



Capítulo 9. Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos

MIA-R. Perforación Exploratoria en el Área Contractual AP-CS-G10, Cuenca Salina, Golfo de México

Julio 2019

No. De Proyecto: 0495328

Detalles del documento	del
Título del documento	Capítulo 9. Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos
Subtítulo del documento	MIA-R. Perforación Exploratoria en el Área Contractual AP-CS-G10, Cuenca Salina, Golfo de México
No. De Proyecto	0495328
Fecha	Julio 2019
Version	1.0
Autor	ERM Mexico S.A. de C.V.
Regulado	Repsol Exploración México S.A.

CONTENIDO

9.	ESTUDIO DE RIESGO MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS	10
9.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO Y/O INSTALACIÓN	11
9.1.1	Bases de Diseño	11
9.1.2	Susceptibilidad a Riesgos Ambientales.....	12
9.1.3	Proyecto y/o Instalación	19
9.2	DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO.....	46
9.2.1	Análisis de Actividades Altamente Riesgosas.....	47
9.2.2	Propiedades de la mezcla de hidrocarburo	48
9.2.3	Descripción de Principales Equipos de Proceso y Auxiliares	49
9.3	DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO	59
9.4	ANÁLISIS PRELIMINAR DE RIESGOS.....	65
9.4.1	Antecedentes de Incidentes y Accidentes en Proyectos o Instalaciones Similares.....	65
9.5	IDENTIFICACIÓN DE PELIGROS, EVALUACIÓN Y ANÁLISIS DE RIESGOS	81
9.5.1	Análisis Cualitativo de Riesgo	81
9.5.2	Análisis de Riesgo.....	220
9.5.3	Determinación de Medidas de Reducción de Riesgo Adicionales para escenarios de Riesgo no Tolerables y/o ALARP	237
9.6	SISTEMAS DE SEGURIDAD Y MEDIDAS PARA ADMINISTRAR LOS ESCENARIOS DE RIESGO	238
9.6.1	Recomendaciones Técnico Operativas.....	238
9.6.2	Proyecto Sistema Contra Incendios	244
9.6.3	Planes de Respuesta a Emergencias	251
9.6.4	Sistemas de Seguridad	268
9.6.5	Medidas Preventivas	272
9.6.6	Otras Consideraciones.....	274
9.7	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	276
9.8	IDENTIFICACIÓN DE LOS INSTRUMENTOS METDOLÓGICOS Y ELEMENTOS TÉCNICOS QUE SUSTENTAN LA INFORMACIÓN EN EL ANÁLISIS DE RIESGO (ANEXOS)	281

Lista de Tablas

Tabla 9.1	Eventos extremos reportados para el Golfo de México en el periodo 1978-2017.....	17
Tabla 9.2	Tirantes de agua de los prospectos para el pozo 2 en AC29	21
Tabla 9.3	Ubicación geográfica de pozos exploratorios	21
Tabla 9.4	Especificaciones del buque Maersk Valiant	26
Tabla 9.5	Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación (buque Maersk Valiant).....	28
Tabla 9.6	Principales equipos de auxiliares en el buque Maersk Valiant.	33
Tabla 9.7	Principales equipos de control de pozo.	34
Tabla 9.8	Capacidad de Tanques de Almacenamiento del buque Maersk Valiant	36
Tabla 9.9	Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.	47
Tabla 9.10	Propiedades estimadas del hidrocarburo.....	48
Tabla 9.11	Composición estimada del hidrocarburo.....	49
Tabla 9.12	Coordenadas geográficas del AC29	59
Tabla 9.13	Coordenadas geográficas de los puntos a modelar.....	62
Tabla 9.14	Total de accidentes relacionados con perforación y exploración por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).	65

Tabla 9.15 Total de accidentes de la industria de los hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo de 1970 a 2012).	65
Tabla 9.16 Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo.	67
Tabla 9.17 Mayores derrames de hidrocarburos en aguas de Estados Unidos.	70
Tabla 9.18 Incidentes de derrame de hidrocarburos de Pemex.	72
Tabla 9.19 Accidentes e Incidentes de derrame reportados por Repsol en operaciones de Exploración y Producción.....	75
Tabla 9.20 Niveles de riesgo, criterios de tolerabilidad, acciones y niveles de aprobación.	83
Tabla 9.21 Niveles de riesgo y criterios de aceptabilidad en evaluación semicuantitativa.....	89
Tabla 9.22 Descripción de las actividades incluidas.....	91
Tabla 9.23 Número de escenarios evaluados por actividad	94
Tabla 9.24 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Diseño y Planeación	95
Tabla 9.25 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Diseño y Planeación.....	96
Tabla 9.26 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Construcción	97
Tabla 9.27 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Construcción.....	98
Tabla 9.28 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Perforación	99
Tabla 9.29 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Perforación	100
Tabla 9.30 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Logística	101
Tabla 9.31 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Logística	102
Tabla 9.32 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- En Cubierta	103
Tabla 9.33 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- En Cubierta.....	104
Tabla 9.34 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades No Rutinarias.....	105
Tabla 9.35 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades No Rutinarias	106
Tabla 9.36 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Taponamiento y Abandono.....	107
Tabla 9.37 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Taponamiento y Abandono	108
Tabla 9.38 Peligros evaluados con mayor nivel de riesgo - Moderado (Nivel de Consecuencia Desastroso y Frecuencia anual de 10^{-6} a 10^{-5})	110
Tabla 9.39 Consecuencias potenciales a modelación.	115
Tabla 9.57 Eventos con potencial de simulación	118
Tabla 9.58 Escenarios de modelación identificados	118
Tabla 9.39 Efectos debido a la Radiación Térmica.....	123
Tabla 9.40 Intensidades de radiación máxima tolerable para daño y/ o deformación en diferentes materiales.	123
Tabla 9.41 Efectos por ondas de sobrepresión.	124
Tabla 9.42 Efectos del impulso causado por ondas de sobrepresión.	125
Tabla 9.43 Velocidad de flama o número Mach adimensional para modelo BST	130

