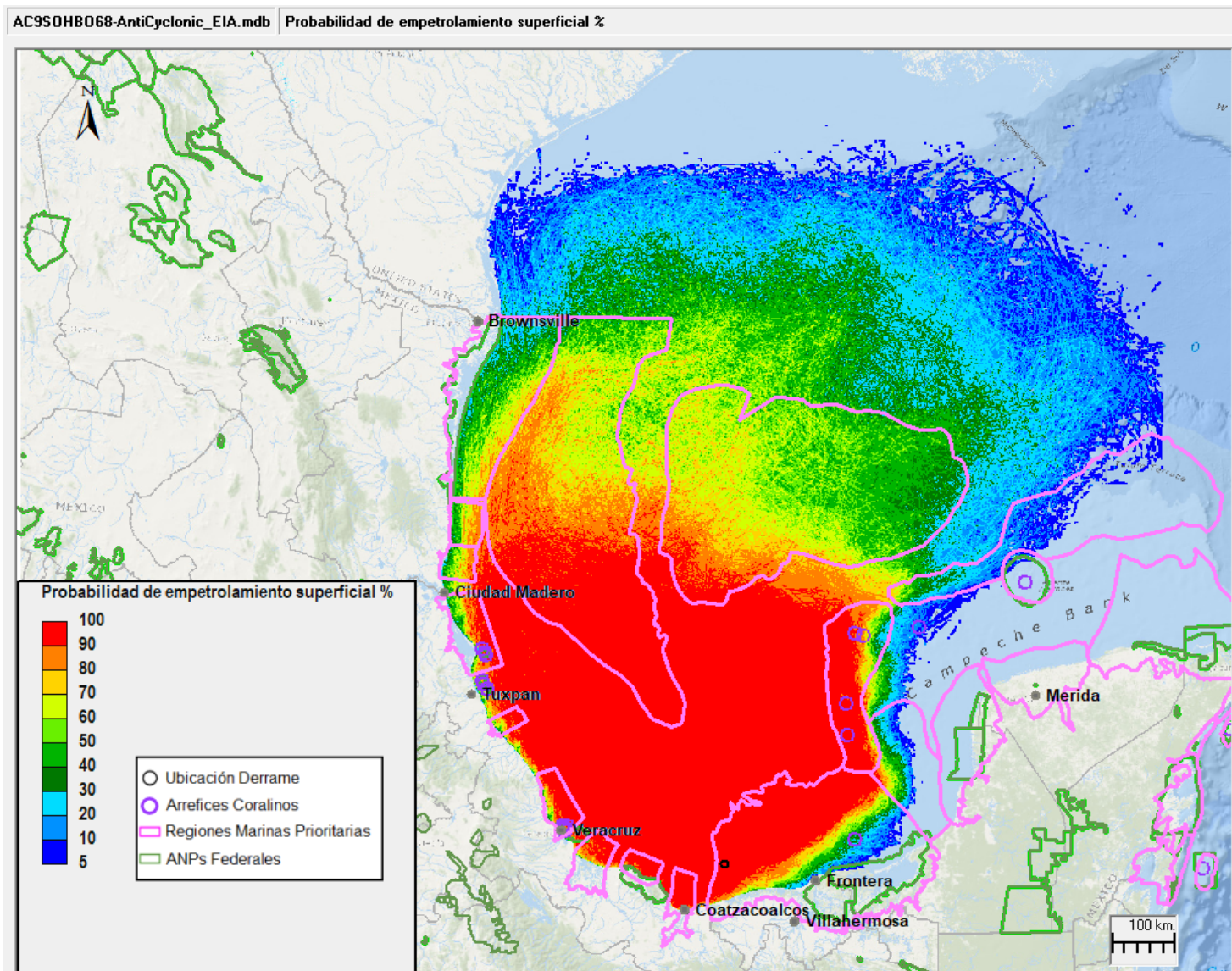


Figura 9.41 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, frentes fríos anticiclónicos

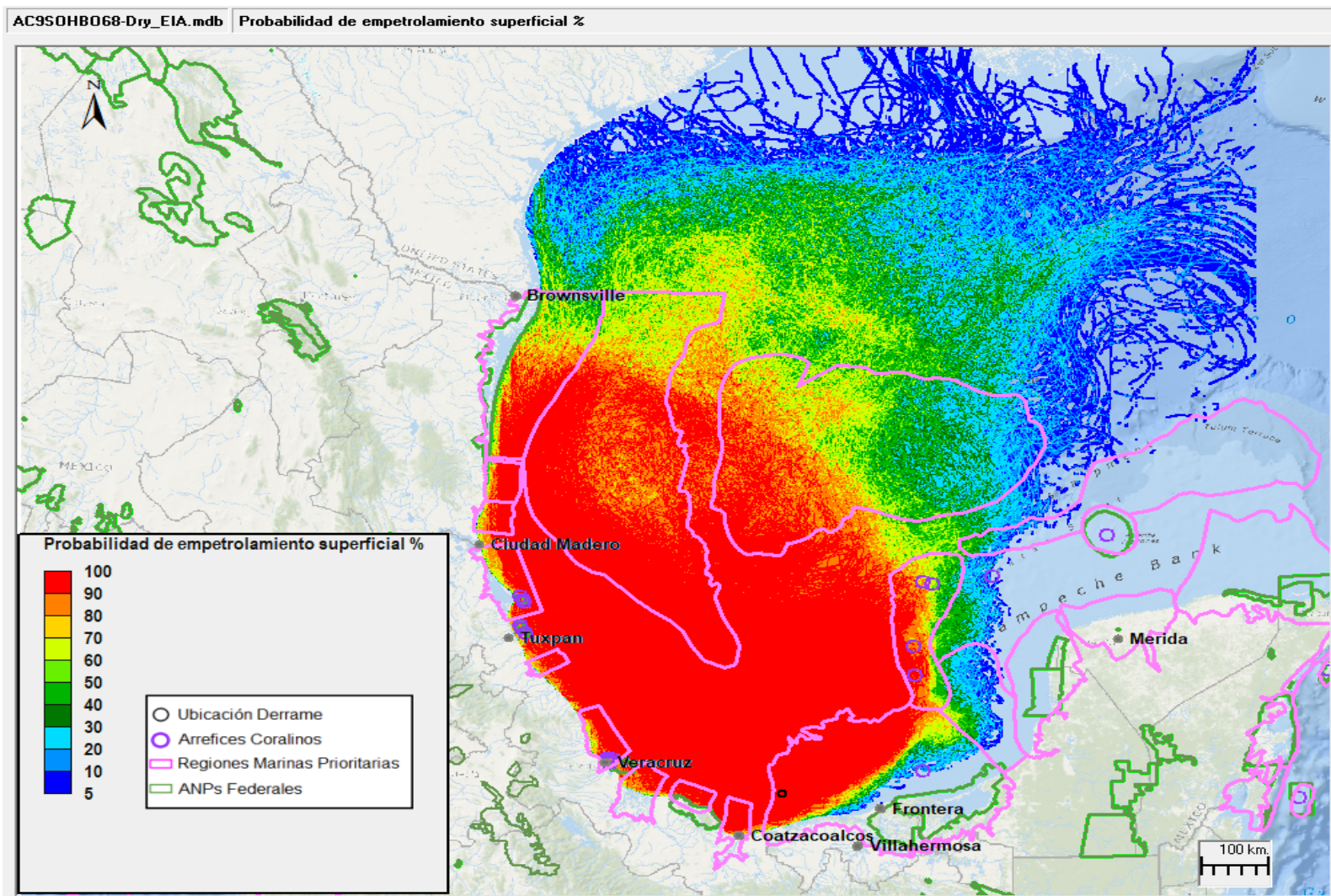


Figura 9.42 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de
la Cuenca Salina, Golfo de México

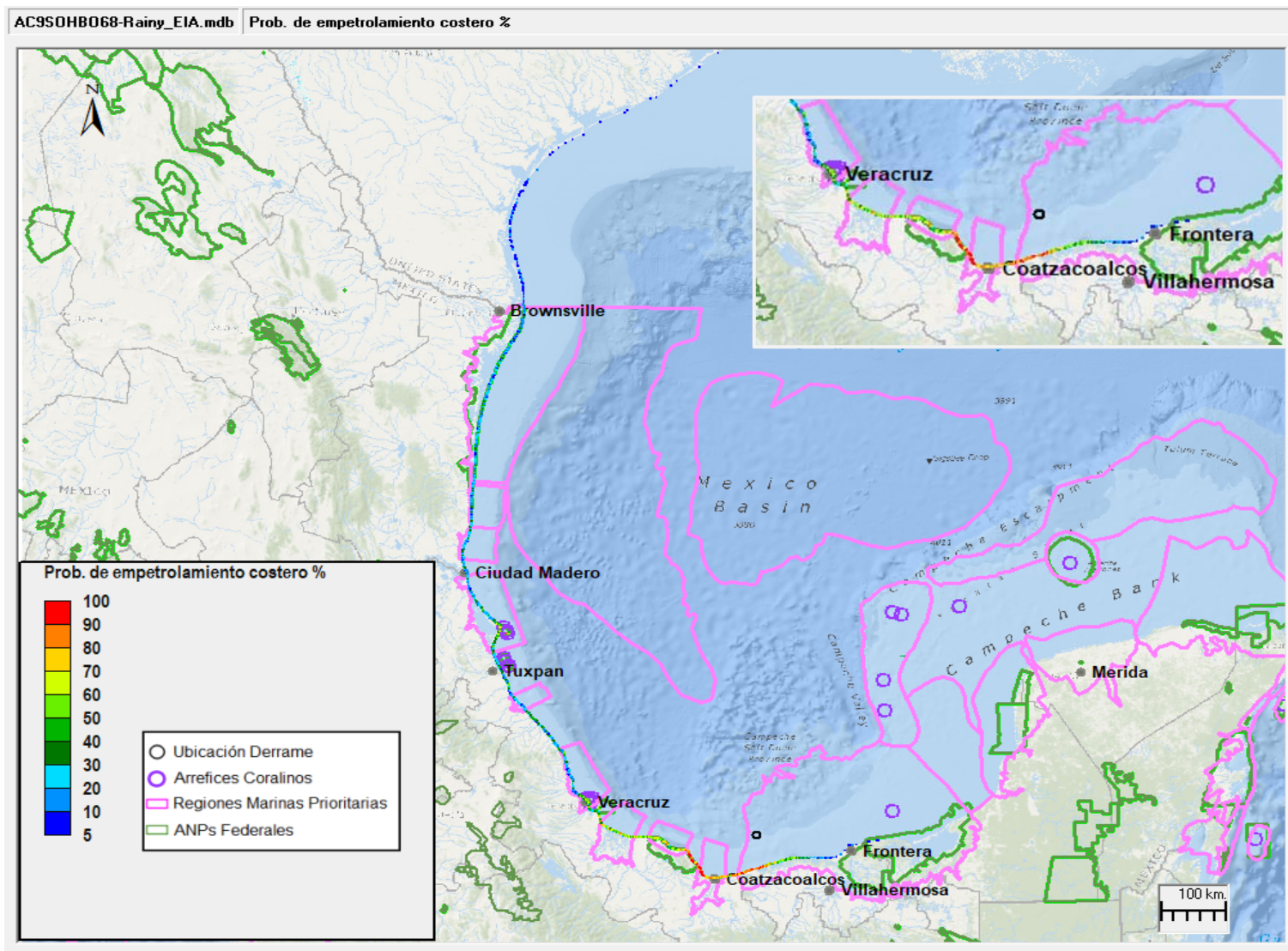


Figura 9.43 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos lluviosa

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de
la Cuenca Salina, Golfo de México

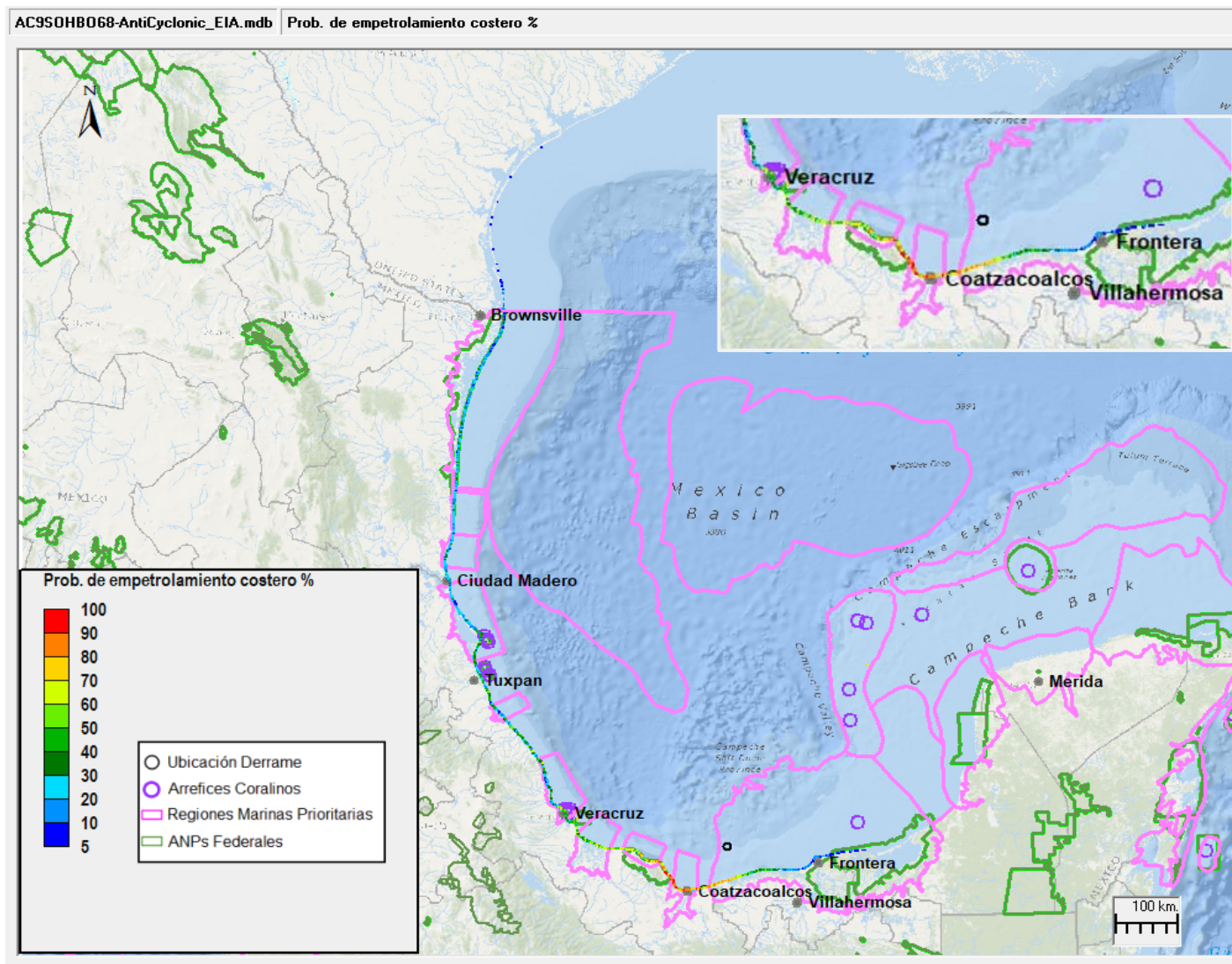
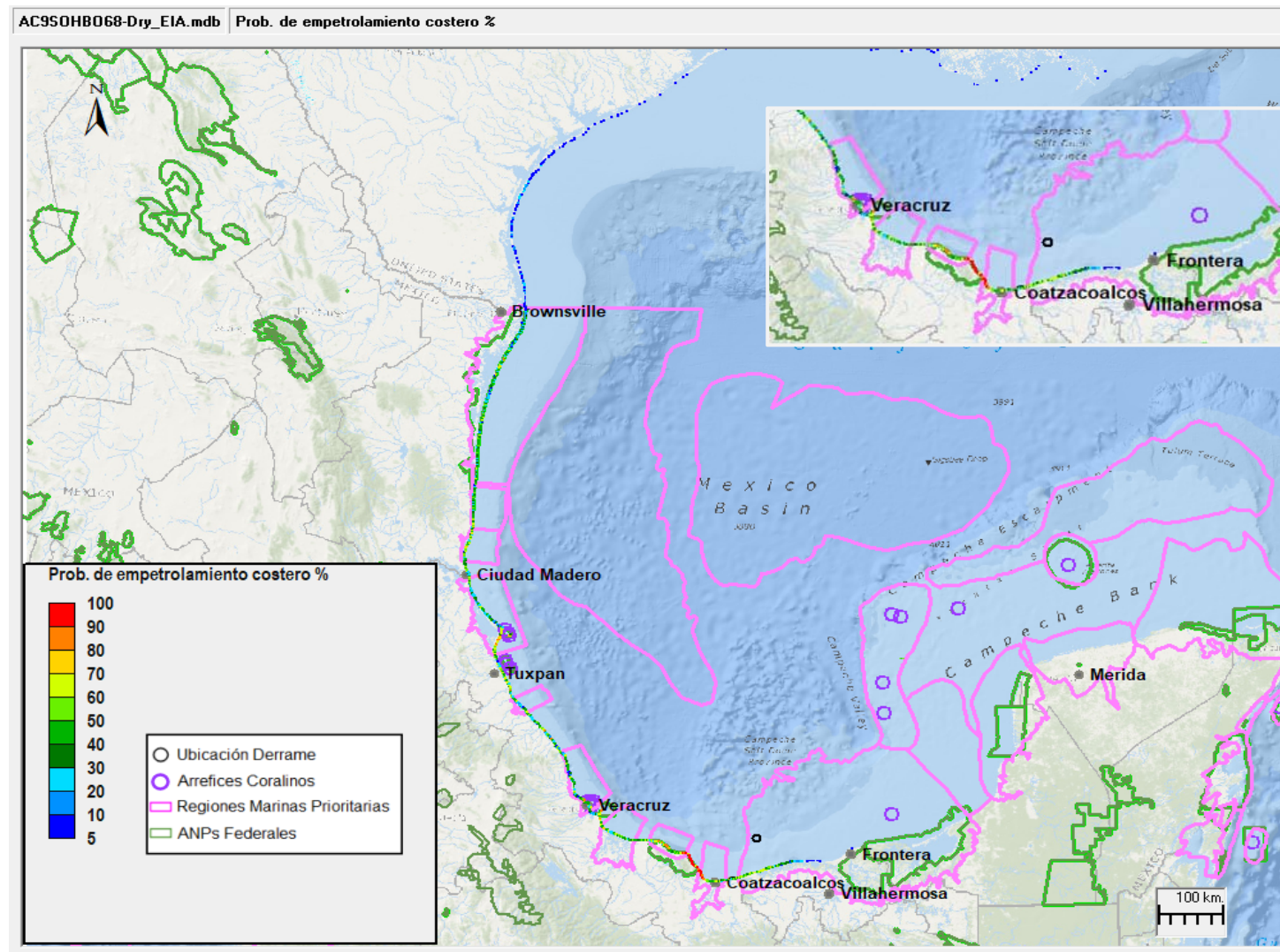


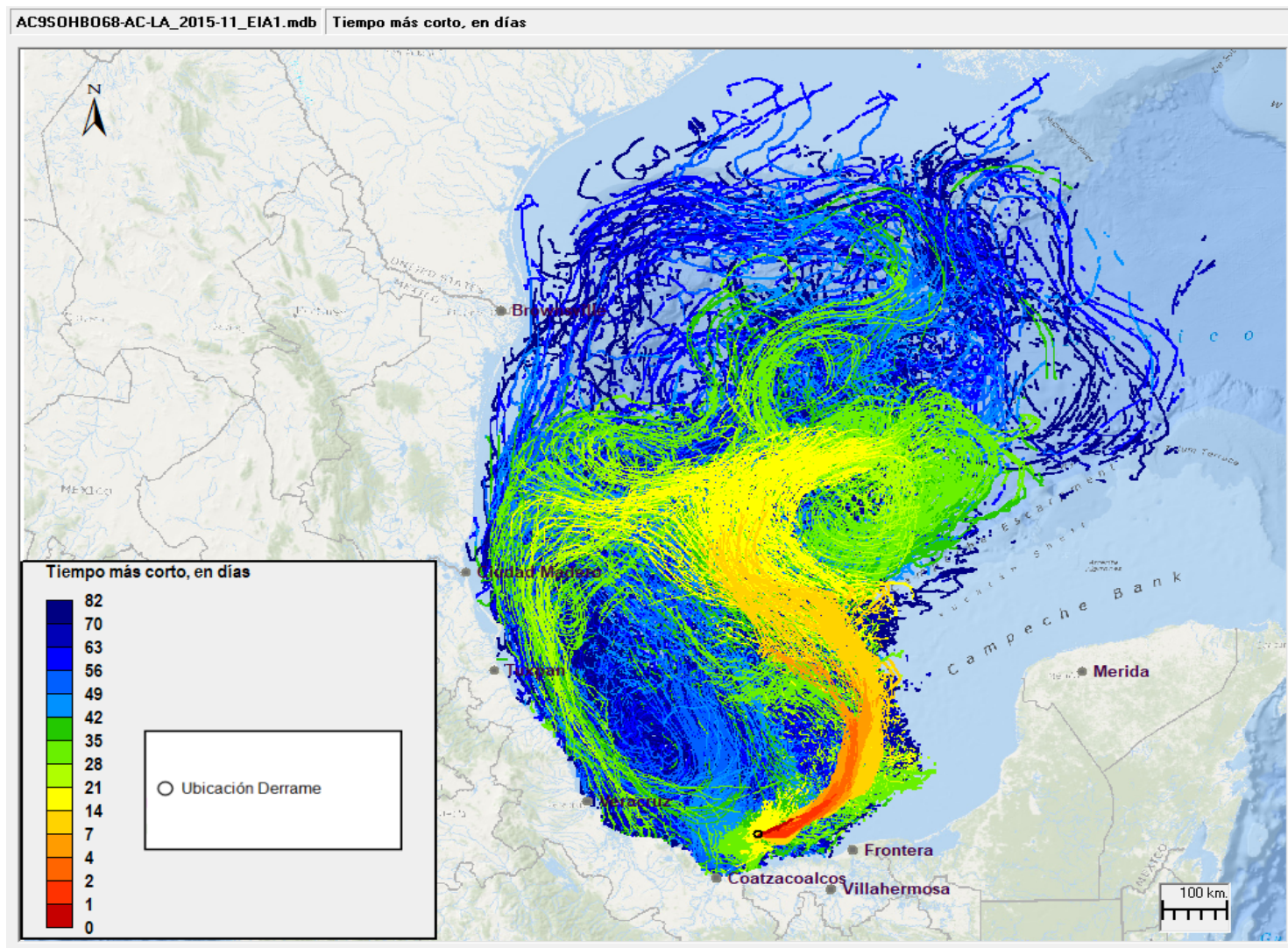
Figura 9.44 Blowout (Sesenta y ocho Días)- Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos

www.erm.com Versión: 1.0 No de Proyecto: 0432348 Cliente: Capricorn Energy México, S. de R.L. de C.V