Tabla 9.44 Asunciones para las especificación de los criterios de modelación.	134
Tabla 9.49 Criterios para la especificación de escenarios.....	137
Tabla 9.50 Criterios de comparación de efectos por sobrepresión.....	138
Tabla 9.51 Criterios de comparación de efectos por Intensidad de Radiación.....	138
Tabla 9.52 Criterios de comparación de efectos por toxicidad.	138
Tabla 9.59 Información de entrada escenario 1 (CMP).	139
Tabla 9.60 Información de entrada escenario 2 (CC).	140
Tabla 9.61 Información de entrada escenario 3 (CMP).	140
Tabla 9.62 Información de entrada escenario 4 (CC).	141
Tabla 9.63 Información de entrada escenario 5 (CMP y CC).	144
Tabla 9.64 Información de entrada escenario 6 (CMP y CC).	146
Tabla 9.65 Información de entrada escenario 1 (CMP).	146
Tabla 9.66 Información de entrada escenario 2 (CC).	147
Tabla 9.67 Información de entrada escenario 3(CMP).	148
Tabla 9.68 Información de entrada escenario 4 (CC).	148
Tabla 9.71 Radios potenciales de afectación Polok-1.	150
Tabla 9.72 Radios potenciales de afectación Pozo 2.	151
Tabla 9.45 Duración estimada para la instalación y control de pozo con el equipo Capping Stack.....	166
Tabla 9.46 Duración estimada para la perforación y control de pozo por medio de un pozo de alivio. ...	167
Tabla 9.47 Datos de la Reserva para Polok.....	169
Tabla 9.48 Propiedades del fluido de la reserva esperado de Polok-1 y Pozo 2.	169
Tabla 9.53 Descripción de los Espesores del Hidrocarburo.	172
Tabla 9.54 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.	173
Tabla 9.55 Resultados del modelo COSIM.	174
Tabla 9.56 Suposiciones de Umbrales.....	175
Tabla 9.69 Escenarios simulado.	176
Tabla 9.70 Temporadas del año simuladas.	177
Tabla 9.73 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 40 días por los tres peores casos Polok-1.	180
Tabla 9.74 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 40 días por los tres peores casos Pozo 2.	181
Tabla 9.75 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 125 días por los tres peores casos Polok-1.	182
Tabla 9.76 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 125 días por los tres peores casos Pozo 2.	183
Tabla 9.77 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos.....	225
Tabla 9.78 Distribución de fauna en el Golfo de México.....	235
Tabla 9.79 Recomendaciones Técnico Operativas.	239
Tabla 9.80 Dispositivos del Sistema Contra Incendios.	245

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.....	13
Figura 9.2 Seguimiento de temporada de huracanes.	16
Figura 9.3 Calor oceánico en Junio 2018.....	17
Figura 9.4 Registro histórico de huracanes cerca del AC29.....	19
Figura 9.5 Ubicación local de los pozos de exploración.	22
Figura 9.6 Pronóstico litológico para Polok-1.....	24
Figura 9.7 Ubicación del Área Contractual AC29.	61
Figura 9.8 Sistema Ambiental Regional AC29.....	63

Figura 9.9 Ciclo de evaluación de riesgo	82
Figura 9.9 Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM)	86
Figura 9.11 Balanceo estequiométrico de las reacciones químicas de combustión.....	142
Figura 9.12 Cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire.....	142
Figura 9.13 Resultados de simulación de flasheo por liberación de la mezcla del crudo.	143
Figura 9.14 Relación estequiométrica de la mezcla de gases para una reacción de combustión	143
Figura 9.15 Calculo del peso molecular de la mezcla de gases.	144
Figura 9.17 Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Dispersión Tóxica) Polok-1.....	153
Figura 9.18 Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Dispersión Tóxica) Polok-1.....	154
Figura 9.19 Escenario 3. . Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Dardo de fuego por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Radiación térmica) Polok-1.....	155
Figura 9.20 Escenario 4. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Dardo de fuego por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Radiación térmica) Polok-1.....	156
Figura 9.21 Escenario 5. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube inflamable en el 50% del área congestionada en cubierta. (CMP Explosión)Polok-1.....	157
Figura 9.22 Escenario 6. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube inflamable en el 100% del área congestionada en cubierta (CC Explosión) Polok-1.....	158
Figura 9.23 Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Dispersión Tóxica Pozo 2.....	159
Figura 9.24 Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Dispersión Tóxica) Pozo- 2.	160
Figura 9.26 Escenario 3. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente del buque de perforación. Dardo de fuego por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Radiación térmica) Pozo-2.	161
Figura 9.27 Escenario 4. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación . Dardo de fuego por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Radiación térmica) Pozo-2.....	162
Figura 9.28 Escenario 5. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube inflamable en el 50% del área congestionada en cubierta (CMP Explosión) Pozo-2	163
Figura 9.29 Escenario 6. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación . Formación de nube inflamable en el 100% del área congestionada en cubierta (CC Explosión) Pozo 2.....	164
Figura 9.10 IPR de Polok-1 y Pozo 2.	170
Figura 9.29 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa.	178
Figura 9.30 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa Polok-1.	185
Figura 9.31 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1.	186

Figura 9.32 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Polok-1.....	187
Figura 9.33 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa Polok-1.....	188
Figura 9.34 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1.	189
Figura 9.35 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Polok-1.	190
Figura 9.36 Reventón de pozo (40 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1....	191
Figura 9.37 Reventón de pozo (40 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica, temporada seca Polok-1.	192
Figura 9.38 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (40 Días): Flujo máximo gm/m ² , temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1.....	193
Figura 9.39 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (40 Días): Tiempo de llegada más corto (en días), temporada seca Polok-1.....	194
Figura 9.40 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa Pozo 2.	196
Figura 9.41 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2. .	197
Figura 9.42 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Pozo 2.....	198
Figura 9.43 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (40 Días): Tiempo de llegada más corto (en días) , temporada lluviosa Pozo 2.	199
Figura 9.44 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.	200
Figura 9.45 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Pozo 2.	201
Figura 9.46 Reventón de pozo (40 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.....	202
Figura 9.47 Reventón de pozo (40 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica, temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.	203
Figura 9.48 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (40 Días): Flujo máximo gm/m ² , temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.....	204
Figura 9.49 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (40 Días): Tiempo de llegada más corto (en días), temporada seca Pozo 2.....	205
Figura 9.50 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México Polok-1.....	207
Figura 9.51 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México Polok-1.	208
Figura 9.52 Reventón de pozo (125 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb Polok-1.....	209
Figura 9.53 Reventón de pozo (125 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica Polok-1.	210
Figura 9.54 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (125 Días): Flujo máximo gm/m ² Polok-1.....	211
Figura 9.55 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (125 Días): Tiempo de llegada más corto (en días) Polok-1.....	212
Figura 9.56 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México Pozo 2.	214

Figura 9.57 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México Pozo 2.	215
Figura 9.58 Reventón de pozo (125 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb Pozo 2.	216
Figura 9.59 Reventón de pozo (125 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica Pozo 2.	217
Figura 9.60 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (125 Días): Flujo máximo gm/m ² Pozo 2.	218
Figura 9.61 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (125 Días): Tiempo de llegada más corto (en días) Pozo 2.	219
Figura 9.62 Concentración vs. Distancia en altura de la nube tóxica	221
Figura 9.63 Concentración Máxima vs Distancia de la nube tóxica.....	222
Figura 9.64 Sobrepresión de explosión vs Distancia	223
Figura 9.65 Radiación vs Distancia para Jet Fire	224
Figura 9.66 Receptores Sensibles (Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburos flotando sobre la superficie del agua.....	228
Figura 9.67 Receptores Sensibles (Terrestres y Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua.....	230
Figura 9.68 Receptores Sensibles (Terrestres AICA) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburos flotando sobre la superficie del agua.....	232
Figura 9.69 Receptores Sensibles (Zonas de Salvaguarda) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburos flotando sobre la superficie del agua.....	234
Figura 9.70 Receptores Sensibles (Fauna) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua.	236

Acrónimos y Abreviaciones

Nombre	Descripción
ABS	American Bureau of Shipping
AC29	Área Contractual AP-CS-G10
ACE	Energía Ciclónica Acumulada
ADC	Consultores de Perforación Aberdeen
ADCP	Trazador Doppler Acústico de Perfiles de Corrientes
ALARP	Tan Bajo como Razonablemente Practicable
AHTS	Buque de Suministro y Manejo de Anclas
ARSH	Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
ASOP	Organización y Procedimientos Aeroespacial
AVR	Regulador de voltaje automático
BASH	Peligro de Colisiones entre Aves y Aeronaves
BHA	Mecanismo Subsuperficial
BOERP	Plan de Respuesta a Emergencia de Reventón de pozo
BOP	Preventor de Reventón de pozo
BOSIET	Entrenamiento de Emergencia de Seguridad Básica en Alta Mar
BSP	Plan de Soporte del Negocio

BST	Baker Strehlow Tang
BWMP	Programa de Mantenimiento entre Pozos
CA	Corriente alterna
CAA	Autoridades de Aviación Civil
CC	Caso Catastrófico
CHOKE & KILL MANIFOLD	Colector múltiple de estrangulamiento
CMP	Caso Máximo Probable
CMT	Equipo de Gestión de Crisis
CNIH	Centro Nacional de Información sobre Hidrocarburos
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
COSIM	Modulo de Impacto de Derrames de Químicos e Hidrocarburos
CPA	Punto de enfoque más cercano
CRM	Manejo de los Recursos del Personal
DCC	Centro de Control de Daños
DCL	Líder de control de daños
DNV	Det Norske Veritas
DP	Posicionamiento Dinámica
DPO	Operador de Posicionamiento Dinámico
DROPS	Estudio de Programa Preventivo de Objetos Caídos
DWOP	Perforación de Pozo en Papel
EBS	Estudio de Referencia Ambiental
ECD	Densidad Equivalente Circulante
EPA	Agencia de Protección Ambiental
ERP	Plan de Respuesta a Emergencia
ESD	Parada de Emergencia
FDM	Análisis de Datos de Vuelo
FFHH	Errores humanos (aviación)
FMEA	Análisis Modal de Fallos y Efectos
FTR	Equipo de Respuesta en Campo
FTW	Apto para el Trabajo
GEMSS	Sistema de Modelado Ambiental Generalizado para Aguas Superficiales
HAVS	Síndrome de Vibración Transmitida al Sistema Mano-Brazo
HAZID	Hazard Identification
HCU	Unidad de cuidado de la Salud
HDA	Asistentes de Helipuerto
HDS	Hojas de seguridad

Higher P/T	Presión / Temperatura Más Alta
HLO	Oficial de Aterrizaje de Helicóptero
HSE	Salud, Seguridad y Medio Ambiente
HUET	Entrenamiento de Emergencia de Helicóptero Bajo Agua
HUMS	Sistema de Salud y Control de Uso
HVAC	Calefacción, Ventilación y Aire Acondicionado
ICAO	Organización de las Naciones Unidas para la Aviación Civil Internacional
IFR	Reglas de Vuelo Instrumental
IDLH	Immediately Dangerous to Life or Health
IMC	Condiciones Meteorológicas Instrumentales
IMT	Equipo de Gestión de Incidente
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas
ISN	Contratista de la herramienta para la gestión de Seguridad, Higiene y Medio Ambiente
JAA	European Joint Aviation
JSA	Evaluación de Seguridad de Trabajo
LAAR	Listado de actividades altamente riesgosas
LCM	Pérdida de Circulación de Material
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LOPA	Análisis de Capas de Protección
LPWHH	Pérdida de Presión en Alojamiento de Cabezal de Pozo
LSAR	Búsqueda y Rescate Limitado
MEDEVAC	Evacuación Médica
MERP	Plan Médico de Respuesta a Emergencias
MIA	Manifiesto de Impacto Ambiental Regional
MOB	Hombre al agua
MODU	Unidad móvil de perforación
MOPO	Matriz de Operaciones Permitidas
MWD	Mediciones Durante la Perforación
NHC	Centro Nacional de Huracanes
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica
NPT	Tiempo No Productivo
OIM	Gerente de la instalación Costa Afuera
OSCP	Plan de Contingencia para Derrame de Hidrocarburos
ORA	Evaluación de Riesgos Operacionales
OREM	Modelo de Explosiones de Regiones Obstruidas
PAEI	Plan de Atención a Emergencias Interno
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PDDP	Paquete de Datos Previos a Perforación