Marzo, 2019 Página 155



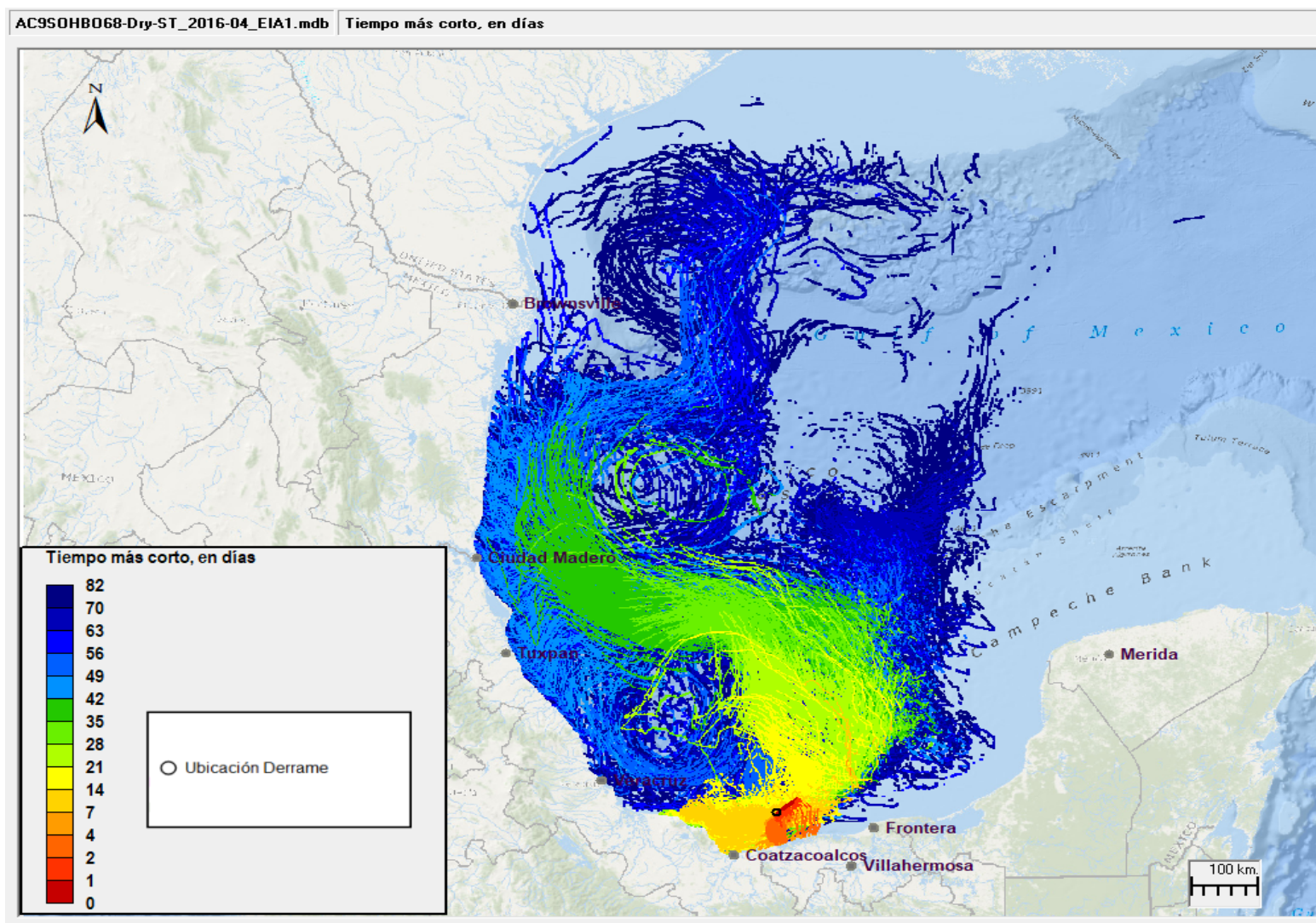
Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la Cuenca Salina, Golfo de México



Área máxima con crudo visible en la superficie oceánica: 623,948 km²

Figura 9.46 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Blowout (Sesenta y ocho Días): Tiempo de llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónicos

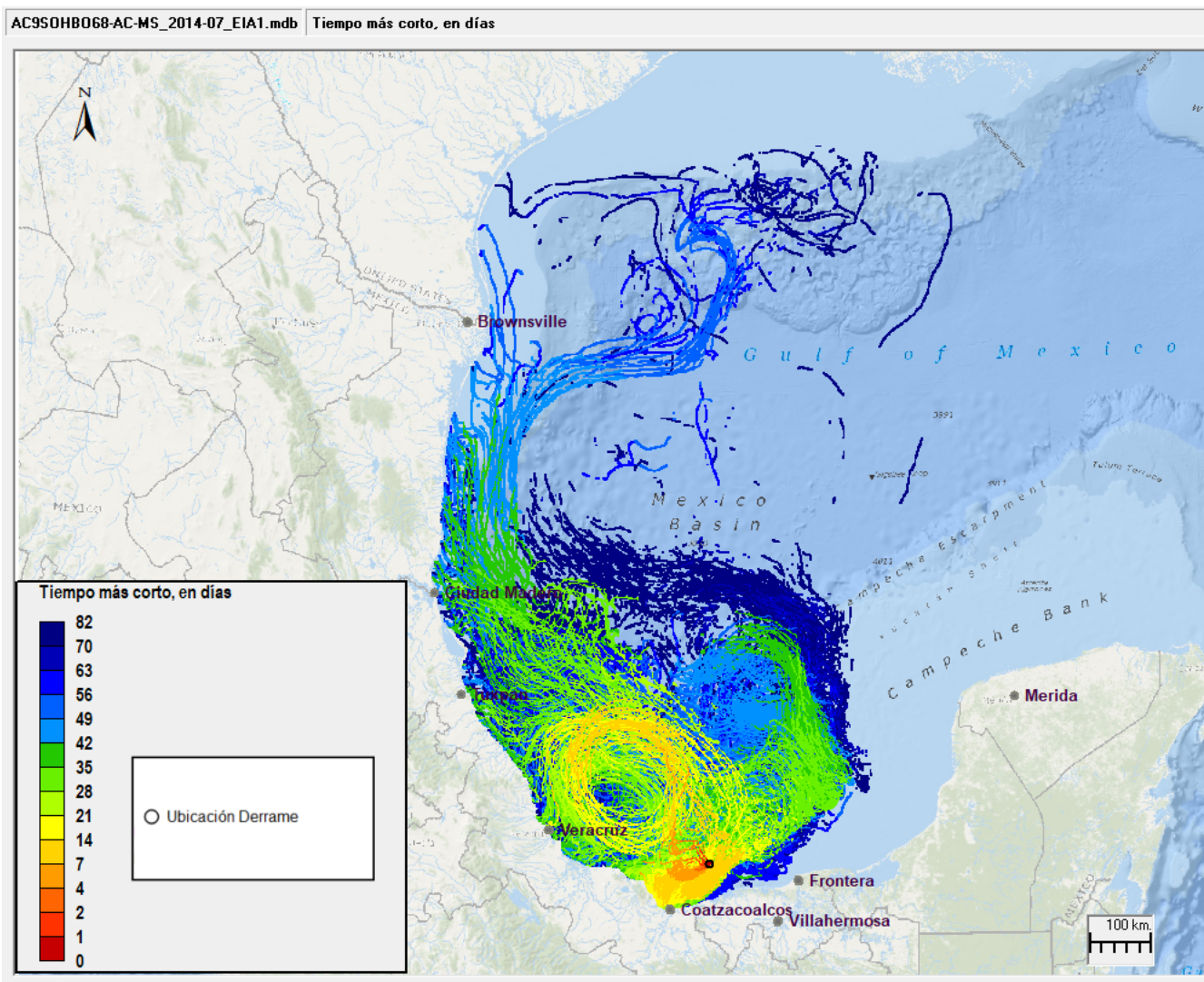
Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de
la Cuenca Salina, Golfo de México



Tiempo de llegada a costa: 3.25 días

Figura 9.47 Trayectoria *Tiempo más corto* para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera - Blow-out (Sesenta y ocho Días): Temporada seca

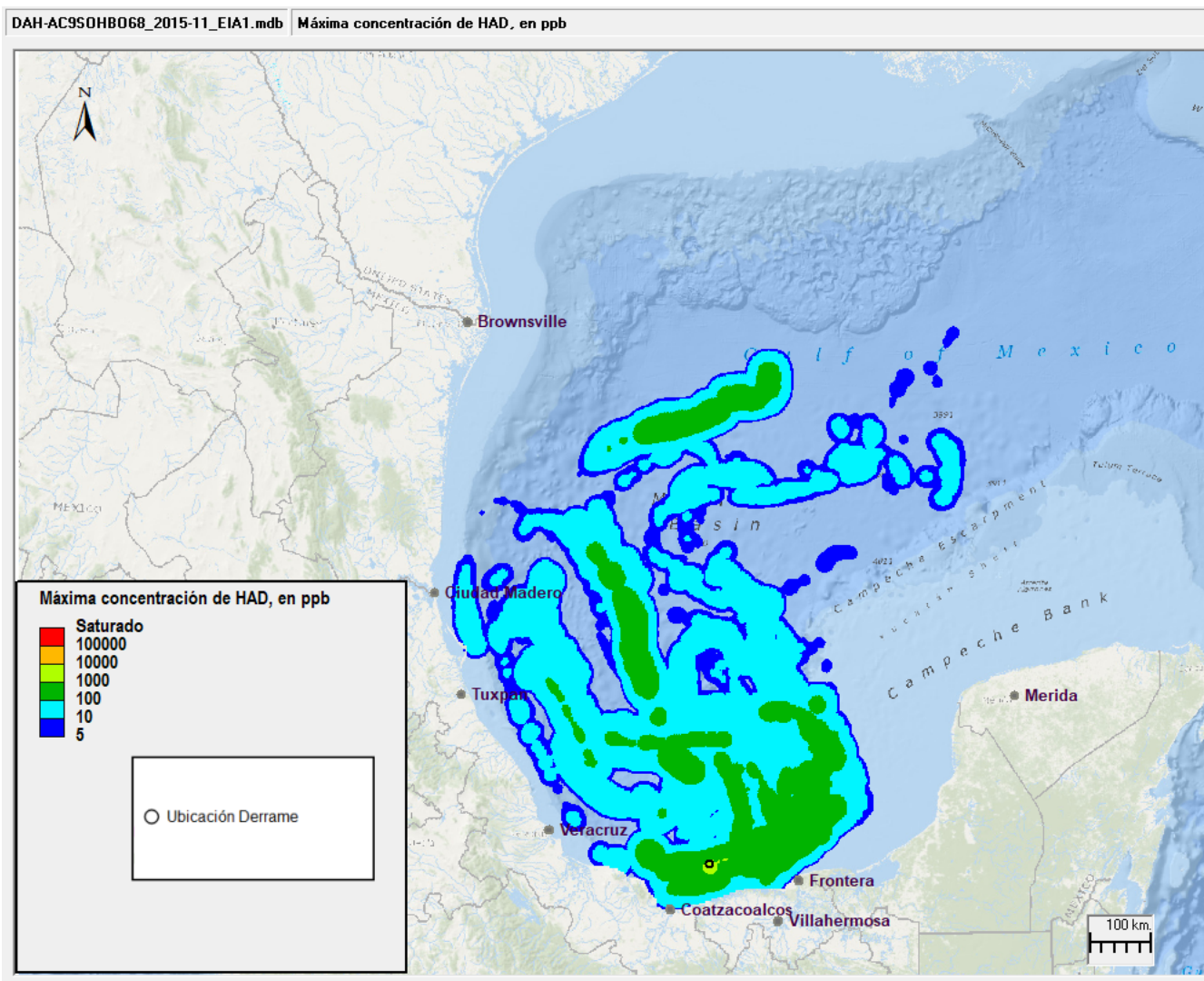
Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de
la Cuenca Salina, Golfo de México



Masa total depositada en costa: 82,896 toneladas métricas

Figura 9.48 Trayectoria Mayor masa de hidrocarburo en las costas - Blow-out (Sesenta y ocho Días): Tiempo de llegada más corto (en días), la temporada de frentes fríos anticiclónico

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la Cuenca Salina, Golfo de México



Área de superficie en riesgo de HAD (<5ppm): 294,001 km²

Figura 9.49 Escenario máximo de HAD - Blow-out (Sesenta y ocho Días): Temporada de frentes anticiclónicos fríos, Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua.

9.5.3 *Análisis de Riesgo*

9.5.3.1 *Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo*

Durante la sesión de identificación de riesgos y su jerarquización se identificaron nueve impactos clasificados con el nivel de riesgo neto “Alto” y con el nivel de impacto de mayor magnitud (Alto) y el mayor nivel de probabilidad asignado (posible). Estos impactos fueron documentados en la Tabla 9.23, de la sección 9.5.1.4. Es importante notar que en los riesgos con mayor nivel de impacto y evaluados con un mayor nivel de riesgo neto pueden ser adjudicados, en su mayoría, a errores humanos u operacionales. Para estos eventos, las salvaguardas, controles administrativos y medidas de mitigación existentes para fueron consideradas adecuados y suficientes por el equipo evaluador por lo que no se procedió a realizar un reposicionamiento de los escenarios de riesgo durante esta etapa del proyecto. Los controles preventivos, mitigantes y administrativos fueron documentados y pueden ser consultados en el Registro de riesgo de proyectos (Anexo 9.7) y una descripción a mas a detalle se presenta en la sección 9.6 de este documento.

Tan pronto se cuente con información más detallada podría procederse a una actualización del análisis de riesgo.

9.5.3.2 *Análisis de Vulnerabilidad*

Análisis de Vulnerabilidad de Modelaciones de Toxicidad, Fuego y Explosión

De los eventos analizados para este estudio (pérdida de integridad del pozo) fueron evaluados todos los escenarios de riesgo de acuerdo a las propiedades de las sustancias químicas (toxicidad, fuego y explosividad); en primer lugar, serán analizados los escenarios máximos probables, que tendrán un menor impacto, pero son casos más posibles de presentarse. Después, 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. Las representaciones gráficas de los radios potenciales de afectación de todos los escenarios pueden consultarse en el Anexo 9.9 de este documento.

Casos Máximos Probables (CMP)

Los escenarios máximos probables que tienen mayor impacto dentro y fuera de la plataforma semi-sumergible son: el Escenario 1 para el caso de toxicidad, Escenario 2 y 5 para el caso de radiación térmica y el Escenario 3 para el caso de explosividad. Dichos escenarios serán considerados para efecto de análisis de resultados, debido a que el resto de los escenarios presentarán efectos potenciales iguales o menores a lo indicado a continuación.

■ **Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Toxicidad).**

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, se superan los límites de las instalaciones de la plataforma semi-sumergible en los alrededores inmediatos, para los radios relacionados con el área de alto riesgo y amortiguamiento, es decir con el valor de referencia de IDLH de 2,000 ppm y TLV-TWA de 1,000 ppm para el metano, para este último sin pasar de los 2.3 km. En la Figura 9.50 se presentan los perfiles de las isopleas generados por el software empleado para la modelación a casi cuatro minutos (3:54) de producida la liberación. Hay que mencionar que este escenario fue modelado en condiciones atmosféricas muy estables (velocidad de viento 1.5 m/s y una estabilidad F), que favorecen la formación de nubes tóxicas y la lenta dispersión del compuesto.

De acuerdo a las isopleas de este escenario, puede destacarse, que debido a la presencia de gases menos densos que el aire (metano) en mayor proporción dentro de la mezcla, la mayor parte los gases

serán dispersados con facilidad a pesar de las condiciones de estabilidad atmosférica, sin llegar a formar atmósferas concentradas a nivel del piso de perforación por un largo periodo de tiempo. Esto puede apreciarse en la Figura 9.50, ya que al minuto 3:54 de emisión, la pluma de los gases ya alcanzó una altura de aproximadamente 15 m a una concentración de 2,000 ppm (IDLH), muy por arriba de la altura de referencia (piso de perforación) y la altura promedio de una persona (aproximadamente 1.70 m).

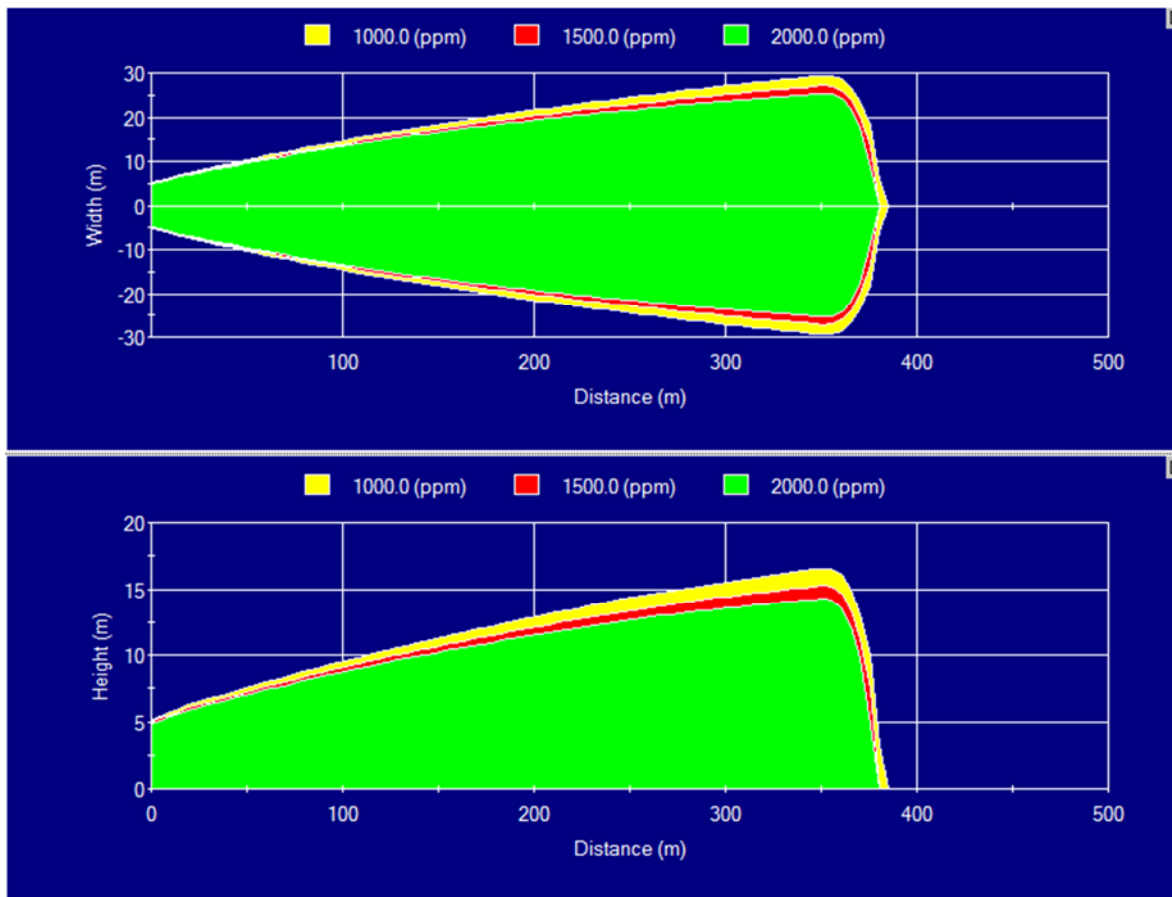


Figura 9.50 Perfil de isopleta de nube tóxica al minuto 3:54 de la emisión para el Escenario 1

De acuerdo con la Figura 9.26, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente a 1.3 km a partir de la fuente de emisión en todas direcciones, teniendo una tendencia de mayor concentración en la dirección del viento dominante en la zona (Suroeste a Noreste) de acuerdo a la isopleta de dispersión, por lo cual, la nube viajaría hacia el cuarto ROV y el edificio de alojamiento (considerando la posición mostrada en el mapa de radio de afectación), y continuaría hacia un área abierta en dirección al océano. Además, cabe resaltar que ese diagrama indica la distancia máxima a la que se pudo alcanzar la concentración particular durante ese período de transición; debido a este mecanismo, la concentración de interés no será constante dentro de los contornos, en cambio los contornos indican que la nube estará presente en las áreas en cualquier momento durante su período de transición. En dicha área se podrían presentar efectos irreversibles a la salud por exposición a la concentración de IDLH del metano (2,000 ppm), las personas que pudieran estar en el radio de la zona de alto riesgo y estén expuestos a los gases presentarán, en primera instancia, dolores de cabeza, pero su mayor impacto lo presenta por ser un gas asfixiante; lo que significa que su presencia desplaza el aire, lo cual, a su vez disminuye la presión parcial del oxígeno y causa hipoxia para las personas; todo esto siempre y cuando exista exposición a dicha nube tóxica sin equipo de protección personal y por un tiempo mayor a 30 minutos.

Escenario 3 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Explosión)

Con base en los resultados de la simulación del escenario 1., como se muestra en la isopleta de la Figura 9.26, y, como ya se mencionó anteriormente, el tiempo que se tomó para la representación del perfil fue de casi cuatro minutos (3:54), que es cuando se espera que se tenga la mayor concentración del compuesto dentro del área del piso de perforación; Es posible que se presente una concentración de entre 35,200 ppm (Límite Inferior de Inflamabilidad) de la mezcla de gases en un área de aproximadamente 24 m, y de acuerdo a la acción inflamable del compuesto y al confinamiento en el piso de perforación, a esta concentración podría ocurrir una onda de sobrepresión dentro del piso de perforación.

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, se superan los límites de las instalaciones de la plataforma semi-sumergible en los alrededores inmediatos, para los radios relacionados con el área de alto riesgo y amortiguamiento, es decir con una onda de sobrepresión de 0.5 Psi para este último, los cuales de manera general no pasa de los 350 m. En la Figura 9.28 se presentan mayores ondas de sobrepresión se producirán dentro del piso de perforación con una sobrepresión máxima de 8.8 Psi y con un alcance de 20.2 m, tomada como zona de alto riesgo para daño a equipos.

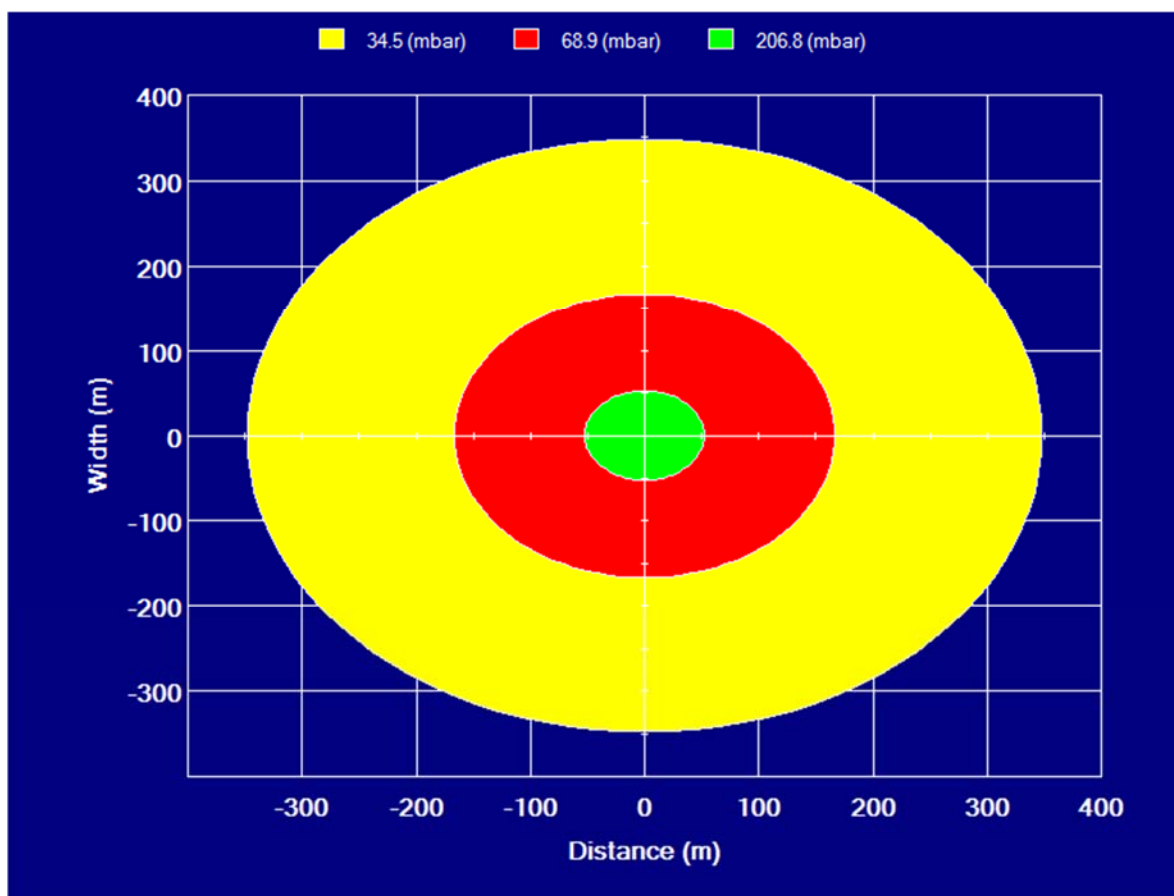


Figura 9.51 Perfil de isopleta de ondas de sobrepresión para el Escenario 3

De acuerdo con la Figura 9.28, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente 167 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 9.27). Además, debe mencionarse que existiría daños a las estructuras de la plataforma semi-sumergible, con posible demolición de las estructuras cercanas y daños a los equipos del área de máquinas, la fosa para lodos y el cuarto de bombas, ya que la sobrepresión alcanzaría un valor de 3 Psi en una distancia aproximada de 52 m; así como fatalidades inmediatas, 8.8 Psi, en un radio de 20 m (ver Tabla 9.27 y Tabla 9.28).