PHAST	Process Hazard Analysis Software
PMS	Sistema de Gestión de Energía
PPE	Equipo de Protección Personal
POA	Plan de acción
PSV	Válvula de Seguridad de Presión
PTW	Permiso Para Trabajar
ROP	Tasa de Penetración
RAM	Matriz de Evaluación de Riesgos
ROV	Vehículo Operado por Control Remoto
SAR	Búsqueda y Rescate
SCBA	Equipo de Respiración Autónoma
SECE	Sistemas Críticos de Seguridad
SDS	Hoja de Datos de Seguridad
SHI	Samsung Heavy Industries
SOBM	Lodo Sintético Base Aceite
SOLAS	Seguridad de vida en el mar
SOOB	Resumen de Fronteras de Operación
SOP	Procedimientos Operativo Estándar
SOPEP	Plan para Manejo de Emergencia en Caso de Contaminación por Hidrocarburos
SWP	Prácticas de Seguridad en el Trabajo
TBT	Reunión de Seguridad
TCAS	Sistema de Alerta de Tráfico y Evasión de Colisión
TEM	Gestión de Amenazas y Errores
TLV-STEL	Threshold Limit Values-Short Term Exposure Limit
TLV-TWA	Threshold Limit Values-Time Weighted Average
TOC	Base de Cemento
TRDA	Supuestos de Desarrollo de Revisión Técnica
TVD	Profundidad Vertical Verdadera
UHF	Supuestos de Desarrollo de Revisión Técnica
VHF	Frecuencia ultraalta
WCM	Frecuencia muy alta
WECS	Sistema de Control de Motor Wartsila
WL	Manual de Control de Pozo

9. ESTUDIO DE RIESGO MODALIDAD ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

A continuación, se presenta el Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH), integrado 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 parte de 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 unidad de perforación y no únicamente las operaciones con actividades altamente riesgosas.

9.1 DESCRIPCIÓN 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 Contractual AP-CS-G10 (en adelante AC29), con un área de 3,254 km², localizada aproximadamente a una distancia de 87 km del puerto de Tampico, Tamaulipas. 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 y planeación (fase de planificación y diseño de pozo);
- Movilización/Desmovilización/Posicionamiento de la unidad de perforación dentro del área contractual;
- Actividades operativas rutinarias (operaciones generales de perforación, logística y actividades en cubierta);
- Actividades operativas no rutinarias (situaciones de emergencia, accidentes e incidentes, situaciones dinámicas, MEDEVAC, etc.); y
- Taponamiento y Abandono de pozo (recuperación de equipo y taponamiento de pozo).

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

El Proyecto consiste en la perforación exploratoria de dos pozos, un pozo denominado Polok-1, del cual se se tiene contemplada la ubicación, y dependiendo de los resultados obtenidos, se realizará la perforación del siguiente pozo en uno de los prospectos de interés de Repsol (entre los cuales están Polok, Chinwol, Muuyal, Totec, Taab y Bueno) al interior del Área Contractual, aún por definir a la fecha.

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 un buque de perforación para la exploración de los pozos en aguas profundas, la elección de este tipo de Unidad Móvil de Perforación (MODU, por sus siglas en inglés) se realiza considerando la profundidad de la columna de agua, la cual será de aproximadamente 606 m.

La base del diseño del buque de perforación "Valiant" son los estándares internacionales previamente definidos en la administración de clase y abanderamiento. Es importante enfatizar que el buque de perforación es una estructura prediseñada y construida, el diseño de buque de perforación no forma parte del alcance del Proyecto. 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 buque, 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 VALIANT
- Bandera: Singapur (SG)
- Nombre anterior: Ninguno
- Año de construcción: 2013
- Constructor: Samsung Heavy Industries (SHI), South Korea

- Tipo: Buque de perforación Samsung 96K
- Código IMO: 9624158

La construcción del buque de perforación Maersk Valiant se ajusta a las siguientes certificaciones y clasificaciones:

- American Bureau of Shipping (ABS)- Reglas para la construcción y Clasificación de Unidades Móviles de perforación.
- Regulaciones Marítimas de Singapur (MPA).
- IMO Código para la Construcción y Equipamiento de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera (Código MODU) 2009.
- Convención Internacional para la Seguridad de la Vida en el Mar (SOLAS, por sus siglas en inglés), 1974 con Protocolo de 1978 y sus enmiendas.
- Convenio internacional sobre líneas de carga, 1966, con el Protocolo de 1988.
- Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques (MARPOL), 1973 (Anexos I, IV, V y VI) con el Protocolo de 1978 y sus enmiendas. (Excepto los requisitos de los daños de rastrillado y los daños laterales y en el fondo de la regla 28).
- Convenio internacional para prevenir los abordajes en el mar, 1972, incluidas las enmiendas de 1981, 1987, 1989 y 1993.
- Reglamento de radiocomunicaciones de la Unión Internacional de Telecomunicaciones (UIT), 1982.
- Convenio internacional sobre arqueo de buques, 1969.
- Conferencia Internacional del Trabajo sobre el Alojamiento de la Tripulación a bordo de los buques, Convenios núm. 92 y núm. 133 (excepto piscina).
- Resolución A.468(XII) de la IMO, "Código sobre niveles de ruido a bordo de los buques", 1981.
- IMO MSC/Circ.645 Directrices para buques con sistema de posicionamiento dinámico, clase de consecuencia 3.
- Material metálico resistente al agrietamiento por tensión de sulfuro para equipos de campo petrolero para instalaciones de Plataformas (Nace Standard MR-01-75).
- ISO 6954-2000(E) " Guía para la evaluación general de la vibración en los buques mercantes".
- RU, Publicación de la Autoridad Civil de Aviación CAP437 sobre el Área de Aterrizaje Costa Afuera – Una Guía para Recomendaciones, Estándares Mínimos y Mejores Prácticas, 2012, con excepción de luz bajo perfil en "H" y círculo.
- Requerimientos del Reino Unido en Seguridad, Higiene y Medio Ambiente "Reglamento sobre instalaciones en alta mar (Caso de seguridad) de 1992" - SI No.2885.
- Certificado de Prevención Internacional de Contaminación de Aceite

En el Anexo del Capítulo 9 Arreglo General del Buque de Perforación, se presenta un diagrama de distribución de las instalaciones principales asociadas al buque de perforación.

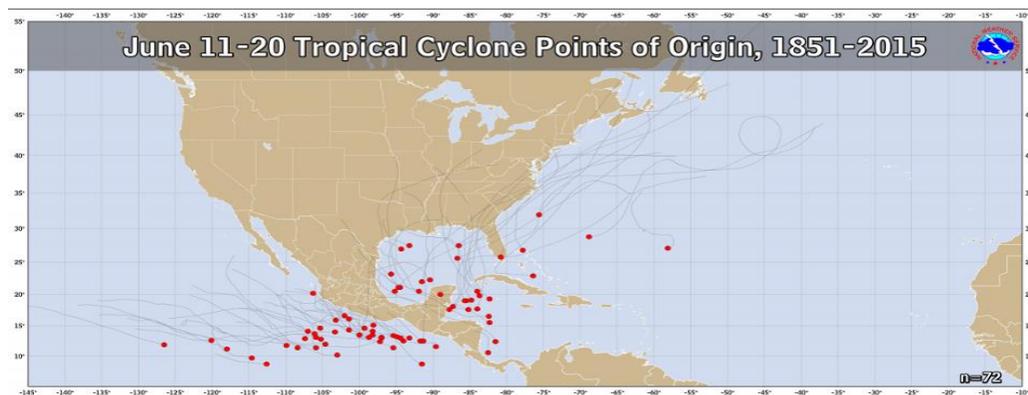
9.1.2 Susceptibilidad a Riesgos Ambientales

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.

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.

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.

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

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

Por último, en la temporada de huracanes del Atlántico en el 2018 se registraron siete tormentas tropicales, una depresión tropical y seis huracanes fuertes (categoría uno y dos).²

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

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

² <https://www.ncdc.noaa.gov>

³ www.eluniversal.com.mx

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 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

⁴ <http://smn.cna.gob.mx>

⁵ <http://smn.conagua.gob.mx>

⁶ <http://www.weather.gov>

⁷ www.bbc.com/mundo

⁸ www.bbc.com/mundo

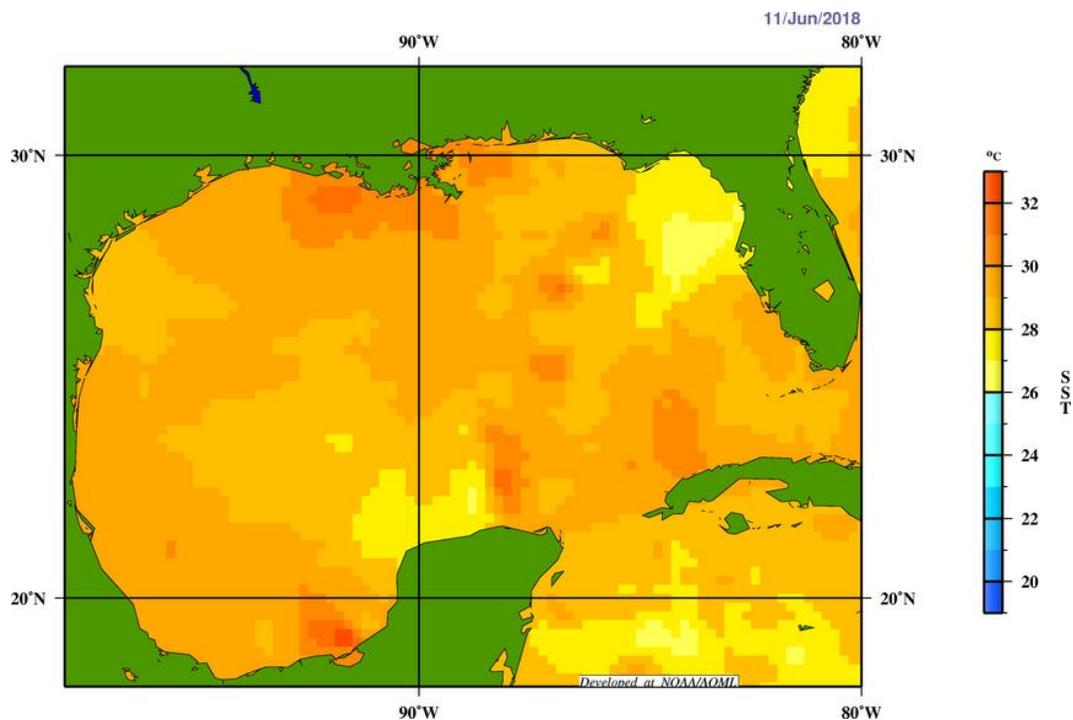
A continuación en la Figura 9.2 se pueden observar las trayectorias de los huracanes y tormentas tropicales que se presentaron en el Golfo de México en un periodo de 10 años.



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

Figura 9.2 Seguimiento de temporada de huracanes.

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 AC29 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

A continuación en la Tabla 9.1 se mencionan los eventos extremos reportados en el Golfo de México que han sucedido desde el año 1878 hasta 2017, con base en 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
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

Nombre del Fenómeno	Mes y Año	Lugar de entrada a Tierra en México	Vientos máx.* (km/h)	Vientos máx.** (km/h)	Categoría** *
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.

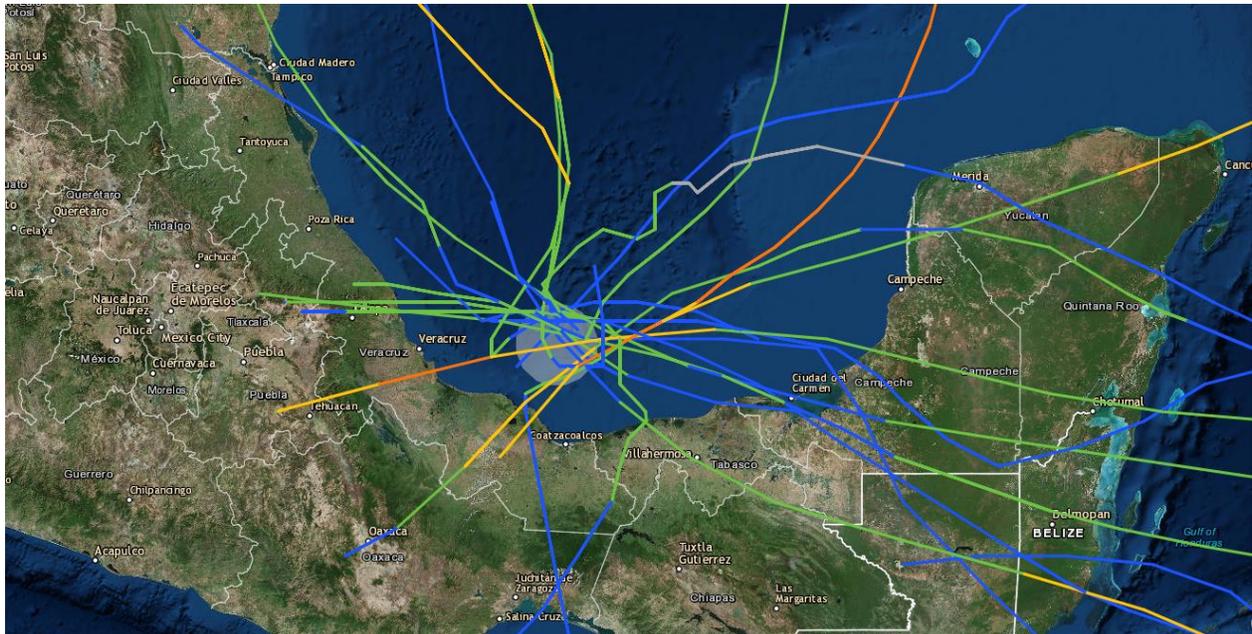
** *Rachas*: es un aumento brusco del viento con respecto a su velocidad media tomada en un cierto intervalo de tiempo.