■ **Escenario 2 (CMP y CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica)**

Para este escenario, de acuerdo a los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) supera los límites de la plataforma semi-sumergible, el cual de forma aproximada no pasa de los 67 m. En la Figura 9.52 se presentan los perfiles de las isopletras generados por el software, de acuerdo a lo indicado por este perfil, sin embargo, a pesar de que el impacto de esta radiación abarca gran parte del piso de perforación, no se esperan efectos estructurales ni para las personas en la zona de amortiguamiento (ver Tabla 9.25).

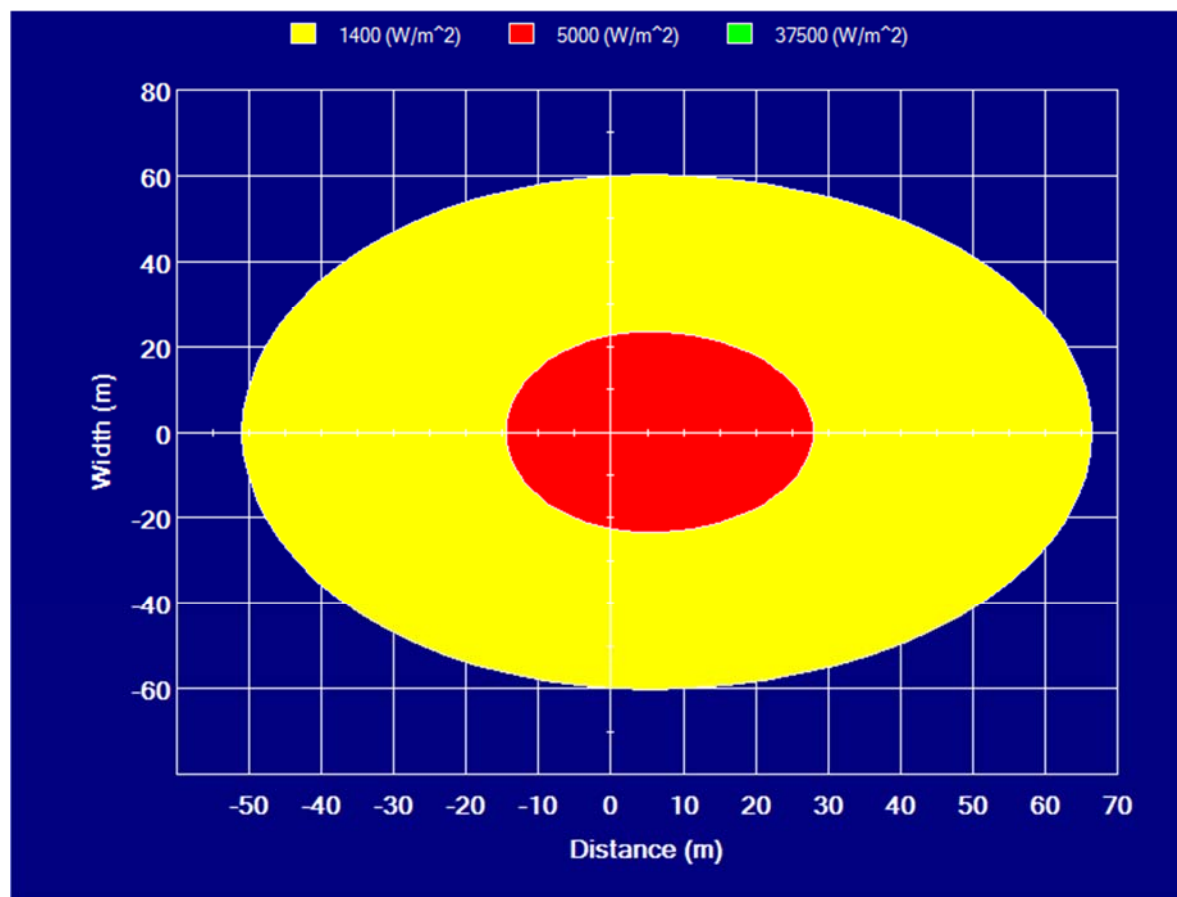


Figura 9.52 Perfil de isopletra de radiación térmica para el Escenario 2

En la Figura 9.53 podemos apreciar el perfil del dardo del fuego producido en el piso de perforación. Aquí, debemos mencionar que, aunque la emisión se produciría de forma vertical, la flama o el dardo presentarán un grado de inclinación (aproximadamente 72°) por las condiciones del lugar. Esta llama

alcanzará una radiación de aproximadamente 77.9 kW/m^2 con un alcance de hasta 17 m de forma horizontal y una altura de hasta 40 m, por lo cual, los equipos y estructuras de soporte alrededor del piso de perforación (Panel de control del BOP, los arreglos de válvulas, torre de perforación, etc.) sufrirán daños irreparables y existiría derrumbamiento de estructuras, además, el personal que llegará a tener contacto con el dardo de fuego se verá comprometido instantáneamente (ver Tabla 9.25 y Tabla 9.26).



Figura 9.53 Perfil del dardo de fuego para el escenario 2

Para el caso de la radiación térmica producida por el fuego, de acuerdo con la Figura 9.27, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente 28 m a partir de la fuente de emisión en todas direcciones. En dicha área 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 llegar hasta un nivel 4, ya que la radiación alcanzaría un valor de 12.7 kW/m^2 en una distancia aproximada de 3 m, aunado a esto, la cantidad de oxígeno dentro de esta área 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 de plástico y tuberías del mismo material (ver Tabla 9.25 y Tabla 9.26). Este escenario podría afectar toda el área del piso de perforación y algunas áreas aledañas como el almacén, el tanque de agua aceitosa, etc., lo cual, podría generar un efecto dominó y empeorar el fuego. Hay que mencionar que las radiaciones que pueden dañar estructuras de acero y equipos de operación quedarán inmersas dentro del piso de perforación.

■ **Escenario 5. Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica)**

Por último, para este escenario el radio del área de la zona de amortiguamiento supera los límites de la plataforma semi-sumergible, el cual de forma aproximada no pasa de los 75 m. En la Figura 9.54 se

presentan los perfiles de las isopletras generados por el software, de acuerdo a lo indicado por este perfil, aunque el impacto de esta radiación abarcará el área total del piso de perforación, hay que mencionar, que en la zona de amortiguamiento no se esperan efectos estructurales ni para las personas, además, el impacto será hacia extensiones del océano (ver Tabla 9.25).

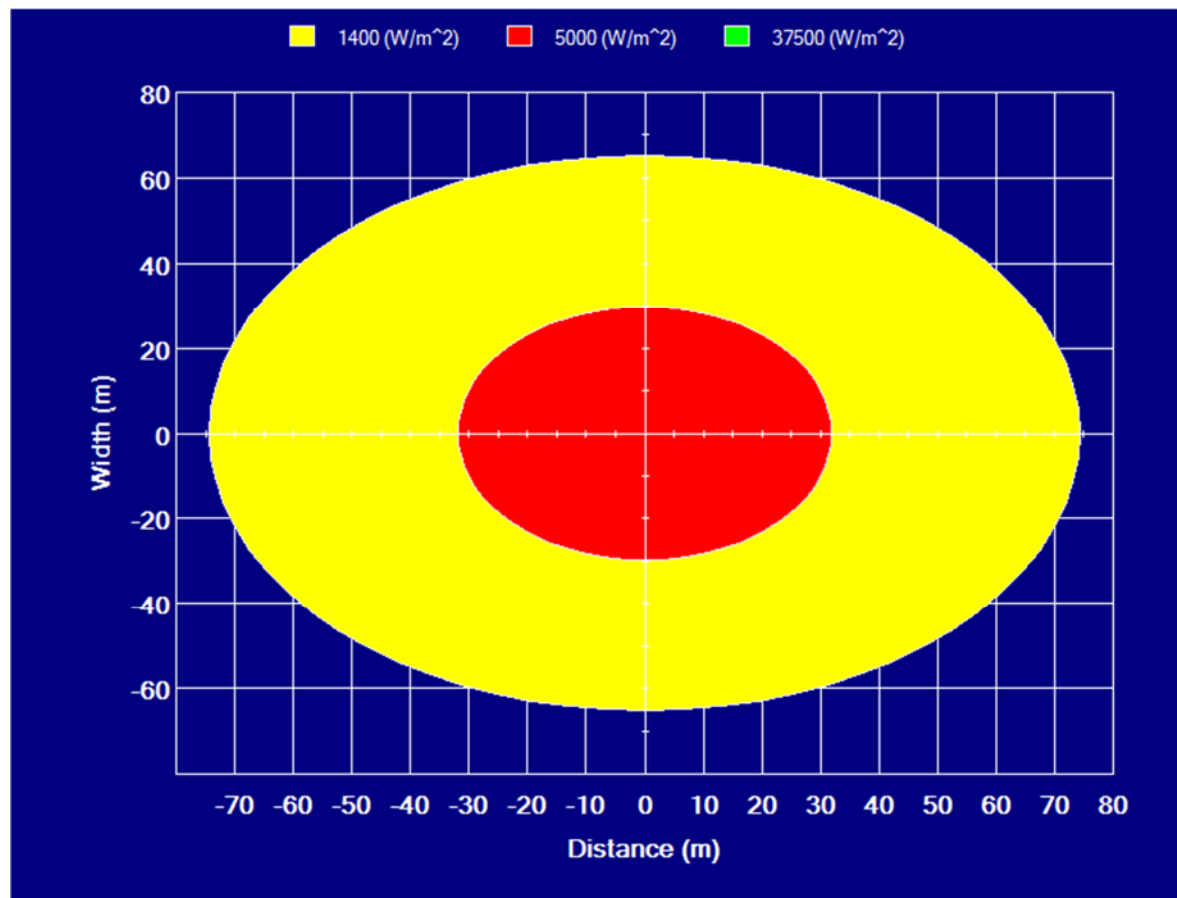


Figura 9.54 Perfil de isopleta de radiación térmica para el Escenario 5

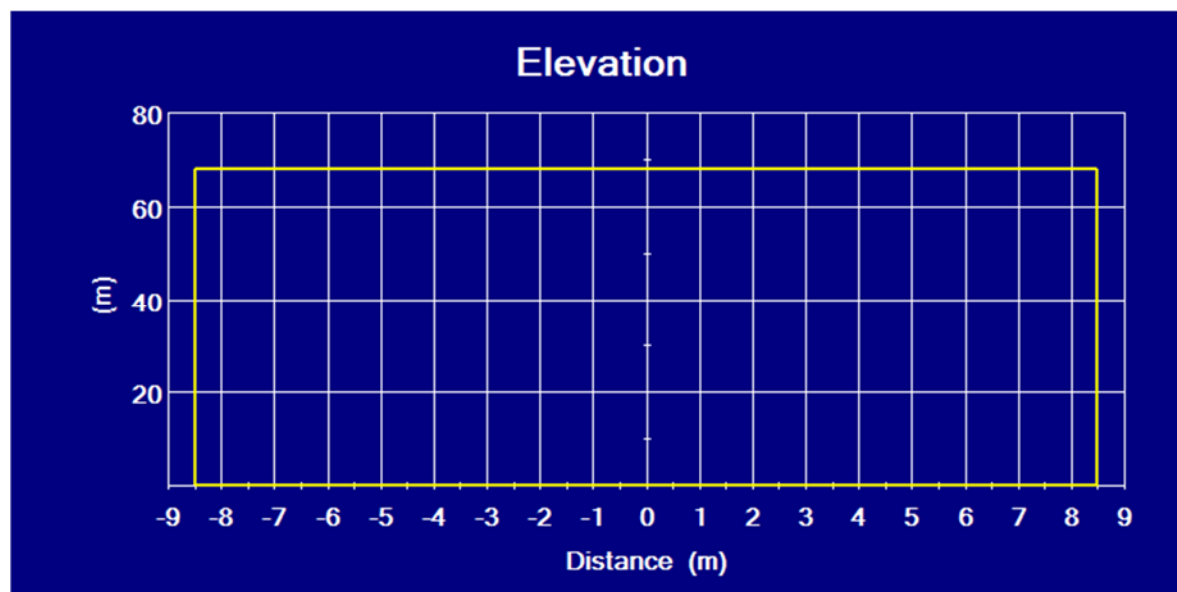


Figura 9.55 Elevación de la flama del charco de fuego para el Escenario 5

De acuerdo con la Figura 9.29, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente 32 m a partir de la fuente de emisión en todas direcciones. Aquí debemos mencionar, que, por la extensión del derrame de crudo en el piso de perforación, el escenario tendría el impacto sobre los equipos alrededor de la misma; en dicha área 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, hay que resaltar que, en el caso de la zona de alto riesgo por daños a equipos, se alcanzará una radiación de 28.2 kW/m^2 con un alcance de 8.5 m de forma horizontal y con una elevación de la flama del charco de 68 m, la cual no es suficiente para causar daños a los equipos de proceso (40 kW/m^2 para el acero), ni daños a la estructura del piso de perforación (ver Tabla 9.25 y Tabla 9.26). Sin embargo, debe mencionarse que el umbral del dolor del personal que esté cerca del piso de perforación, podría presentarse después de 2 segundos de exposición en el radio de riesgo de daño a equipos (Tabla 9.25).

Casos Catastróficos (CC)

Es relevante mencionar que dichos escenarios sólo se presentan con fines ilustrativos debido a que se trata de escenarios que, aunque la severidad de sus consecuencias es alta, su probabilidad de ocurrencia es limitada y de acuerdo con las salvaguardas, ésta se reduce a un nivel remoto. Entonces, los potenciales impactos que podrían tener los escenarios mencionados, tanto en las instalaciones, la comunidad y el medio ambiente se resumen en la Tabla 9.59.

Por otra parte, debido a que se asumió que el CMP y CC para los Escenarios 1 y 2 es equivalente, en caso de una emisión de nube tóxica con efectos de toxicidad y radiación térmica, respectivamente; y además, de que éste ya fue abordado en la sección anterior, no se analizan los impactos potenciales de dichos escenarios en la Tabla 9.59.

Tabla 9.59 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos

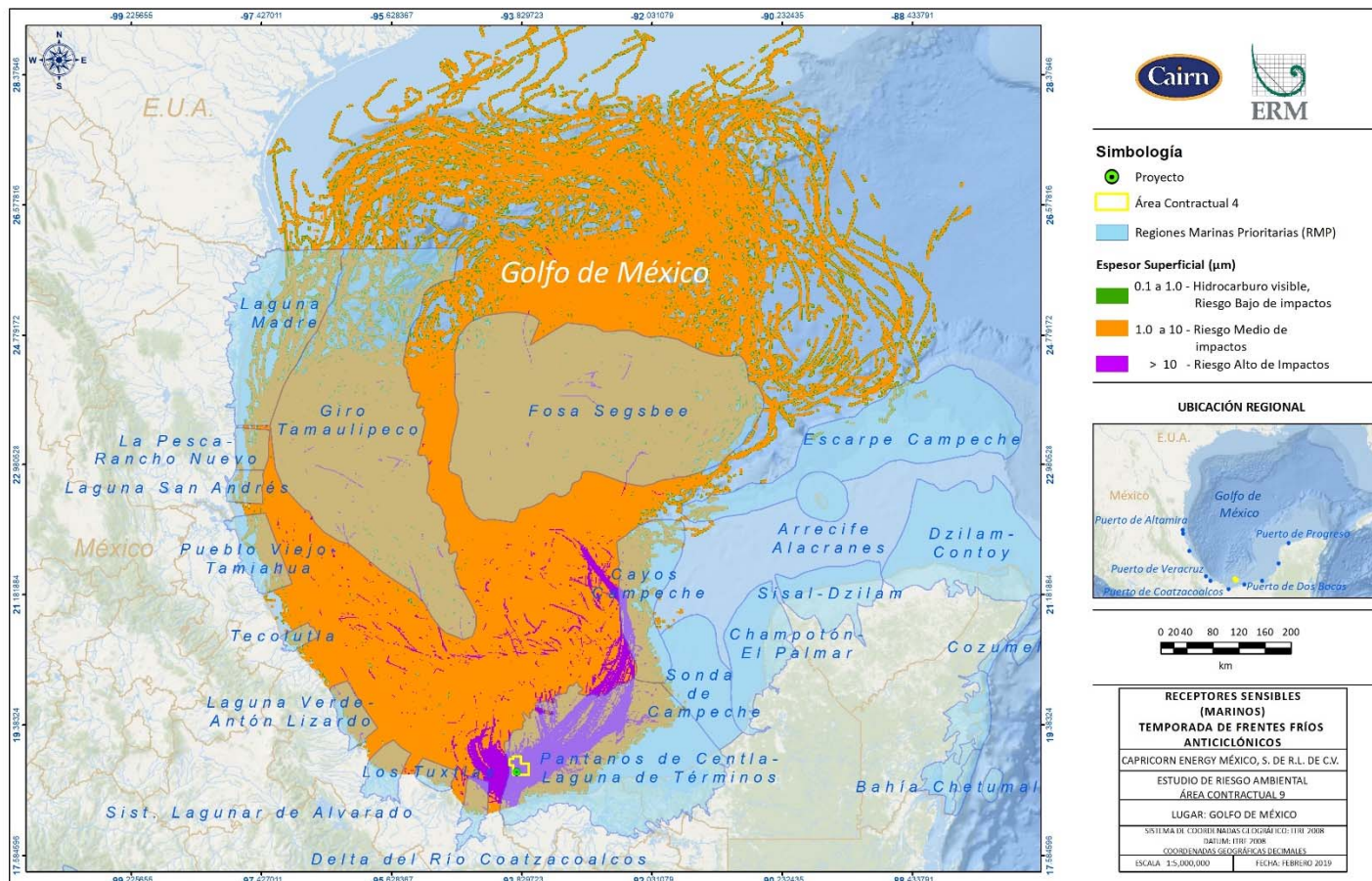
Escenario	Efecto potencial	Impactos potenciales
Escenario 4. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Explosión).	Ondas de sobrepresión	En la zona de alto riesgo se podrían presentar efectos por ruptura de los tímpanos del 1% de las personas expuestas y heridas leves por fragmentos disparados en 1% del personal que pudiera estar en el radio de la zona de alto riesgo del escenario (285 m). Además, debe mencionarse que existiría daños a las estructuras de las instalaciones, con posible demolición de los edificios cercanos y daños y estructuras de soporte alrededor del piso de perforación en la zona de riesgo por daño a equipos, ya que la sobrepresión alcanzaría un valor de 8.8 Psi en una distancia aproximada de 34.6 m. Ver Anexo 9.9 de las representaciones gráficas de los radios potenciales de afectación.
Escenario 6. Emisión descontrolada de crudo al medio ambiente dentro de la plataforma semi-sumergible (Radiación térmica).	Radiación térmica	En la zona de alto riesgo 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 (87 m), que abarcaría la totalidad de la plataforma; además, en la zona de alto riesgo por daño a equipos, se alcanzaría una radiación de 20 kW/m² con un alcance de aproximadamente 33.4 m, lo cual, no comprometería los equipos y estructuras dentro de la cubierta principal, podría presentarse dolor en humanos después de 2 segundos de exposición. Ver Anexo 9.9 de las representaciones gráficas de los radios potenciales de afectación.

Fuente: Hojas de resultados de simulaciones, Anexo 9.8

Análisis de Vulnerabilidad de Modelaciones de Derrame de Hidrocarburo

Para el análisis de vulnerabilidad se consideró como representativo utilizar el reventón con una duración de 68 días, con la trayectoria del WC *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua*, en temporada de frentes fríos anticiclónicos. Este escenario fue elegido como representativo debido a que presenta la mayor área de superficie cubierta de hidrocarburo y presenta un potencial alto de impactos.

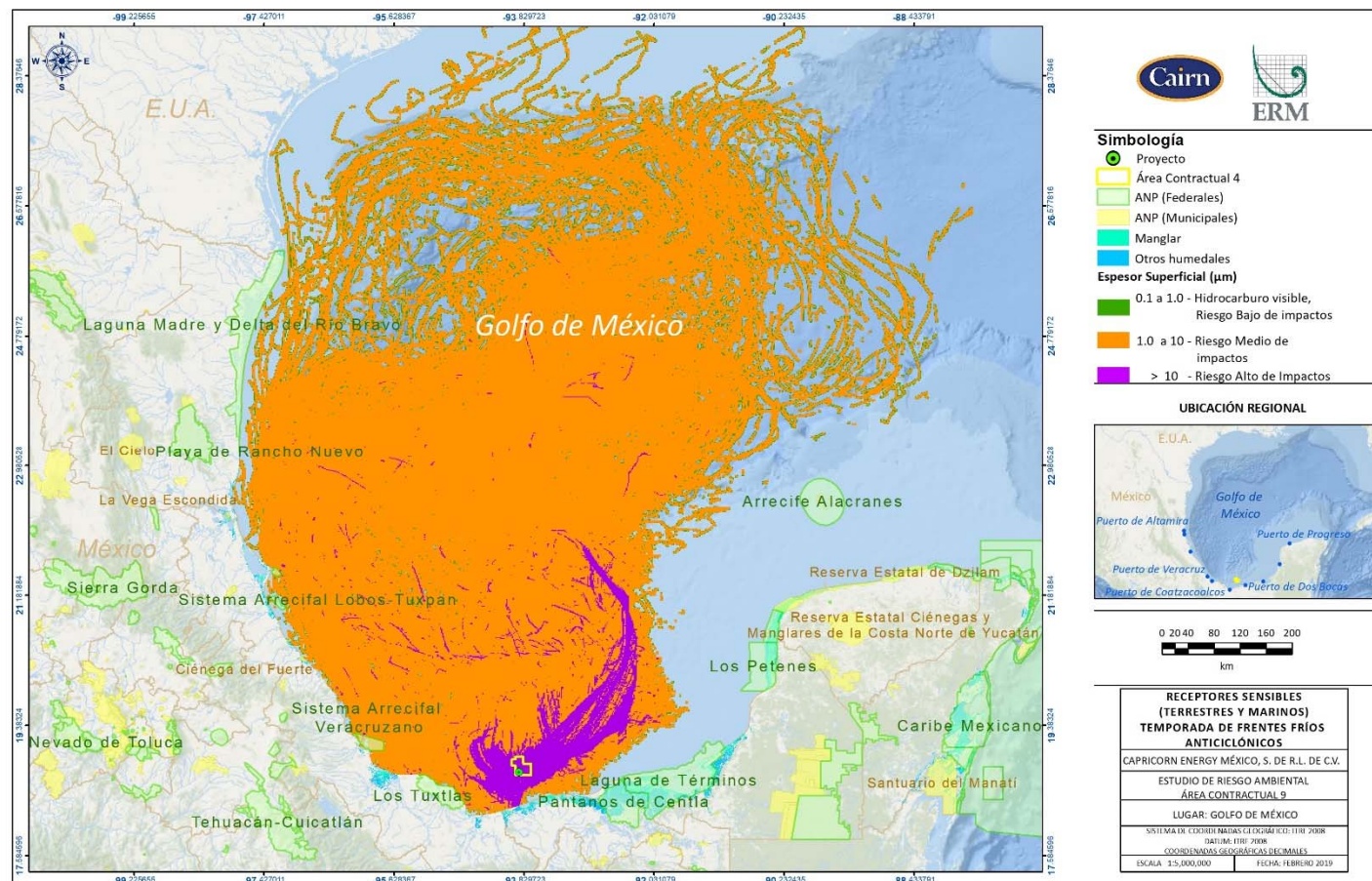
En la Figura 9.56 se presentan los receptores sensibles marinos para la trayectoria de derrame analizada respecto a espesor del hidrocarburo en la superficie y los valores umbral de los espesores del hidrocarburo, presentados anteriormente en la Tabla 9.43. Se observa que, en el mar, el riesgo medio de impactos por derrame de hidrocarburos se extiende en su totalidad sobre tres Regiones Marinas Prioritarias: Giro Tamaulipeco, Tecolutla y Fosa Segsbee y parcialmente sobre otras diez: Laguna Madre, La Pesca-Rancho Nuevo, Laguna San Andrés, Pueblo Viejo-Tamiahua, Laguna Verde-Antón Lizardo, Sistema Lagunar de Alvarado y Los Tuxtlas. El riesgo alto de impactos alcanza tres Regiones: Delta Río Coatzacoalcos, Pantanos de Centla-Laguna de Términos y Cayos Campeche.