*** *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

Los datos de 2019 de la NOAA, reportan que para un radio de 50 km alrededor del A29 se han suscitado 20 fenómenos en los últimos 131 años. Nueve de estos fenómenos fueron nombrados: Hanna (2014), Barry (2013), Ingrid (2013), Helene (2012), Marco (2008), Stan (2005), Jose (2005), Larry (2003) y Bret (1999) mientras que 11 son desconocidos y se llevaron a cabo durante el período de 1888 a 2014. 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 A29 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, fueron categorizados como dos huracanes nivel 1 de los cuales uno no fue nombrado y ocurrió en el año de 1931 y el segundo fue nombrado Stan y ocurrió en el año 2005.



Fuente: NOAA, 2019

Figura 9.4 Registro histórico de huracanes cerca del AC29

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

Asimismo, el buque de perforación Valiant cuenta con un procedimiento en caso de clima extremo dentro de su Manual de Contingencia. Dicho procedimiento consiste en llevar a cabo acciones que comprenden la retirada del pozo, el uso de modo de supervivencia y el aseguramiento de los objetos sueltos.

9.1.3 Proyecto y/o Instalación

El Proyecto comprende las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el AC29. Estas actividades se dividirán en tres etapas principales:

1. Exploración Superficial y de Geoamenazas: El Regulado obtendrá por adquisición comercial y consulta de múltiples fuentes (por ejemplo, el inventario ofrecido por el Centro Nacional de Información sobre Hidrocarburos - CNIH - de la CNH) los resultados de las imágenes geosísmicas 2D y 3D, así como los estudios geofísicos del subsuelo correspondientes al AC29. Realizará los análisis correspondientes de esta información durante las actividades del gabinete. Estos estudios determinarán los prospectos de exploración que serán madurados y seleccionados con base en una definición de riesgos potenciales que podrían afectar la perforación futura de pozos exploratorios.
2. Perforación exploratoria: Una vez que los resultados de la exploración superficial y de geoamenazas han sido comprados y analizados, se perfora hasta un pozo vertical. Dentro del AC29 hay una zona ya identificada por Repsol en la que se realizarán perforaciones exploratorias, que es la estructura prospectiva del tramo denominado Mioceno.
3. Abandono del pozo: Después de la perforación, si el pozo presenta un interés comercial y puede ser aprovechado posteriormente, se taponará temporalmente, en caso de no encontrarse un yacimiento comercialmente explotable, el pozo sería clausurado y abandonado, a continuación, se describen los dos posibles tipos de abandono.

■ Abandono temporal:

Una vez finalizadas las actividades de exploración, el pozo sería abandonado temporalmente a nivel de cabeza de pozo submarino como parte de un futuro desarrollo o programa de producción si se han identificado reservas exitosas durante la actividad y reservas potencialmente comerciales. En caso de que los resultados no justifiquen actividades comerciales adicionales, dichos pozos estarían sujetos a taponamiento definitivo.

■ Abandono permanente:

Esta etapa se llevaría a cabo una vez finalizadas las operaciones del pozo y, de acuerdo con el Contrato entre CNH y Repsol, independientemente de los resultados, el pozo debe estar permanentemente tapado. En caso de que Repsol tenga la intención de ampliar el plazo de sus actividades, debería llevar a cabo los trámites pertinentes para continuar con las mismas. Estas actividades no se consideran dentro de este estudio y estarán sujetas a un proceso de evaluación independiente por parte de la autoridad.

9.1.3.2 Pozos

La perforación del primer pozo se contempla que iniciará aproximadamente en el primer semestre del 2020 mientras que el segundo será perforado en 2021 sobre los prospectos mejor calificados. Se estima que la campaña exploratoria tendrá una duración aproximada de 84 días para ambos pozos. Los tiempos estimados podrán variar de acuerdo a las condiciones de los yacimientos, el clima y problemas operativos en el sitio del Proyecto.

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

■ Movilización:

- Desplazamiento de la MODU y embarcaciones de apoyo.

■ Perforación exploratoria;

- Perforación de pozos exploratorios;
- Manejo de lodos de perforación, de cortes y de otros fluidos de perforación;
- Manejo de residuos y aguas residuales; y
- Perfil Sísmico Vertical (VSP) o Registro de pozo

■ Desmantelamiento;

- Abandono
- Desmovilización de la MODU y embarcaciones de apoyo

Se planea perforar Polok-1 en una ubicación con tirante de agua de 606 m, hasta una profundidad objetivo de 2,926 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 la perforación exploratoria en Polok-1, y dependiendo de los resultados obtenidos se procederá a realizar la perforación del siguiente pozo, denominada para efectos del presente análisis Pozo 2 en cualquiera de los otros prospectos (Polok, Chinwol, Muuyal, Totec, Taab y Bueno).

Para propósitos del presente análisis de riesgos, se consideraron como criterios para la selección de ubicación del Pozo 2, la profundidad de la columna de agua y la distancia a la línea de costa de entre los prospectos identificados por Repsol (Polok, Chinwol, Muuyal, Totec, Taab y Bueno), con el fin de analizar un escenario en la misma AC, pero con condiciones distintas. La mayor profundidad y la mayor distancia

a la línea de costa se presenta en el prospecto Muuyal, el cual se encuentra en un rango entre 800 a 900 m de columna de agua y a una distancia de 95 km de la costa. En la Tabla 9.2, se presentan las profundidades de los diferentes prospectos y en la Fuente: ERM 2019

Figura 9.5, se aprecian las distancias a la línea de costa de los pozos Polok-1 y Pozo 2 .