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.56 Receptores Sensibles (Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos

Al mismo tiempo, como se muestra en la Figura 9.57, a lo largo de la costa del Golfo de México, existen cinco Áreas Naturales Protegidas (ANP) que estarían expuestas a riesgo medio de impactos por el derrame de hidrocarburos: Laguna Madre y Delta del Río Bravo, Playa de Rancho Nuevo, Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan, Sistema Sistema Arrecifal Veracruzano y Los Tuxtlas; además de manglares y humedales sobre la costa de Veracruz.

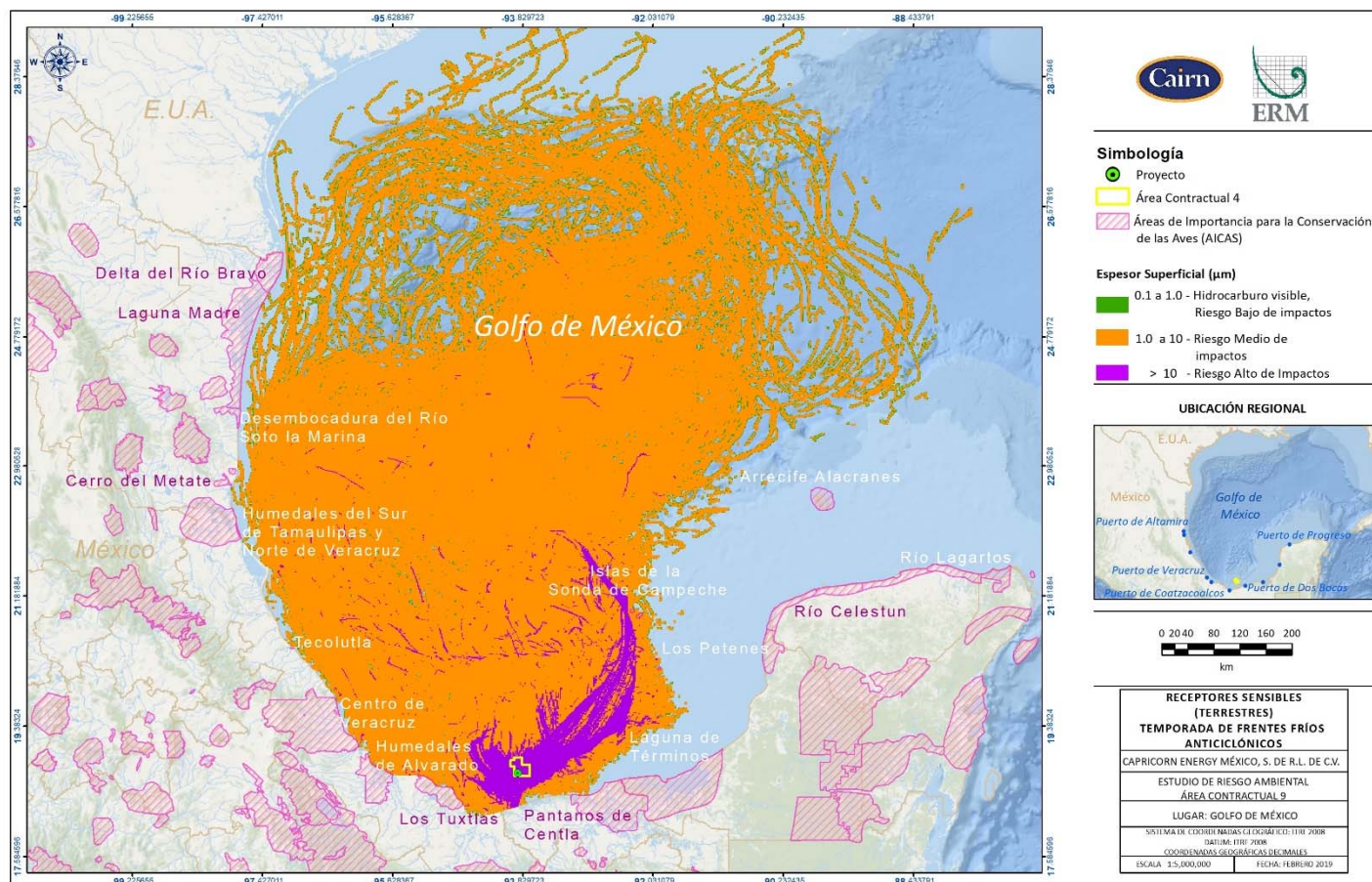


Fuente: ERM, 2019

Figura 9.57 Receptores Sensibles (Terrestres y Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos

El derrame de hidrocarburos se aproxima a la costa pero solo llega a tocar los límites de cuatro Áreas de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAS), a donde diferentes especies llegan estacionariamente o los utilizan como lugares de tránsito. En la Figura 9.58 se muestra como debido al derrame estas áreas están expuestas a un riesgo medio de impactos, estas áreas son Centro de Veracruz, Humedales de Alvarado, Los Tuxtlas y Pantanos de Centla, mientras que Las Islas de la Sonda de Campeche en el Golfo de México se encuentran totalmente expuestas.

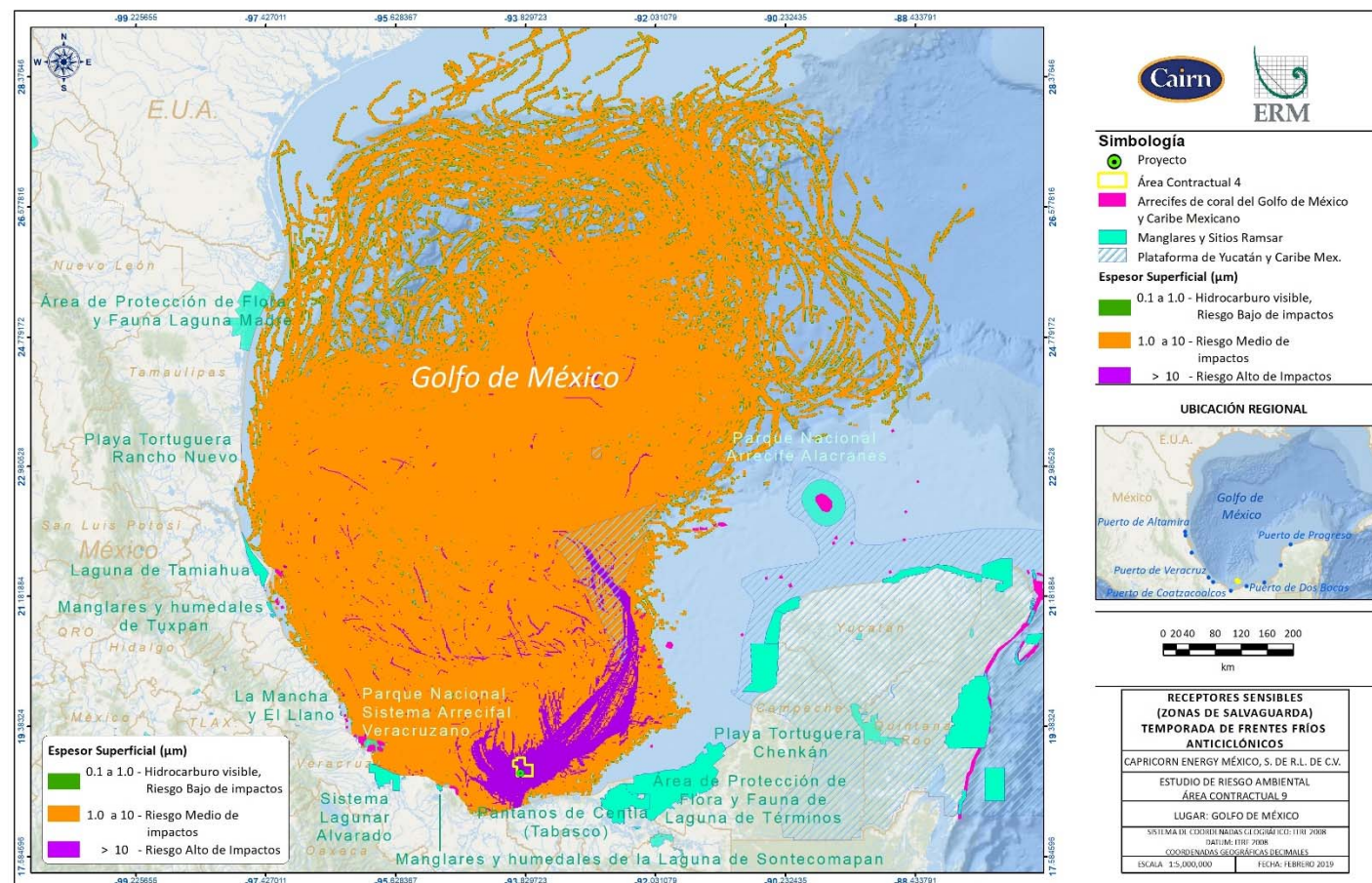
Estos sitios son valiosos para la diversidad biológica porque funcionan como hábitats naturales que albergan aves migratorias o residentes.



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.58 Receptores Sensibles (Terrestres AICA) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos

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



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.59 Receptores Sensibles (Zonas de Salvaguarda) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la Cuenca Salina, Golfo de México

De acuerdo a la identificación de receptores sensibles (fauna) indicada en la Tabla 9.60, se identificaron diferentes especies a lo largo del Golfo de México, en la Tabla 9.60 se indica el nombre común de cada una de éstas y su ubicación en el litoral mexicano.

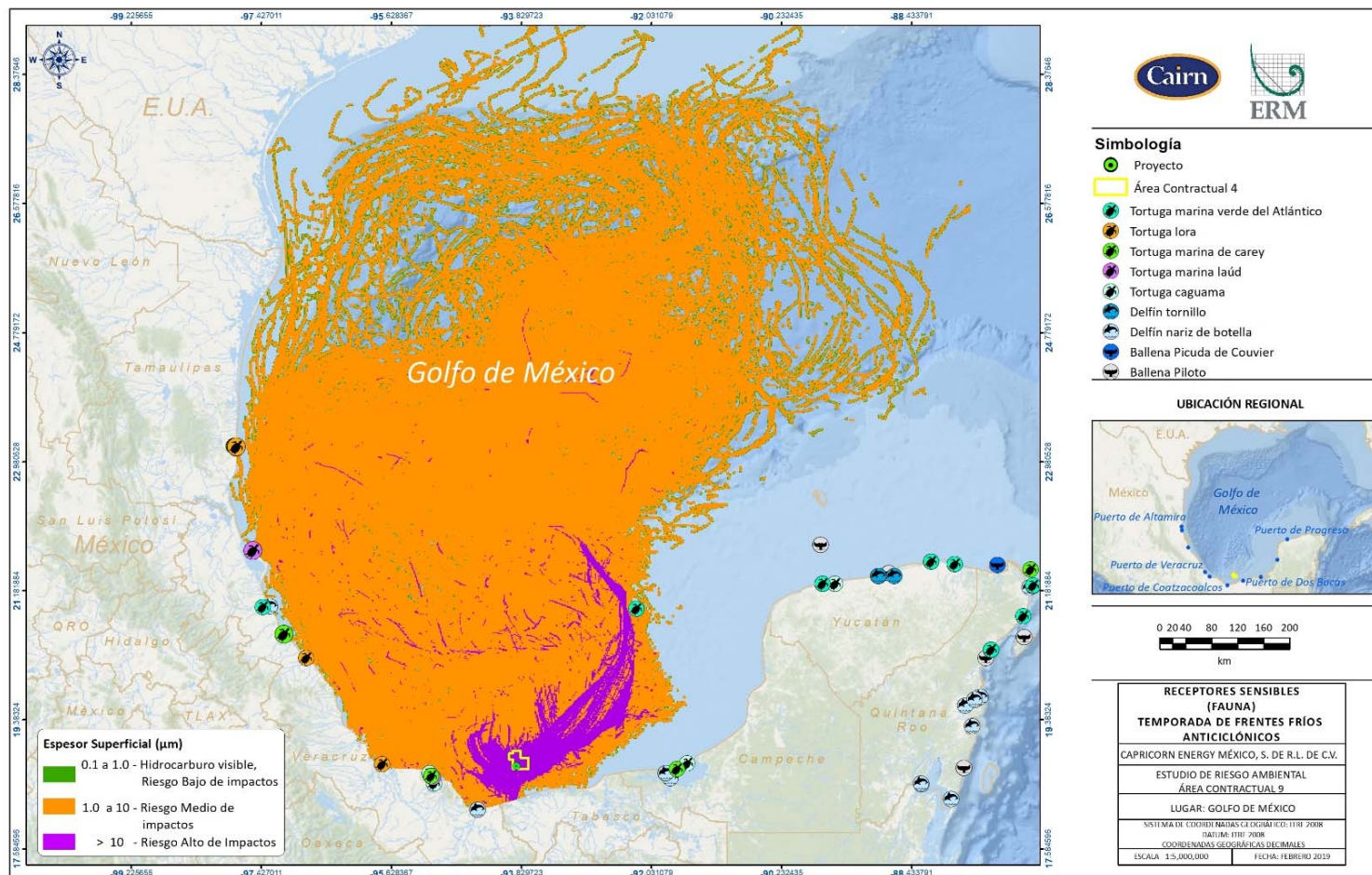
Tabla 9.60 Distribución de fauna en el Golfo de México

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

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

Como se observa en la Figura 9.60, Existe un riesgo medio de impactos para especies como la tortuga marina verde del Atlántico, tortuga lora, tortuga marina de carey, tortuga marina laúd y tortuga caguama, quienes llegan y/o anidan en las costas del Estado de Veracruz y Tamaulipas, además del delfín nariz de botella.

Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la
Cuenca Salina, Golfo de México



Fuente: ERM, 2019

Figura 9.60 Receptores Sensibles (Fauna) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua de Blowout (Sesenta y ocho Días) - Temporada Frentes Fríos Anticiclónicos

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

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

Se puede observar que la mayoría de los escenarios localizados en las zonas de riesgo con mayor nivel de impacto y evaluados con un mayor nivel de riesgo neto (Tabla 9.23) pueden ser adjudicados, en su mayoría, a errores humanos u operacionales (Manejo Inapropiado de equipo de anclaje; Peligros Ocupacionales; Operaciones de Levantamiento).

Aun así, para los eventos de “Pérdida de control de pozo”, el equipo evaluador consideró que los sistemas de seguridad y medidas preventivas permiten la correcta administración de riesgos en esta etapa de análisis de riesgo. En todas las operaciones de perforación y en la mayoría de las demás operaciones de pozo, una columna de válvulas y cilindros de prevención de reventón (BOP) define la barrera secundaria contra la salida incontrolada de los fluidos del yacimiento. El programa de pruebas BOP y sus procedimientos garantizan que el BOP sea considerado como "equipo extremadamente fiable". Esto se acentúa aún más por el número de arietes (*rams*) independientes en el BOP y el requisito de capacidad del acumulador. Basándose en esto, se supone que el riesgo de un fracaso total de la BOP es extremadamente bajo. Para el proyecto actual, el BOP a utilizar está equipado con una serie de válvulas calibrada para soportar hasta 15,000 psi y está de acuerdo al estándar API 53 para preventores de reventón submarinos, el cual es considerado adecuado y suficiente para las operaciones planeadas por el equipo evaluador.

Tan pronto el proyecto avance a etapas más detalladas de potencial producción, se evaluará la necesidad de medidas adicionales para administrar los escenarios de riesgo.

9.5.4.2 Análisis de Capas de Protección (LOPA)

Debido a la etapa actual del proyecto (Exploración) no se procedió a realizar un análisis LOPA. Esto se debe principalmente a que el equipo de perforación a utilizar es una estructura prediseñada y construida de acuerdo a estándares internacionales y mejores prácticas por lo que el análisis detallado de los equipos de proceso y auxiliares dentro de ésta, no es parte del alcance del proyecto. De igual forma, el equipo evaluador, de acuerdo con los resultados de jerarquización de riesgos, determinó que en los nueve (9) casos con nivel de riesgo Alto, mayor nivel de impacto (alto) y probabilidad evaluada (posible), se consideró que los sistemas de seguridad y medidas preventivas permiten la correcta administración de riesgos en esta etapa de análisis de riesgo.

Aun así, en todas las operaciones de perforación y en la mayoría de las demás operaciones de pozo, una columna de válvulas y cilindros de prevención de reventón (BOP) define la barrera independiente secundaria contra la salida incontrolada de los fluidos del yacimiento. El programa de pruebas BOP y sus procedimientos garantizan que el BOP sea considerado como "equipo extremadamente fiable". Esto se acentúa aún más por el número de arietes (*rams*) independientes en el BOP y el requisito de capacidad del acumulador. Basándose en esto, se supone que el riesgo de un fracaso total de la BOP es extremadamente bajo. Para el proyecto actual, el BOP a utilizar está equipado con una serie de válvulas calibrada para soportar hasta 15,000 psi y está de acuerdo al estándar API 53 para preventores de reventón submarinos, el cual es considerado adecuado y suficiente para las operaciones planeadas por el equipo evaluador.

Tan pronto el proyecto avance a etapas más detalladas de potencial producción, se evaluará la necesidad de medidas adicionales de análisis de capas de protección.

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

9.6.1 Recomendaciones Técnico Operativas

En los casos donde se consideró que las salvaguardas podrían ser insuficientes, se procedió a realizar recomendaciones. Como resultado del análisis HAZID, en la siguiente tabla se muestran las recomendaciones técnico-operativas para todos los riesgos en el que se consideró realizar una recomendación adicional a las salvaguardas por el equipo evaluador.(véase Tabla 9.61)

Tabla 9.61 Recomendaciones Técnico Operativas

No	Recomendación	Identificación del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
			ID (Causas)	Descripción		
R1	Revisar los riesgos someros cuando se complete la estudio del sitio	3. Operaciones Rutinarias	3.1.1	Falla para identificar la presencia de peligros someros	Geólogo de operaciones	MB
R2	Verificación de equipo critico de seguridad (SECE) de sistemas de detección de gas	3. Operaciones Rutinarias	3.4.1 3.4.2	3.4.1 Niveles de gas Alto en el sistema de lodos 3.4.2 Presión Hidrostática incorrecta en el sistema de lodos	Gerente de Instalación Costa Afuera (Gerente de Instalación Costa Afuera (OIM)) de la plataforma Developer	M
R3	Realizar frecuentes búsquedas de peligros y pruebas de los sistemas de seguridad	3. Operaciones Rutinarias	3.7.1	Falla de la estructura de la torre de perforación y del equipo montado en la torre de perforación que lleva a objetos caídos	Gerente de Instalación Costa Afuera (Gerente de Instalación Costa Afuera (OIM)) de la plataforma Developer	M
R4	Verifique que los botes de apoyo estén equipados con mangueras tipo weaklink	3. Operaciones Rutinarias	3.10.1	Falla de la manguera de transferencia de lodo a buque de manejo de residuos	Gerente de Instalación Costa Afuera (OIM)	B
R5	Verificar si los flotadores en las mangueras son un requisito.	3. Operaciones Rutinarias	3.10.1	Falla de la manguera de transferencia de lodo a buque de manejo de residuos	Gerente de Instalación Costa Afuera (OIM)	B
R6	Verificar que el contratista del helicóptero este experimentado y esté sujeto a auditorías.	3. Operaciones Rutinarias	3.5.2	Pérdida de control del helicóptero - Error humano	Gerente de Logística	M
R7	Considerar mover la ubicación del pozo para evitar el riesgo de gas somero	3. Operaciones Rutinarias	3.1.1	Falla para identificar la presencia de peligros someros	Gerente de Perforación Capricorn Energy	MB

No	Recomendación	Identificación del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo
			ID (Causas)	Descripción		
R8	Finalizar el contrato con el contratista de respuesta de nivel 3, con respecto al "Capping Stack"	3. Operaciones Rutinarias	3.2.1 3.3.1	Falla de la integridad del pozo por debajo de BOP	Ingeniero Principal de HSE y Gerente de Perforación	A
R9	Realizar una evaluación de la seguridad antes de las operaciones y actualizar el plan de seguridad de acuerdo a los resultados	4. Operaciones No Rutinarias	4.3.1 4.3.2 4.3.3	Sabotaje por piratas, Activistas/ONG, o sindicatos	Departamento HSSE	A

Fuente: Registro de de Riesgos del Proyecto, 2018

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

9.6.2 Proyecto Sistema Contra Incendios

El sistema contra incendio es parte integral de la plataforma semi-sumergible que se utilizará, y estará conformado por una varios tipos de extintores, sistema de agua contra incendios, sistema de inundación de agua, sistema de agua nebulizada, sistema Inergen de gas inerte y sistemas fijos de espuma ubicados de acuerdo con las fuentes potenciales de fuego en sus distintos niveles, divididos estos entre las cubiertas A,B y C, el piso de perforación, la cubierta principal, los pontones, la cubierta de zarandas vibratorias y la cubierta gemela. Este sistema se encuentra preinstalado en la MODU y fue construido siguiendo los estándares de la NFPA (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego).

La mayoría de las áreas cerradas en la plataforma están equipadas con detectores de humo o calor. Algunos espacios están además equipados con detectores de gas.

A continuación, se menciona un listado de la normatividad, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería, nacionales o internacionales, utilizadas y aplicables a la plataforma de perforación Maersk Developer que será utilizada en el Proyecto :

- NOM-002-STPS-2010: "Condiciones de Seguridad-prevención y Protección contra incendios en los centros de trabajo"
- DNV-0S-D301: Estándar Costa Afuera – Protección Contra Incendios
- NFPA. Asociación Nacional de Protección Contra Incendios – Extintores de Incendios Portátiles (NFPA 10).
- NFPA. Asociación Nacional de Protección Contra Incendios – Norma para los Sistemas Fijos de Rociado de Agua (NFPA 15).
- NFPA. Asociación Nacional de Protección Contra Incendios – Norma para la Instalación de Aspersores de Agua-Espuma y Sistemas de Rociado de Agua-Espuma (NFPA 16).
- NFPA. Asociación Nacional de Protección Contra Incendios – Norma para la Instalación de Bombas Estacionarias de Protección Contra Incendios (NFPA 20).
- ABS. Notas Guía respecto de los Sistemas de Combate de Incendios.
- HSE, UK. Reglamento sobre Instalaciones Costa Afuera (Prevención de Incendios y Explosiones y Repuesta a Emergencias) (PFEER) (SI 743:1995) y Guía Asociada.

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

Tabla 9.62 Dispositivos del Sistema Contra Incendios

Nivel	Estación de Incendios	Extintores	Sistemas de extinción fijos	Bombas, válvulas, monitores y conexiones a costa	Estaciones a control remoto y dispositivos de alivio	Señales y alarmas
Cubierta A, B y C	(14) Mangueras y estaciones de toberas – agua (2) Mangueras y estaciones de toberas – espuma (1) Instalación fija de extinción de incendios- espuma	(1) 45 L con ruedas- espuma (5) 5 Kg- CO2 (4) 10 Kg con ruedas- CO2 (1) 22Kg con ruedas- CO2 (8) 6 Kg- polvo seco (4) 12 Kg con ruedas- CO2 (2) 50 Kg con ruegos con manguera de 15 m- polvo seco	(1) Rocío de agua	(3) Monitores- espuma (1) Válvula de rocío (3) Válvulas de espuma (2) Válvulas de gas Inergen (1) Válvula de cierre rápido para combustible (6) Dispositivos para ventilación- área de alojamiento y servicios (5) Dispositivos para ventilación- espacio de maquinaria (16) Compuerta cortafuegos- alojamiento y servicios	(3) Paneles de acceso (1) Panel de control GMDSS (1) Estación apagado de emergencia (1) Panel de control para incendios y detección de gas (1) Panel de control para alarma general (2) Control remoto para compuertas contrafuego. Alojamiento y servicios (1) Control remoto para válvula de combustible	(25) Puntos de llamada de accionamiento manual (97) PA/ GA Altavoces (1) Flash para alarma (1) Flash para altavoz (2) Faros y sirena para alarma Inergen (1) Detector de flama (4) Detectores de calor (89) Detectores de humo (49) Detectores de humo sobre el techo

Nivel	Estación de Incendios	Extintores	Sistemas de extinción fijos	Bombas, válvulas, monitores y conexiones a costa	Estaciones a control remoto y dispositivos de alivio	Señales y alarmas
				(14) Compuertas cortafuegos- espacio de maquinaria		(4) Detectores de gas (4) Detectores de gas de H2S (3) Detectores de gas portátiles
Piso de perforación	(6) Mangueras y estaciones de toberas – agua	(5) 5 Kg- CO2 (1) 2 Kg- polvo seco (4) 6 Kg- polvo seco	(1) Diluvio	(1) Válvula de diluvio	(2) Accesos al Panel de Control (1) Estación de apagado de emergencia (1) Panel de control para detección de gas y fuego	(5) Puntos de llamada de accionamiento manual (25) PA/ GA Altavoces (1) Flash para alarma (1) Flash para altavoz (4) Detectores de humo (3) Detectores de gas (1) Detector de H2S

Nivel	Estación de Incendios	Extintores	Sistemas de extinción fijos	Bombas, válvulas, monitores y conexiones a costa	Estaciones a control remoto y dispositivos de alivio	Señales y alarmas
Cubierta principal	(22) Mangueras y estaciones de toberas – agua	(1) 45 L con ruedas-espuma (5) 5 Kg- CO2 (1) 2 Kg- polvo seco (13) 6 Kg- polvo seco	(4) Rocío de agua	(2) Conexiones a costa internacionales (4) Monitores de agua (2) Válvulas de rocío (4) Secciones principales de incendios (2) Dispositivos para ventilación-área de alojamiento y servicios (55) Dispositivos para ventilación-espacio de maquinaria (10) Compuertas cortafuegos-espacio de maquinaria	(1) Acceso al Panel de Control (2) Alarma médica (1) Válvula de control remoto para combustible	(25) Puntos de llamada de accionamiento manual (3) Puntos de accionamiento para alarma de cuarto con bajas temperaturas (3) Alarmas médicas (112) PA/ GA Altavoces (4) Flash para alarma (4) Flash para altavoz (22) Detectores de calor (54) Detectores de humo (22) Detectores de calor sobre techo (20) Detectores de gas

Nivel	Estación de Incendios	Extintores	Sistemas de extinción fijos	Bombas, válvulas, monitores y conexiones a costa	Estaciones a control remoto y dispositivos de alivio	Señales y alarmas
						(18) Detectores de H ₂ S
Pontones	(31) Mangueras y estaciones de toberas – agua	(30) 6 Kg- polvo seco	NA	(2) Secciones principales de incendios (8) Válvulas de gas Inergen (1) Bombas contra incendios (1) Bomba de emergencia contra incendios (40) Compuertas cortafuegos- espacio de maquinaria	NA	(18) Puntos de llamada de accionamiento manual (58) PA/ GA Altavoces (8) Flash para alarma (8) Flash para altavoz (16) Señal y sirena para alarma Inergen (39) Detectores de humo
Columnas	(13) Mangueras y estaciones de toberas – agua	(4) 5 Kg – CO ₂ (4) 10 Kg con ruedas- CO ₂ (14) 2 Kg- polvo seco	NA	NA	NA	(8) Puntos de llamada de accionamiento manual

Nivel	Estación de Incendios	Extintores	Sistemas de extinción fijos	Bombas, válvulas, monitores y conexiones a costa	Estaciones a control remoto y dispositivos de alivio	Señales y alarmas
						(26) PA/ GA Altavoces (8) Detectores de calor (18) Detectores de humo
Cubierta y subcubierta de zarandas vibratorias	(7) Mangueras y estaciones de toberas – agua (1) Instalación fija de extinción de incendios- espuma	(6) 6 Kg- polvo seco	(1) Rocío de agua (1) Espuma	(1) Válvula de rocío de agua (1) Válvula de espuma (1) Sección principal de incendio (17) Dispositivos para ventilación- espacio de maquinaria	(1) Panel de acceso	(1) Puntos de llamada de accionamiento manual (23) PA/ GA Altavoces (2) Flash para alarma (2) Flash para altavoz (8) Detectores de calor (10) Detectores de humo (9) Detectores de gas (9) Detectores de H2S

Nivel	Estación de Incendios	Extintores	Sistemas de extinción fijos	Bombas, válvulas, monitores y conexiones a costa	Estaciones a control remoto y dispositivos de alivio	Señales y alarmas
Cubierta gemela	(14) Mangueras y estaciones de toberas – agua (1) Instalación fija de extinción de incendios- agua (2) Baterías de extinción fijas- agua	(5) 5 Kg- CO2 (1) 10 Kg con ruedas- CO2 (17) 6 Kg- polvo seco	(1) Espuma (4) Inergen	(10) Válvula de rocío de agua (4) Válvulas de gas Inergen (2) Válvulas de cierre de lubricante (12) Dispositivos para ventilación- espacio de maquinaria (1) Compuerta cortafuegos- alojamiento y servicios (33) Compuertas cortafuegos- espacio de maquinaria	(1) Panel de acceso (1) Panel de control GMDSS (1) Estación de apagado de emergencia (1) Panel de control megafonía y de alarma general (2) Válvulas de control remoto para combustible (1) Válvula de control remoto para lubricante	(14) Puntos de llamada de accionamiento manual (1) Timbre- alarma médica (103) PA/GA Altavoces (4) Señal y sirena para alarma Inergen (6) Detectores de calor (149) Detectores de humo (27) Detectores de humo sobre techo (2) Detectores de gas (2) Detectores de H2S

Fuente: Diagramas del Sistema Contra Incendios, Maersk Drilling, 2007.

En el Anexo 9.10 se muestran los diagramas de localización de los componentes más relevantes del sistema contra incendio en su versión más reciente.

9.6.3 Planes de Respuesta a Emergencias

Maersk Drilling tiene un largo historial de proporcionar un entorno seguro para el personal a bordo de la MODU, así como un alto desempeño. Este enfoque en la seguridad y el control de los procedimientos ha llevado al desarrollo extensivo del sistema de gestión, incluidos los procedimientos detallados y los manuales técnicos. El objetivo ha sido garantizar la entrega de servicios seguros y de alta calidad y el cumplimiento de las normas y regulaciones.

SIRIUS es un sistema gráfico basado en web que consta de flujos de proceso y documentos de respaldo. El enfoque gráfico proporciona vínculos claros entre los procesos, la organización, el cumplimiento y los manuales técnicos. Esto hace posible que cada empleado entienda su rol en los procesos relevantes y tenga una visión general de cómo estos procesos se ajustan a las operaciones de la empresa. SIRIUS está disponible para todos los empleados a través del portal en línea o desde la red local de la MODU.

Los requisitos para el Plan de Respuesta de Emergencia se cumplen por medio del Plan de Respuesta de Emergencia Interna, generalmente referido como el Manual de Contingencia, en el cual se define la responsabilidad de emergencia en la plataforma y se asignan tareas específicas a cada posición. El Manual de Contingencia se ha desarrollado de acuerdo con los reglamentos aplicables.

Plan de contingencia

Evacuación

En todas las situaciones de riesgo, la seguridad de la tripulación de la unidad siempre tiene prioridad. El OIM (Persona a Cargo) es responsable de tomar las medidas que sean posibles para asegurar que la tripulación esté protegida contra cualquier peligro y riesgo. Si se produce una situación que amenace la seguridad del personal a bordo, se activará una alarma de evacuación por decisión de la OIM (Persona a Cargo) y la información se anunciará en el sistema de megafonía. Si las estaciones de reunión principales son inaccesibles, se anunciarán estaciones de reunión alternativas en el sistema de megafonía, como la cubierta del helicóptero o el refugio temporal. Si la evacuación se hace innecesaria o se retrasa, se elegirá un lugar protegido para la tripulación. Aquí la tripulación estará protegida hasta que ya no haya peligro o hasta que se lleve a cabo una evacuación. Si se lleva a cabo una evacuación total o parcial de la unidad, se utilizará el método más seguro disponible. El tipo de situación de emergencia, los recursos disponibles y las condiciones meteorológicas afectarán al método de evacuación elegido.

Todo el personal se reunirá como se especifica en las tarjetas de reunión recibidas al llegar a la Unidad. Éstos se colocarán en el tarjetero de la cabina para facilitar el acceso en caso de emergencia. Las tarjetas también contienen una descripción de los deberes del individuo. Si se requiere una evacuación total o parcial de la MODU, se deben seguir las siguientes instrucciones. El informe y las instrucciones se dividen en tres (3) fases:

- Fase 1 Evacuación posible de la unidad en 24 horas
- Fase 2 Evacuación parcial de la unidad
- Fase 3 Evacuación completa de la MODU

Para las fases 2 y 3 se seguirán uno de los siguientes métodos de evacuación:

- La evacuación en helicóptero será el método preferido de evacuación.

- Se puede considerar la posibilidad de evacuar a través de un puente a otra instalación. Deberá tenerse en cuenta el equipo disponible y el riesgo de que la situación peligrosa se extienda a otras instalaciones
- El traslado del personal a un buque de reserva o a otros buques con grúa puede aparecer en la imagen. Un factor decisivo aquí es el clima y la urgencia de la situación
- La evacuación por medio de botes salvavidas se puede hacer si es urgente y no hay helicóptero
- Si no se puede utilizar ninguno de estos métodos, la evacuación se puede hacer por medio de balsas inflables y pescantes. El último recurso es saltar al mar. A continuación, el personal bajará por las escaleras externas de la unidad. El personal saltará al mar desde la altura más baja posible. Los recursos tales como las embarcaciones de reserva y las embarcaciones MOB se utilizarán para recoger a las personas de las balsas o del agua.

Cuando la situación se haya controlado y las medidas adoptadas se hayan completado con éxito, es importante que la MODU vuelva a funcionar normalmente lo antes posible. El personal a bordo deberá tener el "todo despejado" sobre el sistema de megafonía. Las personas fuera de servicio deberán ser despedidas inmediatamente. Los vigilantes de incendios deberán ser estacionados si es necesario. El área circundante deberá ser informada tan pronto como sea posible acerca de la situación que se encuentra bajo control y que todas las acciones implementadas deberán ser suspendidas. El personal evacuado deberá ser llevado de vuelta a la Unidad tan pronto como sea posible.

El OIM (Persona a cargo), líderes de sección con responsabilidad para el control de daños y el Representante del Operador, deberá inspeccionar la ubicación de cualquier daño y anotar cualquier daño visible. Las fotos de las áreas dañadas son una prueba importante. Bajo ciertas circunstancias no está permitido entrar en un área dañada para reanudar el trabajo sin el permiso de las autoridades, la Policía, el Operador y/o Maersk Drilling. El OIM, en cooperación con el Representante del Operador, evaluará cada situación según sea necesario. Se llevará a cabo una investigación cuando esté presente personal clave que haya participado en las medidas adoptadas. Se llevará a cabo un proceso exhaustivo de hacer preguntas y documentar la situación. La investigación seguirá el proceso de investigación de incidentes de Maersk Drilling.

Acciones generales en caso de emergencia

Toda persona a bordo de la Unidad deberá, al descubrir una emergencia o situación peligrosa, informar inmediatamente a la Sala Central de Control de la Unidad y proporcionar la siguiente información: Tipo de emergencia o situación de peligro, Ubicación, ¿Qué acciones se han llevado a cabo?, ¿Hay alguien herido o desaparecido? y Nombre de la persona que informa.

Además, la persona que presente el informe deberá:

En caso de incendio:

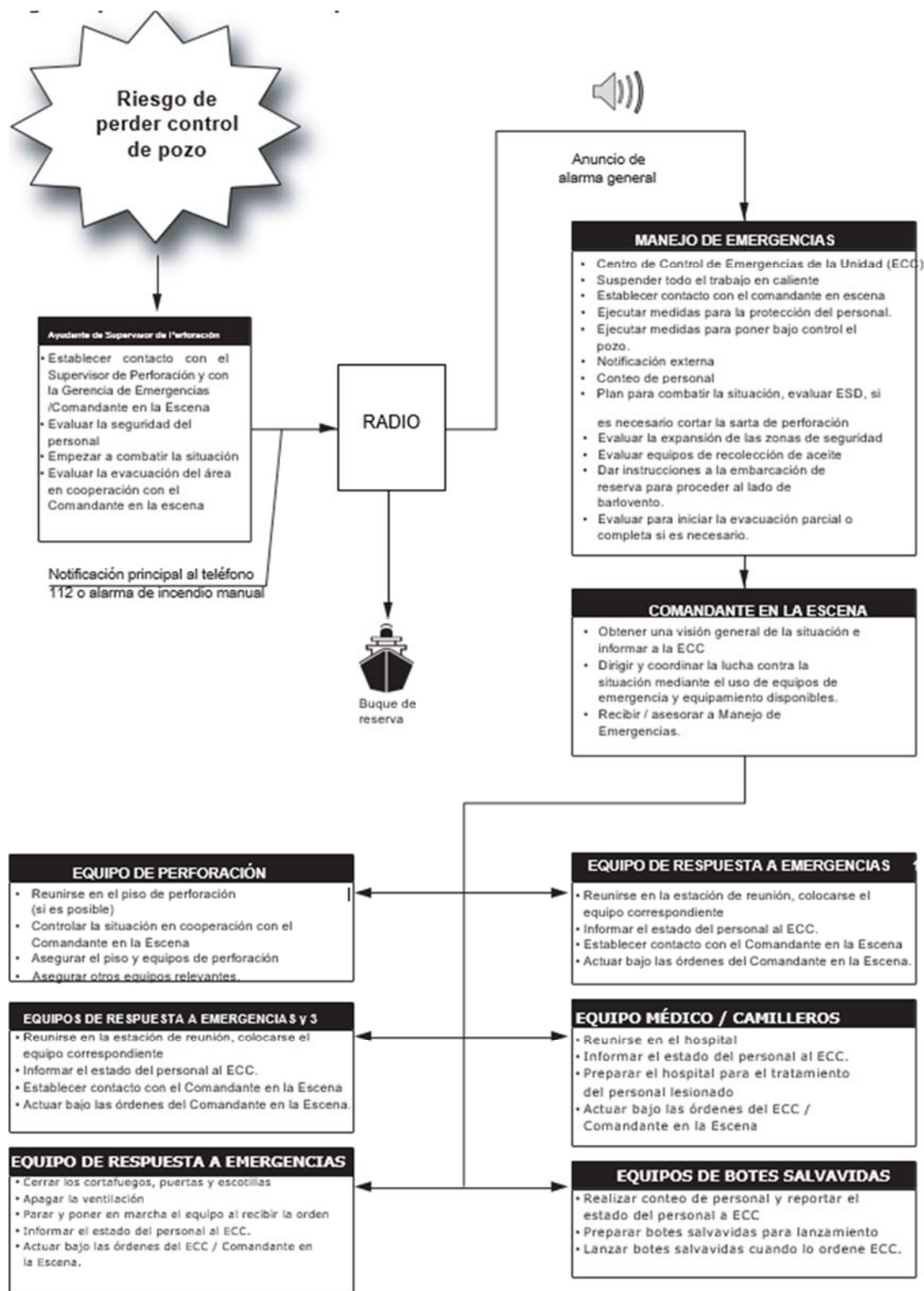
- Asegurar la propia seguridad
- Activar el punto de llamada de accionamiento manual más cercano
- Detener todo el trabajo y asegurar el lugar de trabajo, incluyendo cualquier equipo o herramienta en uso
- Si es seguro hacerlo, iniciar la lucha contra incendios con el equipo de extinción de incendios más cercano disponible. Si la lucha contra incendios no es posible de inmediato, intente limitar el fuego y evitar que se propague

En caso de Hombre al agua:

- Tirar por la borda el salvavidas más cercano disponible y mantener a la persona angustiada a la vista
- Gritar "Hombre al agua" repetidamente hasta que llegue más personal
- Vigilar continuamente a la persona en el agua. Apunte su brazo en la dirección de la persona angustiada.
- El personal que escuche el grito de "Hombre al agua" investigará inmediatamente y se presentará en la Sala de Control Central.

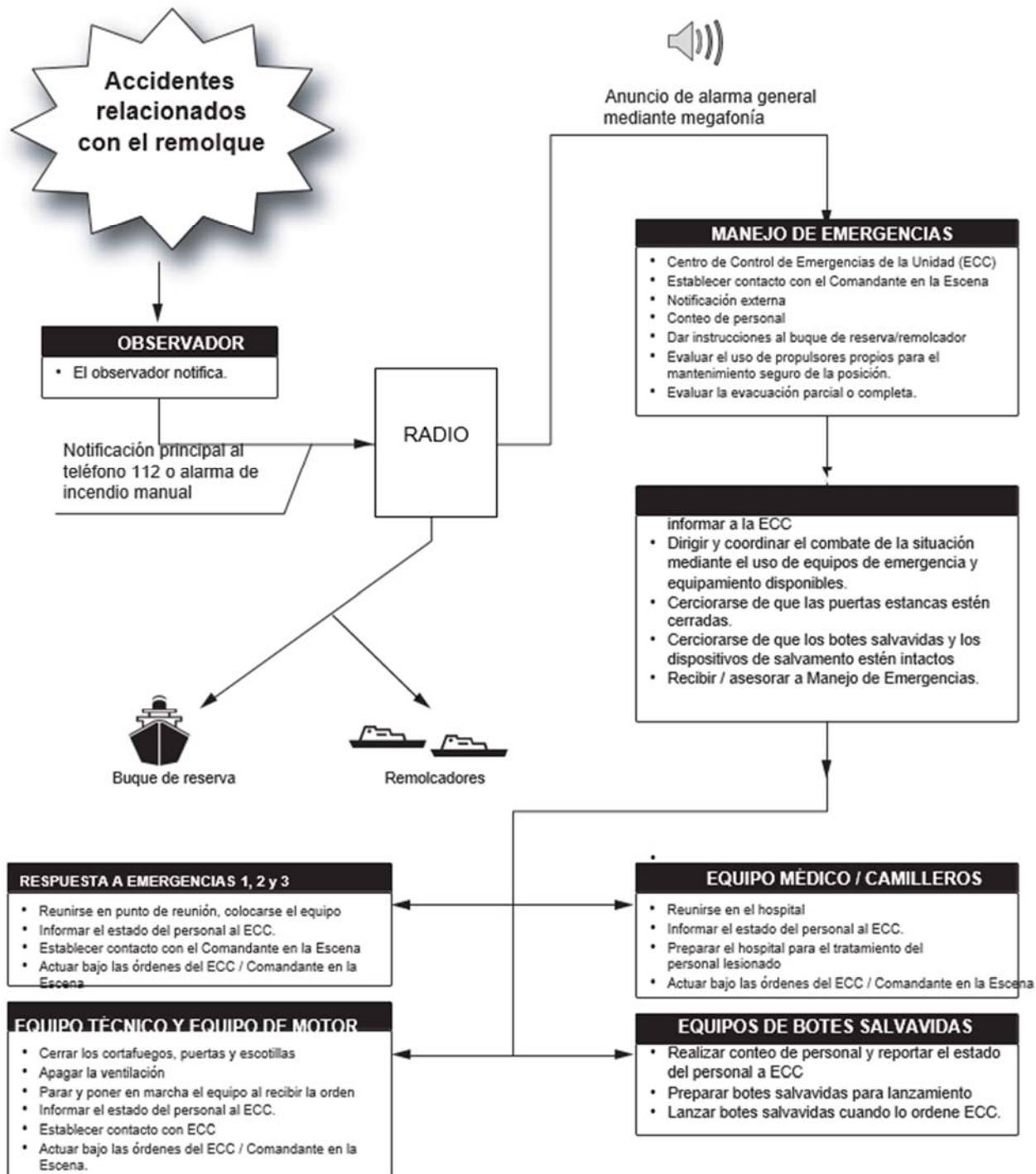
Perforación exploratoria del Área Contractual 9 para aguas someras de la Cuenca Salina, Golfo de México

En caso de pérdida de control de pozo:



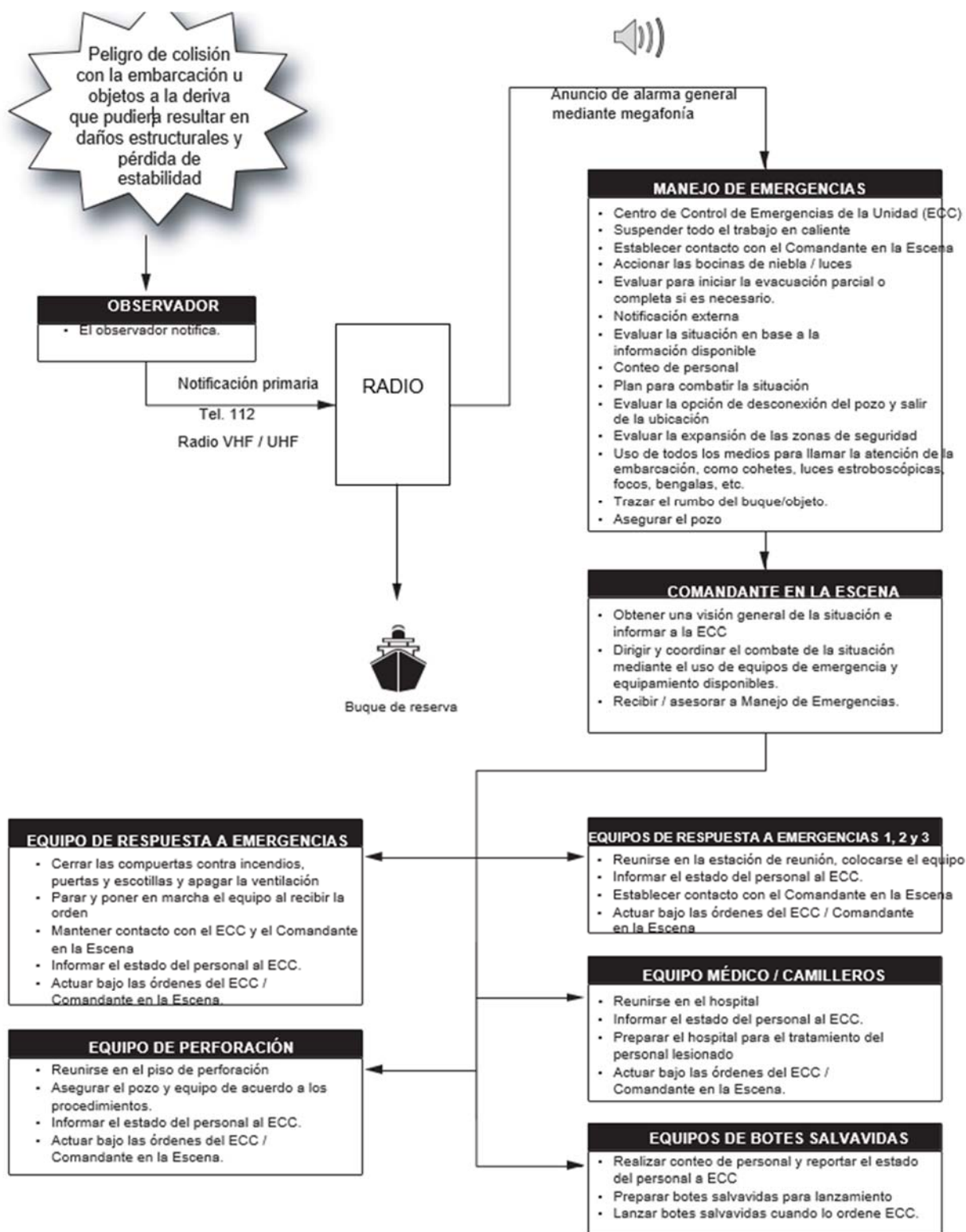
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de accidentes relacionados con el remolque:



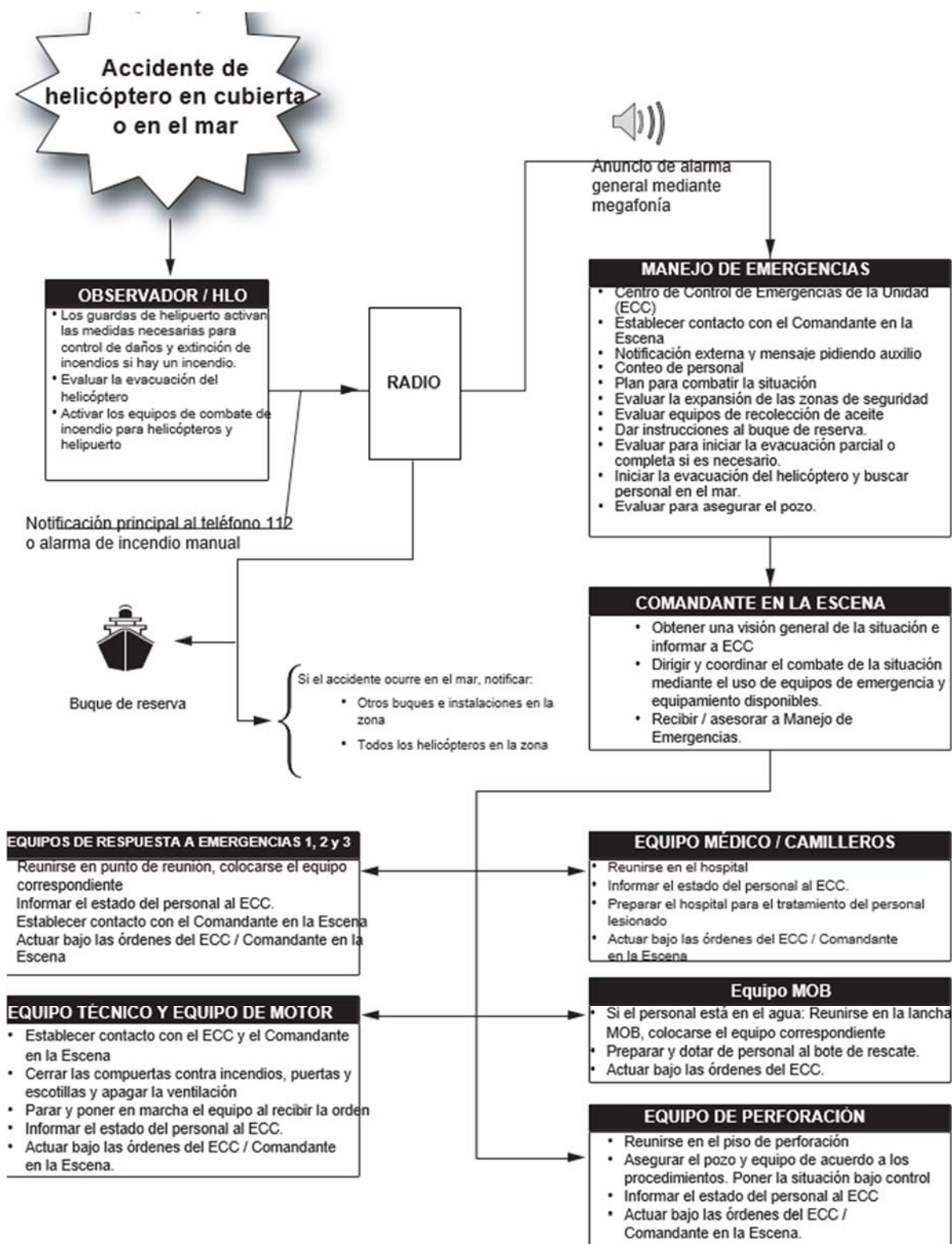
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de peligro de colisión:



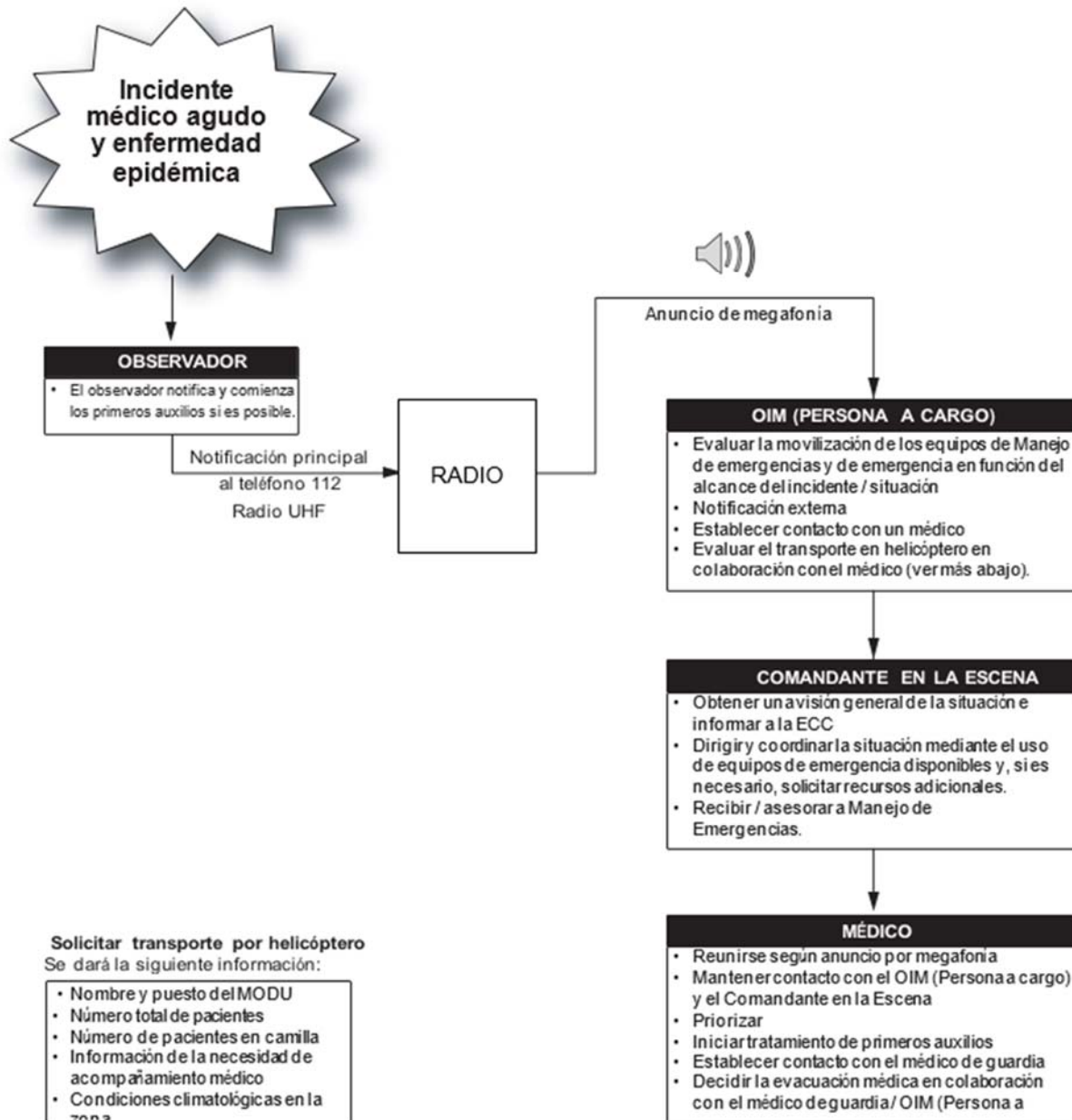
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de accidente de helicóptero en cubierta o en el mar:



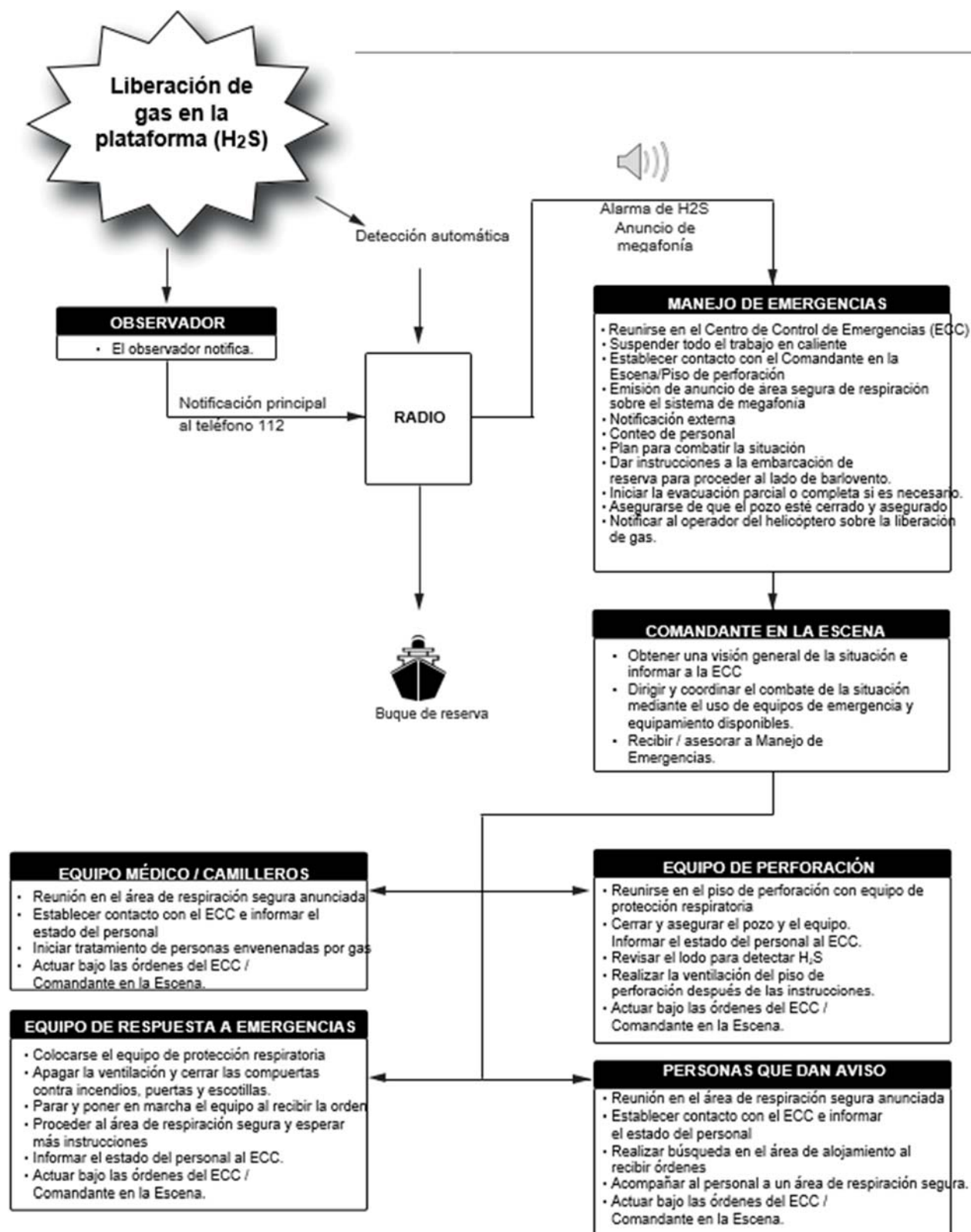
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de incidente médico o enfermedad epidémica:



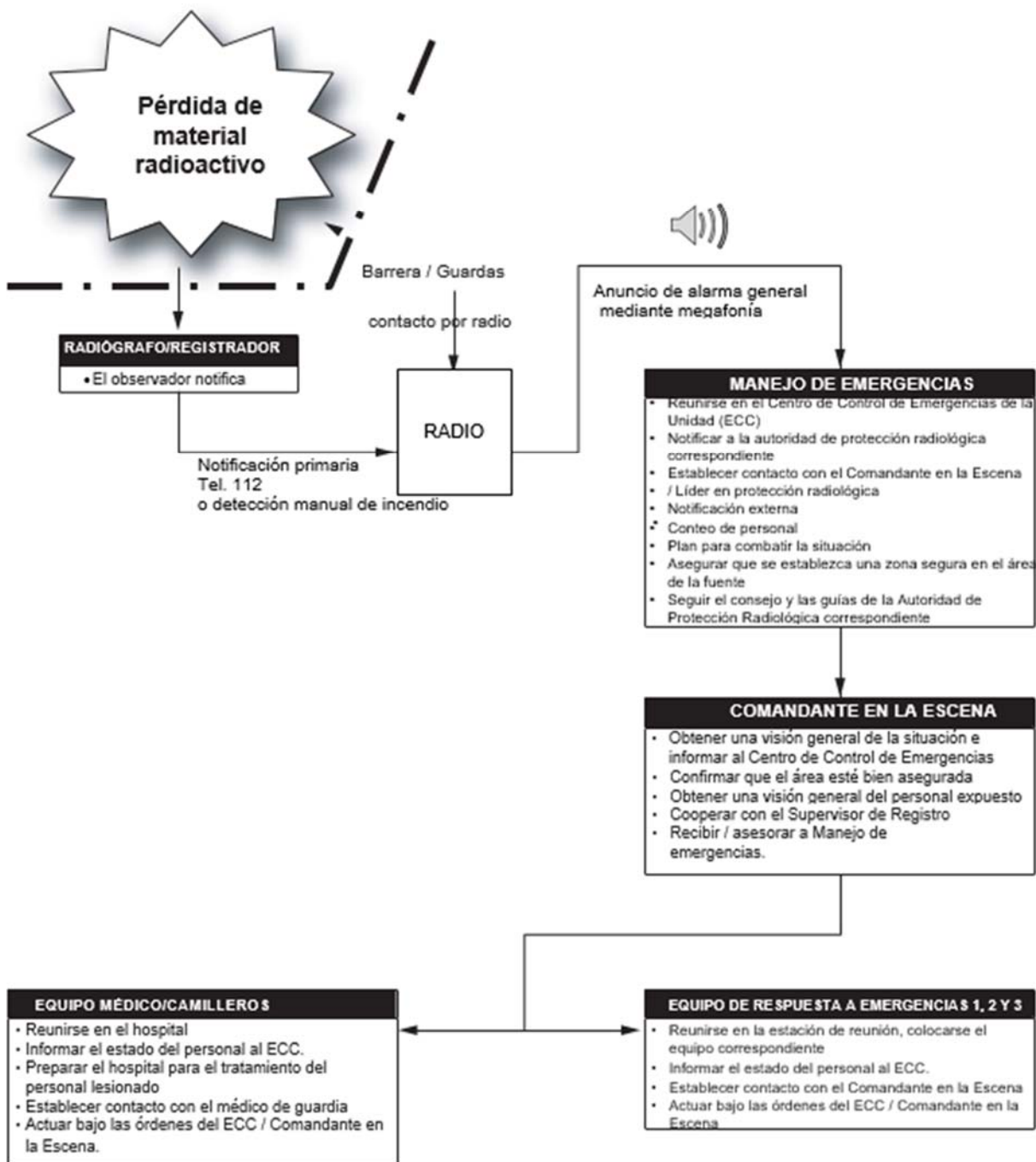
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de liberación de H₂S:



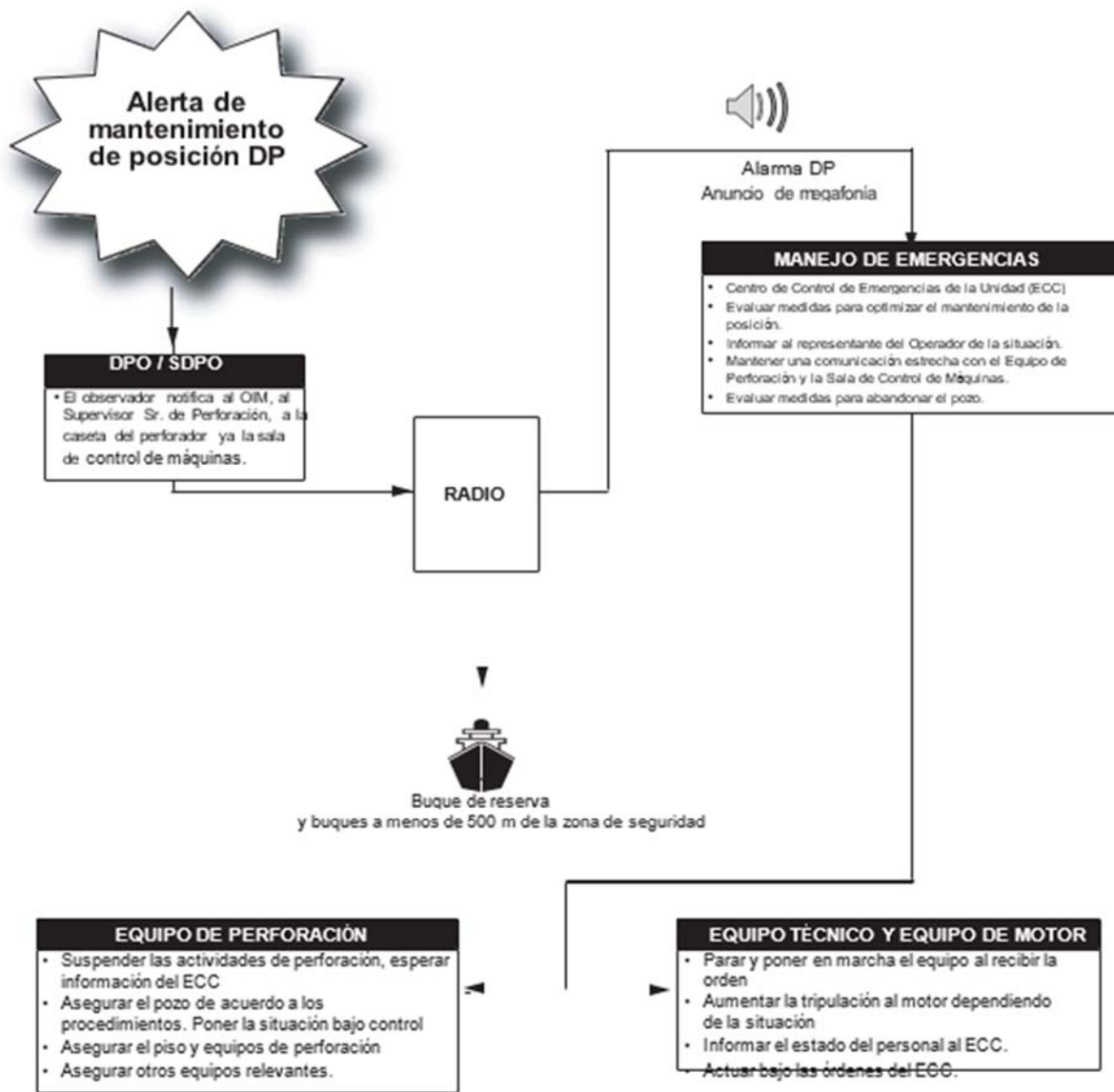
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de liberación de material radioactivo:



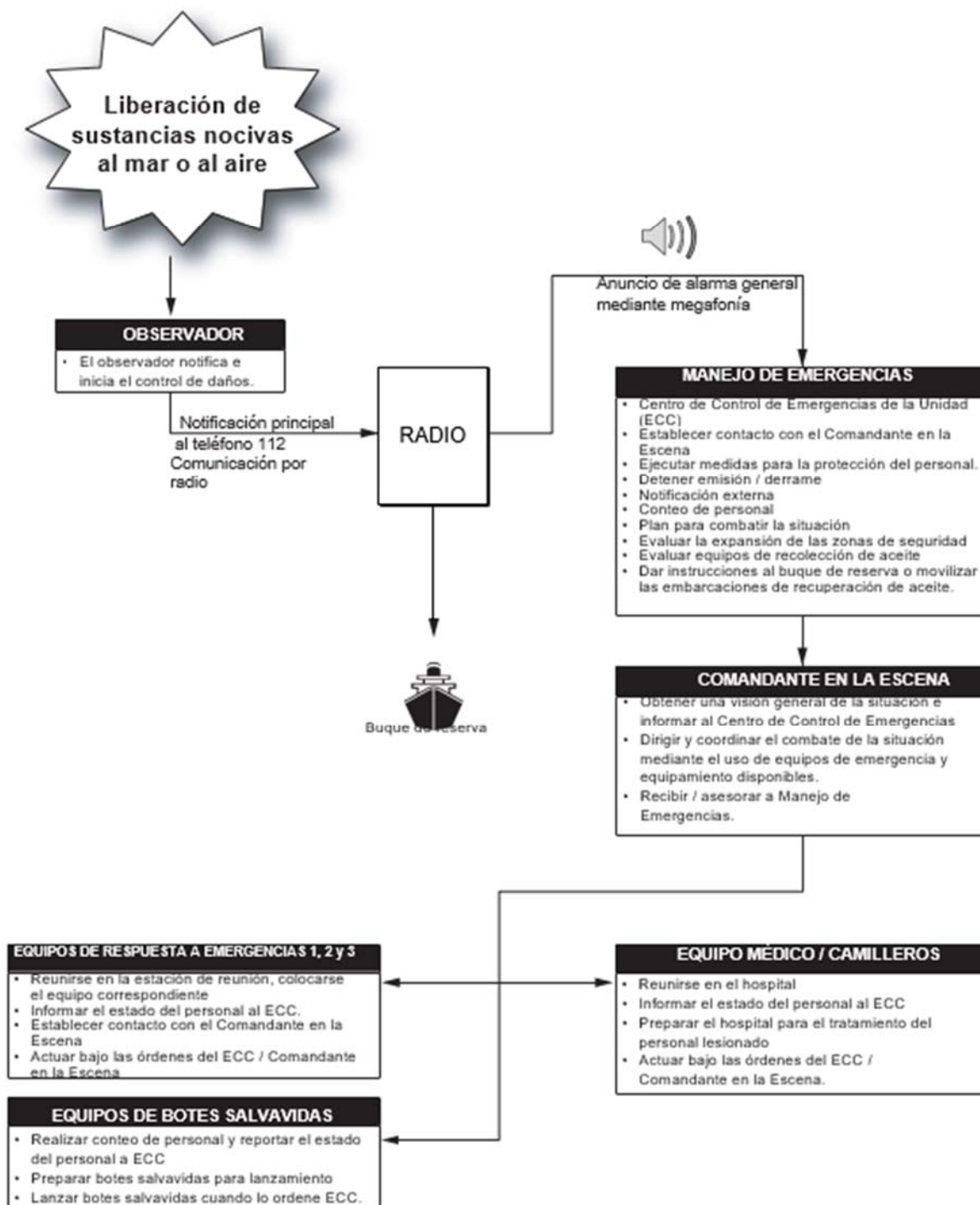
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de pérdida de posicionamiento:



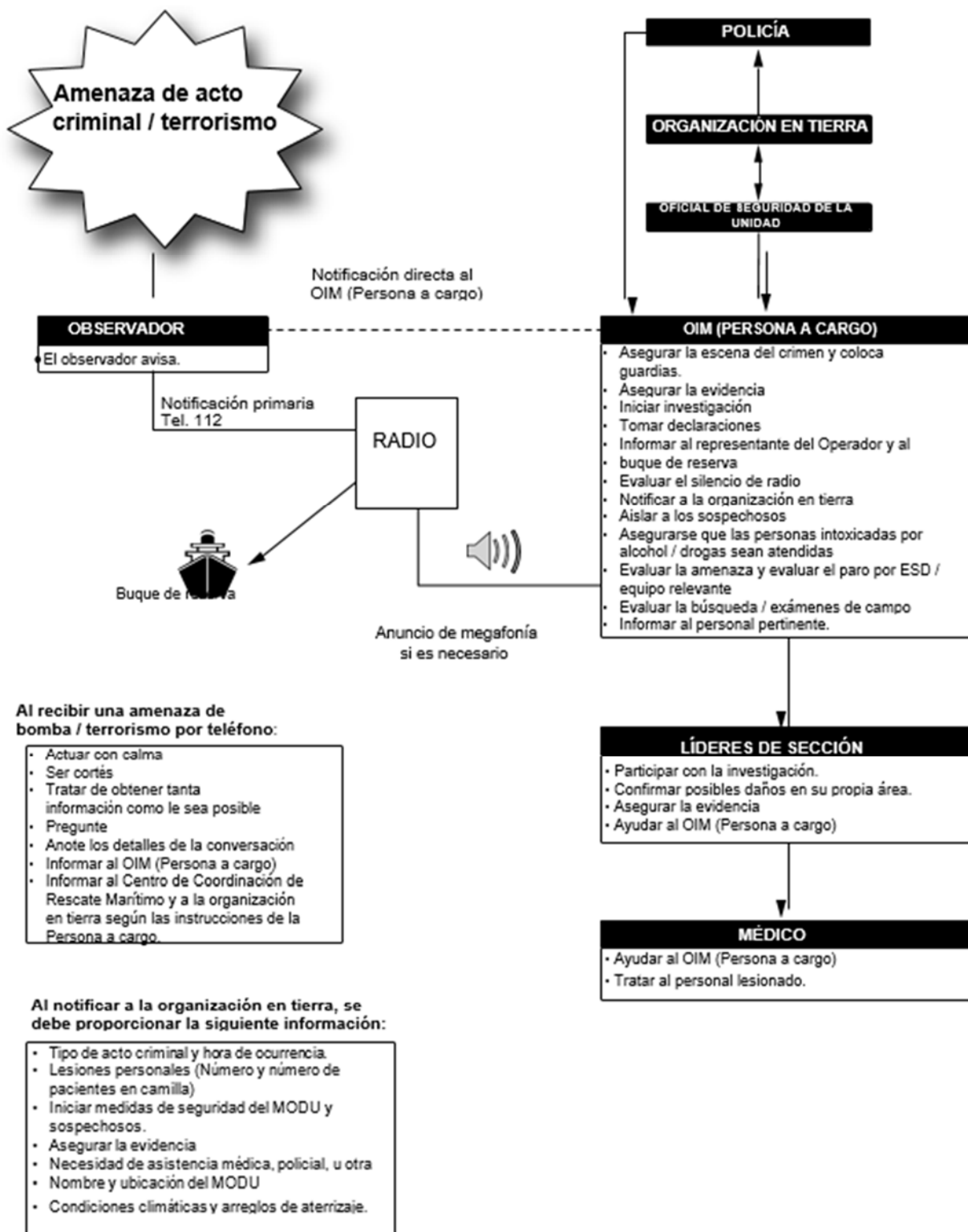
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de liberación de sustancias nocivas:



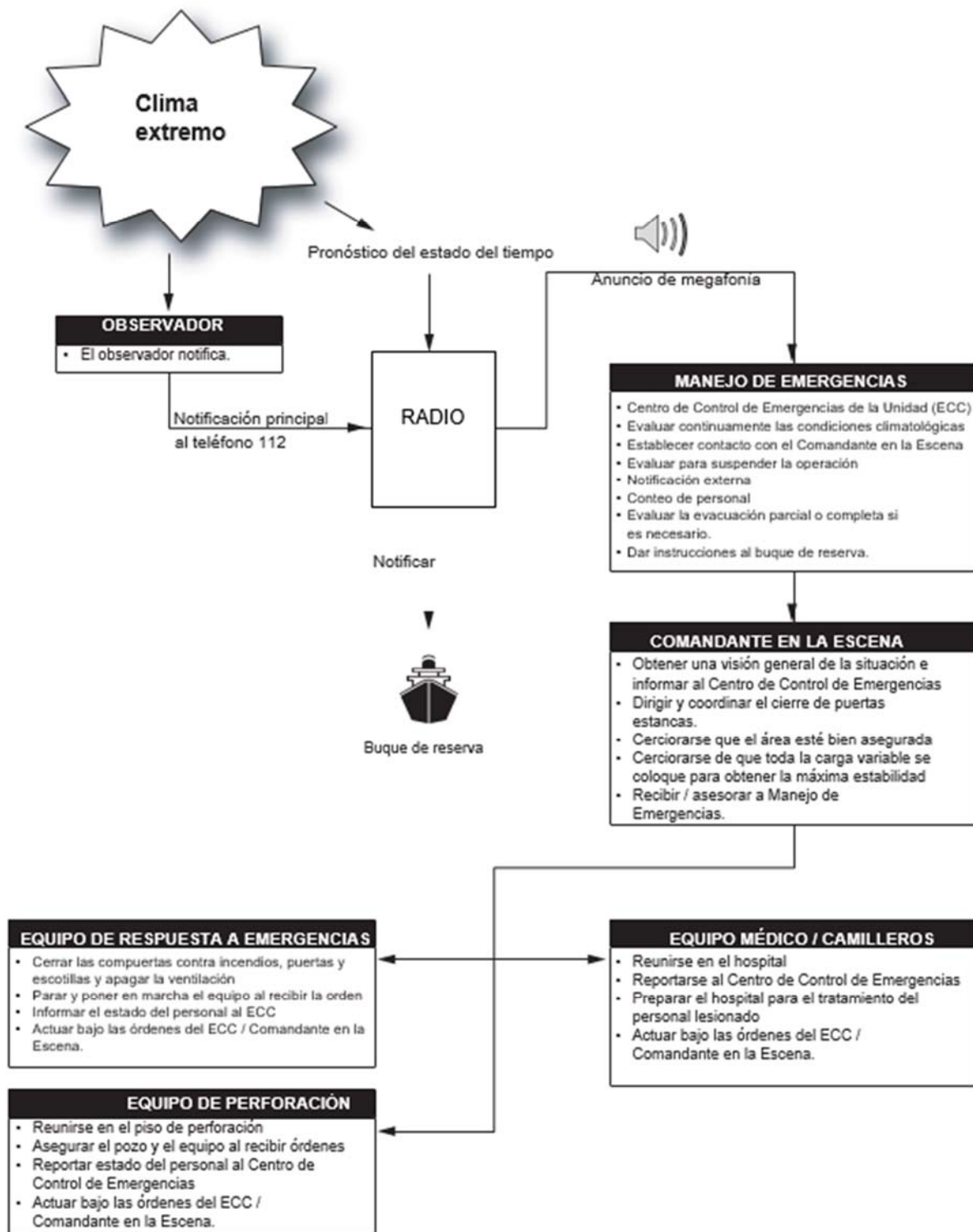
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de actos terroristas:



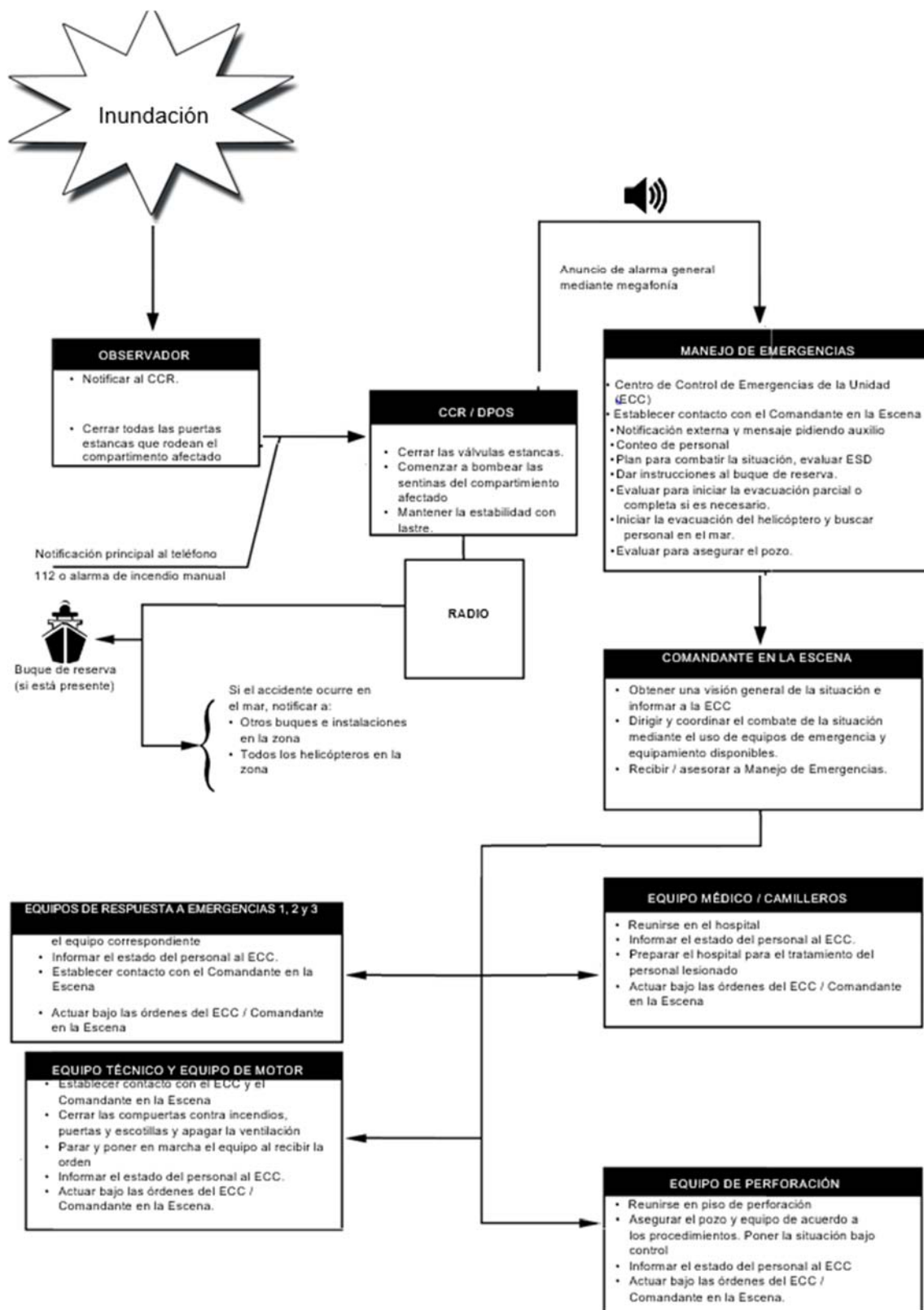
Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de clima extremo:



Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

En caso de inundaciones:



Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Developer, 2015

9.6.4 *Sistemas de Seguridad*

Equipo y material contra incendios:

El siguiente equipo contra incendios deberá estar disponible a bordo:

- Equipo portátil contra incendio
- Equipo fijo contra incendio
- Gabinetes de bomberos con equipamiento.

Para información más detallada ver sección 9.6.2 Proyecto Sistema Contra Incendios del presente documento.

Medios de evacuación:

La MODU dispone de los siguientes medios de evacuación:

- Punto de Reunión 2, cubierta principal hacia proa:
 - Bote salvavidas No. 1, a babor (90 personas)
 - Bote salvavidas No. 2, a estribor (90 personas)
- Punto de Reunión 4, cubierta principal en popa:
 - Bote salvavidas No. 3, a babor (90 personas)
 - Bote salvavidas No. 4, a estribor (90 personas)
- Cubierta principal hacia proa, a estribor:
 - 4 balsas salvavidas (4 x 25 personas)
- Cubierta principal hacia popa, a babor:
 - 4 balsas salvavidas (4 x 25 personas)

Hombre al agua:

La MODU está equipada con una lancha MOB rápida, ubicada en la cubierta principal de popa, para recoger a las personas del agua.

Las boyas salvavidas están ubicadas estratégicamente en la MODU.

Trajes de inmersión:

Los trajes de inmersión, si se requieren, se ubicarán en gabinetes de almacenamiento dedicados a las estaciones del bote salvavidas y en cada cabina.

Trajes para el transporte por helicóptero:

Los trajes para el transporte en helicóptero se entregan a todo el personal en el vuelo de ida a la Unidad. La persona que lleva el traje lo guarda en su cabina durante la estadía a bordo y lo devolverá al regresar a tierra.

Equipo de protección contra gas:

El proyecto no contempla la presencia de H₂S durante las actividades de exploración, sin embargo, si la unidad está operando en áreas en donde se libere H₂S, habrá a bordo un número suficiente de elementos de protección de gas. Para más información sobre el procedimiento de emergencia en caso de liberación de H₂S ver sección 9.6.3 Planes de Respuesta a Emergencias de este documento.

Estaciones de lavado de ojos

La Unidad cuenta con 10 estaciones de lavado de ojos KFELS localizadas en los siguientes espacios: cuarto de generadores, área de contra pozo, área de bomba de lodos, tanque cáustico, área de zarandas vibratorias, piso de perforación y en el cuarto de cementos.

Sistema de monitoreo de gas combustible

Los puntos de muestreo de gas combustible se encuentran en la sala LER Cubierta C, Sala AHU Cubierta A, cocina, área de zarandas vibratorias, piso de perforación, pasaje de la carretilla elevadora fuera de la fosa de lodos, fuera del cuarto de cementos. Cuenta con una alarma general tipo audible y visual.

Equipo autónomo de respiración:

La Unidad tiene ocho (8) equipos de 30 minutos de equipos autónomos de respiración ubicados en los siguientes puntos:

- Estación de emergencia No. 1 Cubierta principal, lado de babor (2 equipos)
- Estación de emergencia No. 2 Cubierta principal, lado de estribor en escaleras (2 equipos)
- Estación de emergencia No. 3 Sala Contra Incendio en la Cubierta C (2 equipos)
- Estación de emergencia No. 4 Cubierta principal, a proa (2 equipos)

Equipo de primeros auxilios:

La Unidad cuenta con un hospital totalmente equipado ubicado en el lado de babor del módulo de alojamiento en el nivel de la cubierta principal.

Además, hay botiquines de primeros auxilios ubicados estratégicamente en la Unidad.

Equipo de comunicaciones:

El equipo de comunicaciones a bordo de la Unidad se encuentra en la lista de inventario, que se actualiza por el Planificador de SAP.

Refugio temporal:

En la Unidad se tienen definidos espacios para servir como Refugio Temporal (TR).

El Refugio Temporal es un lugar o conjunto de lugares, donde las personas pueden reunirse si es necesario, a corto plazo en un lugar protegido de los efectos inmediatos de un accidente, y desde donde se pueden emprender acciones para evaluar y controlar un accidente u organizar un escape, evacuación y rescate.

Se tienen definidos un refugio temporal de punto de reunión de masas y un refugio temporal de comando. El Refugio Temporal de Masas es un lugar donde las personas se reúnen para evitar los efectos inmediatos de cualquier accidente.

El Refugio Temporal de Masas comprende el comedor en la cubierta principal

El Refugio Temporal de Comando es un lugar donde se pueden emprender acciones para evaluar y controlar un accidente o para organizar el escape, la evacuación y el rescate.

El Refugio Temporal de Comando está compuesto por la Sala de Control Central y la Sala de Radio.

El Refugio Temporal en su conjunto se define como el Refugio Temporal de los Asesores, el Refugio Temporal del Comando y la interconexión de pasillos y escaleras.

La integridad del Refugio Temporal depende del funcionamiento de los sistemas pasivos de protección contra incendios y de cierre en el alojamiento.

Señales de alarma:

Las señales de alarma son las siguientes:

- Señal de alarma intermitente (Alarma general) + Luz roja giratoria.

La alarma se usa de la siguiente forma:

- Señal sonora - Tono sencillo intermitente
- Señal visual - Luz roja rotatoria

Cuando se activa una alarma general, siempre se emitirá un anuncio que explique el motivo de la alarma.

La alarma general normalmente se activará para:

- Condiciones de incendio/explosión
- Liberación significativa de hidrocarburo
- Hombre al agua
- Colisión potencial
- Incidente del helicóptero
- Otras condiciones potencialmente graves.

Para alarmas relacionadas con otras circunstancias se utilizan los siguientes procedimientos:

- Investigue por qué se activó la alarma y en caso de duda, enviar a alguien al lugar para investigar.
- Emitir el anuncio de PA que indique el tipo de situación y la ubicación del incidente.
- Repetir el anuncio
- Verificar si se trata de una alarma real o falsa.
- Si es real, suelte la alarma y déjela encendida durante unos 60 segundos.
- La información debe ser proporcionada por el OIM (Persona a cargo).

- Señal de tono constante (Alarma de Evacuación) + Luz amarilla giratoria.

La alarma se usa de la siguiente forma:

- Señal sonora - Tono sencillo continuo
- Señal visual - Luz amarilla rotatoria
- Se proporcionará información adicional sobre la alarma en el sistema de megafonía.

Un anuncio en la megafonía relacionado con una evacuación normal o debido a que la situación actual requiere un método diferente de evacuación o ubicación alternativa de reunión, se deben seguir las siguientes pautas:

- Dar la alarma de evacuación
- Emitir el anuncio por megafonía indicando los medios de evacuación y las estaciones de reunión a utilizar.
- Repetir el anuncio por el sistema de megafonía
- Establecer contacto con los capitanes de los botes salvavidas.

Cuando se activa una alarma de evacuación, todos deben reunirse en su bote salvavidas asignado, a menos que se proporcione una estación de reunión alternativa a través del sistema de megafonía.

Solo el OIM (Persona a cargo) o su designado pueden emitir la orden final para evacuar la Unidad.

- Señal de sirena multitono (Alarma de gases tóxicos (H₂S)) + Luz ámbar giratoria en áreas con alto nivel de ruido

La alarma se usa de la siguiente forma:

- Señal sonora - Señal de sirena multitono
- Señal visual - Luz ámbar rotatoria
- Anuncio sobre el sistema de megafonía

- Alarma de hombre al agua:

El siguiente procedimiento se utiliza en una situación de hombre al agua:

- Dar la alarma general
- Ponerse en contacto con el buque de reserva (si está disponible) para informarles sobre la situación y dar la orden para comenzar la búsqueda.
- Emitir el anuncio del hombre al agua.
- Repetir el anuncio por el sistema de megafonía

- Alarma durante los simulacros:

Las pautas que se describen a continuación se seguirán durante un simulacro.

- Dar la alarma y dejarla encendida durante unos 10 segundos
- Emita el anuncio por el sistema de megafonía indicando que es un simulacro.
- Repetir el anuncio
- Haga sonar la alarma general durante unos 30 segundos.

En el caso de una reunión en la estación de botes salvavidas de popa, los siguientes ventiladores deben apagarse para reducir el ruido de fondo y ayudar a las comunicaciones claras en el punto de reunión: MS7, ME7, ME9, ME16 y ME17.

Después de que termina el simulacro:

- Enviar tres (3) señales cortas de alarma general.
- Emitir el aviso por el sistema de megafonía que el simulacro ha terminado y que el personal puede reanudar las tareas normales.
- Repetir el aviso

9.6.5 Medidas Preventivas

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

Consideraciones generales de mantenimiento

Limpieza de BOP

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

Bloques de Preventor de Ariete

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

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

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

Lavado de cápsulas submarinas después de la recuperación

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

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

Control de flujo de BOP

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

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

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

Fijación de pernos

Todos los pernos deberán ser pares de ariete utilizando un equipo de par calibrado de acuerdo con las especificaciones de par del fabricante del equipo original.

- Se utilizará en todo momento un equipo de par calibrado.
- El par aplicado se ajustará al manual de operaciones y mantenimiento del equipo.

- El par se aplicará a los pernos y/o pernos de forma entrecruzada o de acuerdo con las recomendaciones del fabricante del equipo original.
- El verificador registrará y aprobará los pares de giro (OIM, Líder de Sección Técnico, Supervisor Submarino, etc.) e ingresó al MD GMAO.

Empaques o juntas de conexión

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

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

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

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

Consideraciones generales de mantenimiento y pruebas Post- mantenimiento

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

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

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

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

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

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

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

En el caso de una situación de control de pozos.

Cada vez que el BOP es sometido a un flujo incontrolado de fluidos de reservorio que contienen H₂S, evalúe el nivel de servicio y realice las pruebas requeridas antes de que vuelva a entrar en servicio con la aprobación del Superintendente regional del WCE.

Pruebas de presión del BOP

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

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

9.6.6 Otras Consideraciones

El Regulado, implementará y verificará los sistemas de seguridad que se mencionan en esta sección. Se contará con los Manuales de Operación y Mantenimiento los cuales incluyen las instrucciones necesarias para garantizar que los equipos se operen en forma segura y eficiente, a través de un adecuado programa de mantenimiento preventivo.

Maersk Drilling está comprometida con los más altos estándares de Gestión de Salud, Seguridad, Medio Ambiente y Calidad y ha desarrollado sus sistemas de gestión utilizando la orientación proporcionada por las Normas ISO 9001, 14001 y 18001. Asimismo, los elementos operativos de salud y seguridad de SIRIUS están alineados con la norma OHSAS 18001:2007.

Las políticas muestran el compromiso de la alta gerencia y describen el compromiso de cada miembro de la fuerza laboral para asegurar que realicen su trabajo de manera segura. Estas políticas están soportadas por los Sistemas de Gestión. Están sujetos a revisiones y auditorías periódicas.

Operaciones de perforación

El Manual de Control de Pozos rige los métodos en ausencia de cualquier otro conjunto aceptable de procedimientos y directrices. Sin embargo, para que cualquier otro procedimiento y lineamiento de control de pozos tenga preferencia sobre los que se muestran en el Manual de Control de Pozos, lo siguiente es obligatorio:

- Al menos dos barreras de seguridad probadas estarán presentes en la perforación y exploración de pozos. Si por alguna razón sólo hay una barrera de seguridad, todas las actividades cesarán hasta que se restablezcan dos barreras de seguridad.
- Todas las barreras de seguridad deben ser probadas de acuerdo con los procedimientos aprobados, o según lo especificado en el programa preparado para la operación específica.

Condiciones de Mantenimiento

Las especificaciones de inspección aparecen como medidas de mantenimiento en el sistema de mantenimiento de acuerdo con las frecuencias definidas. En general se definen tres frecuencias:

- Los botes salvavidas, pasamanos y otros equipos relacionados con la seguridad son inspeccionados anualmente.
- La inspección de tanques de lastre, tanques de lodo, cubierta principal, heliplataforma, estructura, etc.
- La inspección de tanques de aceite combustible, espacios vacíos y otras áreas con baja tasa de corrosión está planeada a cinco (5) frecuencias de inspección anuales.

Para cada inspección se evalúan e informan cuatro (4) tareas:

- Estado general de la superficie
- Daños en la pintura
- Corrosión y descomposición del material
- Otros daños (impacto mecánico, grietas, etc.).

Si el resultado de la inspección se desvía del nivel de aceptación definido en el Manual de Recubrimiento, se emitirá una notificación en el sistema IFS asegurando la planificación y ejecución del mantenimiento.

Operaciones de izado

Es un requisito que se planifiquen todas las operaciones de elevación. Un Plan de Levantamiento también detallará aquellas medidas reveladas por un SJA que necesitan ser tratadas. Para operaciones de elevación rutinarias o repetidas, dicha planificación sólo es necesaria la primera vez, siempre y cuando se haya establecido un procedimiento operativo o se haya documentado de otra manera.

Operaciones de helicóptero

Los procedimientos y responsabilidades para las operaciones de helicópteros se describen en el Modelo SIRIUS de Operaciones de Helicópteros, que ofrece orientación sobre los elementos significativos de la estructura de las normas y reglamentos y establece las normas mínimas de Maersk Drilling.

El Oficial de Aterrizaje de Helicópteros (HLO) es responsable de todas las operaciones de helicópteros relacionadas con la instalación. Todo el personal involucrado en estas operaciones está bajo el control de la OAE.

La HLO ha asistido a cursos aprobados en operaciones de helicópteros, lucha contra incendios, operaciones de radio y cursos de reabastecimiento de combustible. Todos los miembros de la tripulación de la heliplataforma han asistido a cursos específicos aprobados de lucha contra incendios y reabastecimiento de combustible.

La Organización de las Naciones Unidas para la Aviación Civil Internacional (OACI) establece normas básicas que son puestas en práctica por organizaciones regionales como las JAA (The European Joint Aviation) y aplicadas por las Autoridades de Aviación Civil (CAA) de cada país.

Clima Adverso

Muchas actividades operacionales pueden verse afectadas por condiciones meteorológicas adversas y se han producido incidentes que han provocado lesiones que pueden atribuirse, en parte, a condiciones meteorológicas adversas. La política y las directrices contenidas en las Directrices para condiciones climáticas adversas son necesarias para mantener un sistema seguro de trabajo en tales condiciones.

El objetivo de este procedimiento es:

- Asegurar los controles y precauciones necesarios para mantener un sistema de trabajo seguro durante condiciones climáticas adversas;
- Asegurar que exista una buena perspectiva de recuperación para las personas que, como resultado de un incidente, puedan necesitar ser rescatadas del mar.

Requerimientos de mantenimiento e inspecciones cada 5 años

Los componentes del sistema del equipo de control de pozos deben ser inspeccionados por lo menos cada 5 años de acuerdo con el programa del propietario del equipo. Los componentes individuales y los subconjuntos pueden inspeccionarse de forma escalonada. Los resultados de la inspección se verificarán con arreglo a los criterios de aceptación del fabricante.

El período de cinco años comenzará utilizando uno de los siguientes criterios:

- La fecha en que el propietario del equipo acepta la entrega de un equipo de perforación de nueva construcción con un sistema BOP;
- La fecha en que el nuevo equipo, el equipo reparado o el equipo remanufacturado se instala en el sistema;
- La fecha de la última inspección del componente, si no se dispone de registros de conservación y almacenamiento.

La política de Maersk Drilling es que, independientemente de la obligación contractual, API-S-53 es el documento que rige la inspección y el mantenimiento durante 5 años.