Tabla 9.2 Tirantes de agua de los prospectos para el pozo 2 en AC29

Prospecto	Tirante de agua (m)
Polok-1	606
Chinwol-1	500-600
Muuyal-1	800-900
Totec	800-850
Taab	500-600
Bueno	500-600

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

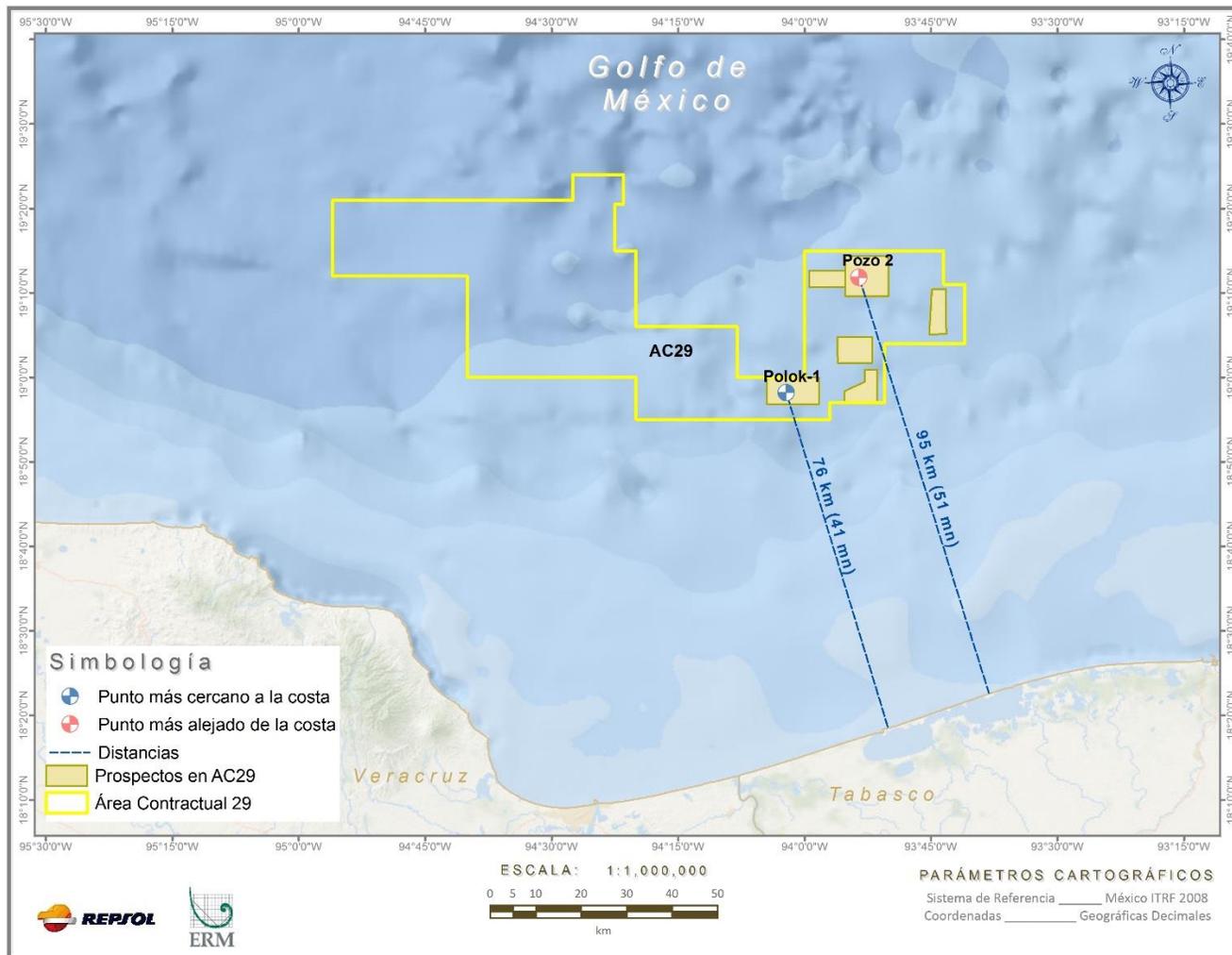
En la Tabla 9.3 y en la Fuente: ERM 2019

Figura 9.5. se muestran las coordenadas y ubicación de los pozos exploratorios respectivamente, las coordenadas del Pozo 2 se eligieron por medio del centro geográfico del prospecto Muuyal.

Tabla 9.3 Ubicación geográfica de pozos exploratorios

Pozo	Latitud (N)	Longitud (O)
Polok-1	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP	
Pozo 2*		

*Las coordenadas para este pozo no son las definitivas, el pozo 2 podría ser perforado en cualquiera de los prospectos (Polok, Chinwol, Muuyal, Totec, Taab y Bueno).



Fuente: ERM 2019

Figura 9.5 Ubicación local de los pozos de exploración.

Prospecto Polok- Pozo Polok-1

Características principales:

- Profundidad Vertical Verdadera Polok- 1: 2,926 m
- Ubicación: Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada).
Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I
de la LGTAIP
- Movilización/ Desmovilización de MODU y taladro: 14 días
- Perforación, taponamiento y abandono del pozo: 70 días
- Duración total de exploración: 84 días

El pozo Polok-1 será el primer pozo perforado por el buque de perforación Maersk Valiant en AC29. Se plantea que el pozo Polok-1 será un pozo de exploración perforado en una profundidad de agua de +/- 606 m a una profundidad total de 2,926 mTVDSS.

El pozo será perforado de acuerdo al pronóstico litológico esperado, el cual se presenta en la Figura 9.6. Como caso base, el pozo está planeado para perforar un objetivo (1,750-2,540m) que son secuencias apiladas clásicas separadas, que se infieren en el Mioceno y pueden ser observadas en el perfil litológico. Se espera que los objetivos del yacimiento incluyan areniscas de grano fino a mediano y areniscas de grado moderado a muy bajo. Las piedras arcillosas depositadas como parte de los eventos de inundación marina estarán presentes y se espera que formen sellos para múltiples sitios apilados. Se prevé un cierto nivel de compartimentación. Es probable que éstas incorporen arcillas de capas mixtas con el potencial de presentar hinchazón. Debido a la etapa actual del Proyecto deben tomarse los datos presentados como preliminares, tan pronto se cuente con la información definitiva se realizará una actualización.