9.7 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Como parte del Análisis Cualitativo se llevó a cabo la identificación de Peligros y Evaluación de Peligros siguiendo los lineamientos del procedimiento del “Procedimiento de Identificación y Análisis de Riesgos” elaborado por Capricorn, (ver sección 9.5.1). A través de la matriz general de Clasificación de Riesgos se definieron las actividades/eventos 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, como se muestra en la Tabla 9.22, que de los 146 impactos evaluados y jerarquizados existen cuarenta y uno (41) impactos con clasificación de riesgo neto “Muy Bajo”, cuatro y uno (41) impactos con clasificación de riesgo neto “Bajo”, treinta y nueve (39) impactos clasificados con nivel de riesgo neto “Medio” y veinticinco (25) impactos en clasificación de riesgo neto “Alto”. Ningún impacto fue evaluado con una clasificación de riesgo neto “Muy Alto” o no tolerable.

Como se mencionó anteriormente, veinticinco (25) fueron los impactos evaluados con una clasificación de riesgo neta “Alto”. Estos impactos evaluados con la clasificación de riesgo neta más alta son consecuencias directas de siete (7) riesgos identificados, los cuales son:

- Hidrocarburos presentes en la formación durante la perforación que conducen a una liberación en el piso de la perforación
- Manejo inapropiado de equipo de anclaje;
- Peligros Ocupacionales;
- Operaciones de Levantamiento;
- Clima adverso;
- Sabotaje;
- Falla de línea

Dentro de estos veinticinco (25) impactos con clasificación de riesgo “Alto”, nueve (9) fueron evaluados con el nivel de impacto de mayor magnitud (Alto) y el mayor nivel de probabilidad asignado (posible), y fueron presentados en la Tabla 9.23. Es importante notar que en los riesgos con la mayor clasificación de riesgo neta (Alto) pueden ser adjudicados, en su mayoría, a errores humanos u operacionales o eventos externos.

Para estos eventos, las salvaguardas, controles administrativos y medidas de mitigación existentes para fueron consideradas adecuados y suficientes por el equipo evaluador para la correcta administración del riesgo. Los controles preventivos, mitigantes y administrativos fueron documentados y pueden ser consultados en el Registro de riesgo de proyectos (Anexo 9.7) y una descripción a mas a detalle se presenta en la sección 9.6 de este documento.

Con base en los resultados de la ejecución de la sesión de identificación de peligros se determinó, que para efectos del análisis de consecuencias el evento de “Pérdida de control de pozo / integridad de pozo” jerarquizado con nivel de riesgo “Alto”, presentaría un efecto potencial mayor al medio ambiente. Por lo que, se procedió a realizar análisis de consecuencias de eventos de fuego, explosión y dispersión tóxica.

Posteriormente se procedió al análisis cuantitativo de las consecuencias en donde se procedió a analizar eventos de derrame, fuego, explosión y dispersión tóxica.

De acuerdo con el análisis de consecuencias, los escenarios que presentarían una mayor potencia de afectación para los escenarios de fuego, explosión y dispersión tóxica serían:

- Escenario 1. Generación de nube tóxica por emisión descontrolada de gases dentro de la plataforma semi-sumergible,

- Escenario 4. Explosión dentro del piso de perforación por emisión descontrolada de gases dentro de la unidad semi-sumergible, y
 - Escenario 6. Fuego en cubierta principal por emisión descontrolada de crudo dentro de la plataforma semi-sumergible.
1. De acuerdo a las isopletras del Escenario 1, puede destacarse, que debido a la presencia de gases menos densos que el aire (metano) en mayor proporción dentro de la mezcla, la mayor parte los gases serán dispersados con facilidad a pesar de las condiciones de estabilidad atmosférica, sin llegar a formar atmósferas concentradas a nivel del piso de perforación por un largo periodo de tiempo. Esto puede apreciarse en la Figura 9.50, ya que al minuto 3:54 de emisión, la pluma de los gases ya alcanzó una altura de aproximadamente 15 m a una concentración de 2,000 ppm (IDLH), muy por arriba de la altura de referencia (piso de perforación). Por otro lado, los radios de afectación en el caso de dispersión de nube tóxica, nos indican que tendrían efectos de mayor alcance fuera de la plataforma semi-sumergible, pero el impacto sería solamente hacia el mar. Sin embargo, deben considerarse varios factores tomados en cuenta para estas modelaciones tales como: los casos son de ocurrencia extrema, condiciones atmosféricas muy estables (velocidad de viento 1.5 m/s y una estabilidad F) que favorecen la formación de la nube y una dispersión más lenta, etc., por lo cual, estas consideraciones no necesariamente se cumplirán en un potencial accidente en condiciones reales costa afuera.
 2. Para el caso del escenario de explosividad, los resultados obtenidos nos indican que en la zona de alto riesgo 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 (285 m). Además, debe mencionarse, que, en la zona de alto riesgo por daño a equipos, se alcanzaría una presión de hasta aproximadamente 8.8 Psi (34.6 m), lo cual, podría provocar daños a las estructuras y equipos en el piso de perforación. Sin embargo, es necesario considerar los siguientes supuestos de las modelaciones, tales como los casos son de ocurrencia extrema, se tomó en cuenta que la densidad de obstáculos es media y un nivel de confinamiento medio, lo que genera que las ondas de sobrepresión aumenten la presión generada dentro del área, etc., por lo cual, estas consideraciones no necesariamente se cumplirán en un potencial accidente en condiciones reales.
 3. Por último, con base en los resultados del Escenario 6, en la zona de alto riesgo 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 (87 m); además, para el caso de la zona de alto riesgo por daño a equipos, se alcanzaría una radiación de 20 kW/m² con un alcance de aproximadamente 33.4 m, lo cual, no comprometería los equipos y estructuras dentro de la cubierta principal, pero causaría quemaduras para el personal presentar dolor, después de dos segundos de exposición (Tabla 9.25). Se debe tomar en cuenta que la base para el modelo considera un caso de ocurrencia extrema, la propagación del fuego no se presentaría en toda la cubierta principal tomando en cuenta los obstáculos dentro de la plataforma; por lo cual, los efectos de radiación pueden ser aún menores.

Como se mencionó anteriormente, como parte del Análisis Cuantitativo del presente estudio, se generó un modelo 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 AC9. La simulación se realizó para dos casos, el primero en donde la duración de Blow-out es igual a 22 días y el segundo para 68 días, los cuales consideran el tiempo necesario para la instalación de un equipo Capping Stack y el tiempo para la construcción de un pozo de alivio para controlar el reventón, respectivamente.

Se examinaron las trayectorias de los derrames utilizando datos hidrodinámicos y meteorológicos de tres temporadas climatológicas (lluviosas, de frentes fríos anticiclónicos y temporada seca), las cuales

representan las condiciones meteoceánicas basadas en datos obtenidos del modelo hidrodinámico (HYCOM) para el periodo 2009-2014 y datos climatológicos de la región. Estas tres temporadas climatológicas se utilizaron para simular con el modelo de derrame COSIM el caso de Superficie Máxima Cubierta de hidrocarburo. (véase sección 9.5.2.2 para más detalles sobre la metodología utilizada para el Sistema de Modelado Ambiental Generalizado para Aguas Superficiales).

Los resultados del modelo del derrame de hidrocarburo se resumen en la Tabla 9.57 y la Tabla 9.58, donde se presentan los resultados de los dos *blowouts* simulados, reventón de 22 y de 68 días respectivamente con una descarga promedio de 8,925 Sm³/día (56,134 STB/día). Para esto, se analizaron tres peores escenarios ((WC: *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua, Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera y Mayor masa de hidrocarburo en las costas*, respectivamente). A continuación, se resumen los resultados obtenidos para dichos escenarios para el derrame de 68 días(catastrófico):

Peor Escenario (WC) – Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua,

- Para el reventón con una duración de 68 días, la temporada con la mayor área potencial de superficie mayor de 1 µm correspondió a la temporada de frentes fríos anticiclónicos (Figura 9.46) con aproximadamente 623,948 km²; mientras que para el mismo escenario, trayectoria de *mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua*, la temporada seca presentó la menor área superficial mayor a 1 µm con 563,855 km².

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

- Para el reventón con una duración de 68 días, la temporada que presentó el tiempo potencial más corto para que el hidrocarburo llegue a la costa correspondió a la temporada seca (Figura 9.46) tardando aproximadamente 3.25 días en hacer contacto en las costas de Tabasco; mientras que para el mismo escenario, trayectoria *Tiempo más corto para el hidrocarburo entre en contacto con la costa*, la temporada de frentes fríos anticiclónicos la mayor cantidad de tiempo con aproximadamente 6.75 días.

WC - Mayor masa de hidrocarburo en las costas

- Para el reventón con una duración de 68 días, la temporada en donde se deposita la mayor cantidad potencial de hidrocarburos en las costas correspondió a la temporada lluviosa (Figura 9.48) depositando aproximadamente 82,896 toneladas de hidrocarburo en las costas y cubriendo aproximadamente 548km de costa; mientras que para el mismo escenario, trayectoria de derrame para mayor masa de hidrocarburo en las costas, la temporada seca presentó la menor masa de hidrocarburo, depositándose aproximadamente 64,450 toneladas en las costas, pero cubriendo una longitud de costa de 818 km.

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

Probabilístico- Blowout con duración de derrame igual a 55 días

- De la Figura 9.40 a la Figura 9.42 se presentan probabilidades que agrupan las 120 simulaciones realizadas para el ÁC9. Se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica durante la temporada lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca, respectivamente. Se observa que para las tres temporadas, las zonas costeras de Tabasco y Veracruz tienen entre 80-100% de probabilidad de empetrolamiento superficial, mientras que para el estado de Tamaulipas varía entre el 50-90% durante las tres temporadas. Se observa la tendencia de la mancha de derrame en sentido de las manecillas del reloj, tendiendo hacia el norte

y posteriormente al este, evitando la península de Yucatan. Como se puede observar en la sección de análisis de vulnerabilidad, en los tres casos existe un impacto potencial a zonas marinas prioritarias, Áreas Naturales Protegidas arrecifes coralinos, zonas de manglar y áreas de protección de flora y fauna.

- De la Figura 9.43 a la Figura 9.45, se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en las costas durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos, la temporada seca y temporada lluviosa respectivamente para el escenario con duración del derrame de 68 días. En las tres temporadas, esta probabilidad varía aproximadamente de entre 10 y 50% a lo largo de las costas de Tamaulipas y Veracruz, mientras que para el estado de Tabasco se presenta una probabilidad entre el 50-100% de empetrolamiento en las costas. Las costas más afectadas serían las que se encuentran al oeste de Coatzacoalcos, con una probabilidad de empetrolamiento costero de entre 70 y 100%. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real considerablemente menor.

Siempre y cuando el Promoviente ejecute todos los controles preventivos que se encuentran descritos en el Registro de Riesgos del Proyecto de la sesión de identificación de peligros (HAZID) disponible en el Anexo 9.7 y los sistemas de seguridad descritos a lo largo de la sección 9.6.4, el equipo evaluador consideró que el nivel de riesgo podría considerarse controlable (aceptable).

Por último, debe concluirse que mientras que los estándares y buenas prácticas industriales entre Capricorn, siendo el operador responsable del Proyecto, y el contratista según aplique en cada etapa del proyecto, se mantengan alineados con parámetros de seguridad estipulados en el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección del Medio Ambiente (SASISOPA), no se espera la presencia de potenciales consecuencias catastróficas.

9.8 RESUMEN EJECUTIVO

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

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

El presente Proyecto, comprenderá las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual 9 (AC9), se encuentra en profundidades de agua de 100 m en el sur y 500 m al norte, y cubre una superficie total de 562.3 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 las operaciones del proyecto se utilizará una plataforma semi-sumergible, denominada “Maersk Developer”. La base del diseño de la plataforma son los estándares internacionales definidos en la

administración de clase y abanderamiento y el control del estado del puerto. La clasificación implica la verificación contra un conjunto de requerimientos durante el diseño, la construcción y la operación de barcos y unidades de alta mar.

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

El proceso de identificación de peligros y administración de riesgos desarrollado por Capricorn Energy PLC, sigue los lineamientos del “Procedimiento de Identificación y Análisis de Riesgos”. En dicho procedimiento se indica el proceso de identificación y evaluación de riesgos, por área de peligros, el cual comprende las siguientes etapas:

- Etapa 1. Identificación del peligro
- Etapa 2. Evaluación del riesgo
- Etapa 3. Gestión de riesgo
- Etapa 4. Determinar si el riesgo es o no ALARP
- Etapa 4.1. Si no es ALARP, tratamiento del riesgo
- Etapa 5. Aceptación del riesgo

El proceso de detección y evaluación de riesgos se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario de expertos de Capricorn, incluidas las áreas de perforación e higiene, seguridad y medio ambiente (HSE). El alcance del análisis incluyó las actividades de perforación del AC9 del Golfo de México.

Cada riesgo se evalúa mediante la consideración de los siguientes factores:

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

Se realizó el análisis de cada una de las actividades del proyecto, en total resultaron 146 eventos evaluados, a cada uno de estos se le fue conferido un nivel de impacto y uno de probabilidad, 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 de los 146 impactos evaluados y jerarquizados existen cuarenta y uno (41) impactos con clasificación de riesgo neto “Muy Bajo”, cuatro y uno (41) impactos con clasificación de riesgo neto “Bajo”, treinta y nueve (39) impactos clasificados con nivel de riesgo neto “Medio” y veinticinco (25) impactos en clasificación de riesgo neto “Alto”. Ningún impacto fue evaluado con una clasificación de riesgo neto “Muy Alto” o no tolerable.

Como se mencionó anteriormente, veinticinco (25) fueron los impactos evaluados con una clasificación de riesgo neta “Alto”. Estos impactos evaluados con la clasificación de riesgo neta más alta son consecuencias directas de siete (7) riesgos identificados, los cuales son:

- Hidrocarburos presentes en la formación durante la perforación que conducen a una liberación en el piso de la perforación
- Manejo inapropiado de equipo de anclaje;
- Peligros Ocupacionales;

- Operaciones de Levantamiento;
- Clima adverso;
- Sabotaje;
- Falla de línea

Dentro de estos veinticinco (25) impactos con clasificación de riesgo “Alto”, nueve (9) fueron evaluados con el nivel de impacto de mayor magnitud (Alto) y el mayor nivel de probabilidad asignado (posible), y fueron presentados en la Tabla 9.23. Es importante notar que en los riesgos con la mayor clasificación de riesgo neta (Alto) pueden ser adjudicados, en su mayoría, a errores humanos u operacionales o eventos externos.

Debido a que ninguna de los 9 impactos con mayor nivel de riesgo son sujetos a modelación, se procedió a analizar eventos con nivel de riesgo Alto, el mayor nivel de impacto y nivel de probabilidad categorizado como Improbable. Dentro de estos se identificaron eventos sujetos a modelación los cuales se presentan en la Tabla 9.24. Los impactos identificados están relacionados con una causa principal:

- Pérdida de control de pozo

Posteriormente se procedió al análisis cuantitativo de las consecuencias en donde se procedió a analizar eventos de derrame, fuego, explosión y dispersión tóxica.

De acuerdo con el análisis de consecuencias, los escenarios que presentarían una mayor potencia de afectación para los escenarios de fuego, explosión y dispersión tóxica serían:

- Escenario 1. Generación de nube tóxica por emisión descontrolada de gases dentro de la plataforma semi-sumergible,
- Escenario 4. Explosión dentro del piso de perforación por emisión descontrolada de gases dentro de la unidad semi-sumergible, y
- Escenario 6. Fuego en cubierta principal por emisión descontrolada de crudo dentro de la plataforma semi-sumergible.

1. De acuerdo a las isopletras del Escenario 1, puede destacarse, que debido a la presencia de gases menos densos que el aire (metano) en mayor proporción dentro de la mezcla, la mayor parte los gases serán dispersados con facilidad a pesar de las condiciones de estabilidad atmosférica, sin llegar a formar atmósferas concentradas a nivel del piso de perforación por un largo periodo de tiempo. Esto puede apreciarse en la Figura 9.50, ya que al minuto 3:54 de emisión, la pluma de los gases ya alcanzó una altura de aproximadamente 15 m a una concentración de 2,000 ppm (IDLH), muy por arriba de la altura de referencia (piso de perforación). Por otro lado, los radios de afectación en el caso de dispersión de nube tóxica, nos indican que tendrían efectos de mayor alcance fuera de la plataforma semi-sumergible, pero el impacto sería solamente hacia el mar. Sin embargo, deben considerarse varios factores tomados en cuenta para estas modelaciones tales como: los casos son de ocurrencia extrema, condiciones atmosféricas muy estables (velocidad de viento 1.5 m/s y una estabilidad F) que favorecen la formación de la nube y una dispersión más lenta, etc., por lo cual, estas consideraciones no necesariamente se cumplirán en un potencial accidente en condiciones reales costa afuera.
2. Para el caso del escenario de explosividad, los resultados obtenidos nos indican que en la zona de alto riesgo 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 (285 m). Además, debe mencionarse, que, en la zona de alto riesgo por daño a equipos, se alcanzaría una presión de hasta aproximadamente 8.8 Psi (34.6 m), lo cual, podría provocar daños a las estructuras y equipos en el piso de perforación. Sin

embargo, es necesario considerar los siguientes supuestos de las modelaciones, tales como los casos son de ocurrencia extrema, se tomó en cuenta que la densidad de obstáculos es media y un nivel de confinamiento medio, lo que genera que las ondas de sobrepresión aumenten la presión generada dentro del área, etc., por lo cual, estas consideraciones no necesariamente se cumplirán en un potencial accidente en condiciones reales.

3. Por último, con base en los resultados del Escenario 6, en la zona de alto riesgo 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 (87 m); además, para el caso de la zona de alto riesgo por daño a equipos, se alcanzaría una radiación de 20 kW/m^2 con un alcance de aproximadamente 33.4 m, lo cual, no comprometería los equipos y estructuras dentro de la cubierta principal, pero causaría quemaduras para el personal que llegarían a presentarse después de dos segundos de exposición (Tabla 9.25). Se debe tomar en cuenta que la base para el modelo considera un caso de ocurrencia extrema, la propagación del fuego no se presentaría en toda la cubierta principal tomando en cuenta los obstáculos dentro de la plataforma; por lo cual, los efectos de radiación pueden ser aún menores.

En este estudio se usó un modelo de derrames de hidrocarburo como método de Análisis Cuantitativo, para predecir el alcance espacial de dos derrames hipotéticos de hidrocarburo en el Golfo de México, siendo el primero con una duración de 22 días y el segundo de 68 días, ocasionados por la pérdida de contención de un pozo ubicado en el AC9, las cuales concluyeron lo siguiente:

Se analizaron tres peores escenarios (Worst Cases, WC) o trayectorias potenciales de cada derrame; *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua, Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera y Mayor masa de hidrocarburo en las costas.* A continuación, se resumen los resultados obtenidos para dichos escenarios:

Tabla 9.63 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm³/d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 22 días por los tres peores casos

	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	
Escenario	Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb	Área máxima con crudo visible en la superficie oceánica	Área superficial > 1µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del crudo en la costa)	Total de petróleo en la costa	Longitud del petróleo en la costa
	km ²	km ²	km ²	días	TM	km
Temporada lluviosa (junio a octubre)	50,740	224,627	213,595	3.25	34,577	203
Temporada frentes fríos anticiclónicos (noviembre a febrero)	61,273	241,997	222,334	3.75	36,064	116
Temporada Seca (marzo a mayo)	89,708	215,852	193,754	2.5	19,299	291

bpd = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; TM: Toneladas Métricas
HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos

Tabla 9.64 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 8,925 Sm³/d (promedio) de Crudo en el Golfo de México por 68 días por los tres peores casos

	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	
Escenario	Área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb	Área máxima con crudo visible en la superficie oceánica	Área superficial > 1µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del crudo en la costa)	Total de petróleo en la costa	Longitud del petróleo en la costa
	km ²	km ²	km ²	días	TM	km
Temporada lluviosa (junio a octubre)	150,940	577,472	554,254	4.25	74,238	696
Temporada frentes fríos anticiclónicos (noviembre a febrero)	294,001	623,948	583,776	6.75	82,896	548
Temporada Seca (marzo a mayo)	276,416	563,855	557,757	3.25	64,450	818

bpd = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; TM: Toneladas Métricas
HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos

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

Probabilístico-Escenario 1- Blow-out con duración de derrame igual a 22 días

- De la Figura 9.30 a la Figura 9.32 se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica durante la temporada lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca, respectivamente. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento

ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, menor debido a que el evento fue evaluado como improbable por el equipo evaluador en la sesión de identificación de peligros.

- De la Figura 9.33 a la Figura 9.35, 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 22 días. En estas figuras se puede apreciar el área de mayor probabilidad de impacto de las zonas costeras cercanas al AC9 que podrían resultar afectadas.

Probabilístico- Blowout con duración de derrame igual a 55 días

- De la Figura 9.40 a la Figura 9.42 se presentan probabilidades que agrupan las 120 simulaciones realizadas para el ÁC9. Se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica durante la temporada lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca, respectivamente. Se observa que para las tres temporadas, las zonas costeras de Tabasco y Veracruz tienen entre 80-100% de probabilidad de empetrolamiento superficial, mientras que para el estado de Tamaulipas varía entre el 50-90% durante las tres temporadas. Se observa la tendencia de la mancha de derrame en sentido de las manecillas del reloj, tendiendo hacia el norte y posteriormente al este, evitando la península de Yucatán. Como se puede observar en la sección de análisis de vulnerabilidad, en los tres casos existe un impacto potencial a zonas marinas prioritarias, Áreas Naturales Protegidas arrecifes coralinos, zonas de manglar y áreas de protección de flora y fauna.
- De la Figura 9.43 a la Figura 9.45, se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en las costas durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos, la temporada seca y temporada lluviosa respectivamente para el escenario con duración del derrame de 68 días. En las tres temporadas, esta probabilidad varía aproximadamente de entre 10 y 50% a lo largo de las costas de Tamaulipas y Veracruz, mientras que para el estado de Tabasco se presenta una probabilidad entre el 50-100% de empetrolamiento en las costas. Las costas más afectadas serían las que se encuentran al oeste de Coatzacoalcos, con una probabilidad de empetrolamiento costero de entre 70 y 100%. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real considerablemente menor.

Cabe resaltar que las medidas de control/mitigación y sistemas de seguridad con las que cuenta Capricorn se consideraron adecuadas por parte del equipo a cargo del análisis de identificación de peligros y que son resumidas en el Registro de Riesgos del Proyecto (Anexo 9.7).

En el Anexo 9.11 se incluye el informe técnico del análisis de riesgo.

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

Anexo 9.1 Diagrama de distribución de las instalaciones principales asociadas a la plataforma semi-sumergible.

Anexo 9.2 Diagramas de equipos y procesos principales

Anexo 9.3 Equipos de control de pozo

Anexo 9.4 Plano de distribución del sistema del Almacenamiento

Anexo 9.5 Hojas de datos de seguridad (HDS) de los principales materiales utilizados

Anexo 9.6 Lista de asistencia de la sesión de identificación de peligros (HAZID)

Anexo 9.7 Registro de Riesgos del Proyecto de Sesión de Identificación de Peligros

Anexo 9.8 Hojas de resultados de escenarios de simulación

Anexo 9.9 Planos de afectación de análisis detallado de consecuencias

Anexo 9.10 Sistemas contra incendio

Anexo 9.11 Informe técnico

Nota: Anexos 9.6, 9.7, 9.9 y 9.11 se presentan impresos y anexos a este estudio. Todos los anexos listados arriba se presentan digitalmente.

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

Alemania	Kenia
Argentina	Malaysia
Australia	México
Bélgica	Nueva Zelanda
Brasil	Panamá
Canadá	Perú
China	Polonia
Colombia	Portugal
Corea del Sur	Puerto Rico
Emiratos Árabes	Reino Unido
Unidos	Romania
España	Rusia
Estados Unidos	Singapur
Francia	Sudáfrica
Holanda	Suecia
Hong Kong	Tailandia
Hungría	Taiwán
India	Vietnam
Indonesia	
Irlanda	
Italia	
Japón	
Kazajistán	

ERM México]

General Mariano Escobedo No. 4761
Piso 13. Col. Nueva Anzures
C.P. 11590
Ciudad de México.

T: 50-00-25-00

E: erm.mexico@erm.com

www.erm.com