Polok-1-EXP
BASE CASE

Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP

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

Fuente:Repsol

Figura 9.6 Pronóstico litológico para Polok-1

*Prospecto - Pozo 2*⁹

Características principales:

- Profundidad Vertical Verdadera Pozo 2: por definir m
- Ubicación: **Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP**
- Movilización/ Desmovilización de MODU y taladro: 14 días
- Perforación, taponamiento y abandono del pozo: 70 días
- Duración total de exploración: 84 días

⁹ Debido a la etapa actual del Proyecto deben tomarse los datos presentados como preliminares, tan pronto se cuente con la información definitiva se realizará una actualización. La localización del Pozo 2 en el Prospecto Muuyal se consideró únicamente para propósitos de este Análisis de Riesgos debido a que presenta una profundidad de columna de agua mayor a la de los otros Prospectos dentro del AC29, el Pozo 2 podría ser perforado en cualquiera de los prospectos identificados por Repsol (Polok, Chinwol, Muuyal, Totec, Taab y Bueno).

El Pozo 2 será el segundo pozo perforado por el buque de perforación Maersk Valiant en AC29. Se plantea que, solo para el objetivo de este Análisis de Riesgos, el Pozo 2 será un pozo de exploración perforado en una profundidad de agua en un rango de 800 a 900 m.

El pozo será perforado de acuerdo al pronóstico litológico esperado, el cual se considera que sea similar a Polok-1 (ver Figura 9.6). Se pronostica que los objetivos del yacimiento incluyan areniscas de grano fino a mediano y areniscas de grado moderado a muy bajo. Las piedras arcillosas depositadas como parte de los eventos de inundación marina estarán presentes y se espera que formen sellos para múltiples sitios apilados. Se prevé un cierto nivel de compartimentación. Es probable que éstas incorporen arcillas de capas mixtas con el potencial de presentar hinchazón.

El diseño de la tubería para ambos pozos serán validados con el software "stresscheck". Esto garantiza que todas las tuberías de revestimiento cumplen los requisitos de seguridad de Repsol.

9.1.3.3 Equipos Principales y Auxiliares del Proyecto

En el caso de este proyecto los equipos principales a utilizar se encontrarán dentro del buque de perforación, la cual es una estructura prediseñada y construida. El buque está equipado con un paquete de perforación sustentado en estructuras de grandes dimensiones.

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

Las especificaciones principales del buque que será utilizado como parte de las actividades del proyecto, se presentan en la Tabla 9.4

Tabla 9.4 Especificaciones del buque Maersk Valiant.

Elementos	Especificaciones
Dimensiones principales	
Peso (embarcación aligerada)	37 000 t
Desplazamiento en la línea de carga	12 m
Eslora	228 m
Manga	42 m
Puntal	19 m
Calado operativo / desplazamiento relacionado	12 m / 9,6468 t
Calado en tránsito / desplazamiento relativo	8.5 m / 6,7042 t
Elevación total	110.9 m
Piscina de Luna	25.6 m x 12.48 m
Aparejo primario	1,134 t
Aparejo auxiliar	453 t
Número máximo de personal	230
Propulsión	
Ejes	
Motores por eje	1
Motor	ABB
Tipo de Motor	Vertical E
HP por eje	5,500 kW
Tipo de hélice	Paso fijo
Boquilla	Wartsila
Propulsores	
Cantidad	6
Fijo/Azimutal	Azimutal
Motores por propulsor	1
Fabricante / modelo	Wartsila Propulsion Netherlands B.V
Tipo de propulsor	FS3510/NU
HP total por propulsor	5500 kW
RPM	166 rpm
Tipo de helice	Paso fijo
Boquilla	Wartsila
Posicionamiento Dinámico	
Modelo / Tipo	Kongsberg Maritime / K-POS 32 y K-POS 12
DP	DPS-3

Referencia de posicionamiento	DGPS-DPS5D, DPS132, DPS232, Hidroacústico 3 Giro compases y 5 sensores de viento
Capacidades operativas	
Capacidad de diseño máxima de profundidad de agua	3,657 m
Capacidad de equipado máximo de profundidad de agua	3,282 m
Capacidad de equipado mínimo de profundidad de agua	800 m
Capacidad de perforación máxima	40,000 f
Velocidad promedio de propulsión	12 knots
Variables de carga	
Tránsito (100% consumo)	
Carga en cubierta	16,500 t
Agua de perforación	2,410.6 t
Agua fresca	1,425.2 t
Diésel principal	5,477.7 t
Aceite lubricante	142.3 t
Material de desecho	664.2 t
Carga total	26,620 t
Operando (100% consumo)	
Carga en cubierta	20,000 t
Agua de perforación	2,410.6 t
Agua fresca	1,425.2 t
Diésel principal	5,477.7 t
Aceite lubricante	142.3 t
Material de desecho	664.2 t
Carga total	30,120 t
Supervivencia (100% consumo)	
Carga en cubierta	20,000 t
Agua de perforación	2,410.6 t
Agua fresca	1,425.2 t
Diésel principal	5,477.7 t
Aceite lubricante	142.3 t
Material de desecho	664.2 t
Carga total	30,120 t

Fuente: Maersk Valiant IADC Equipment List 003, Sep 2018

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

Tabla 9.5

Tabla 9.5 Equipo y/o maquinaria utilizada en la perforación (buque Maersk Valiant)

Elementos	Especificaciones
Torre de perforación y Subestructura	
Dimensiones de la base	18.3 m x 24.4 m
Altura	64 m
Elevación del piso del enganchador	+7.4 m
Centros de carril del Top drive	2.74 m
Capacidad nominal	Máxima 1,134 t; Aux. 907 t; Comb. Pozo principal 1,134 t + pozo aux. 454 MT
Hydraracker pozo principal	
Cantidad	1
Fabricante / Tipo	NOV Hydraracker HR-IV ER
Capacidad máxima	14,000 kg
Brazos superiores	
Tubulares	2 7/8" a 9 3/4" , 10" a 14" y 14" a 20"
Longitudes	Rango 2 y 3
Guía de viaje	1 m /4.8 m para 2 7/8" 0.89 m/4.8 m para 14" 1.05 m/4.8 m para 22"
Hydraracker pozo aux.	
Cantidad	1
Fabricante / Tipo	NOV HR-IV ER
Brazos superiores	
Tubulares	2 7/8" a 9 3/4" , 10" a 14" y 14" a 20"
Longitudes	Rango 2 y 3
Guía de viaje	1 m /4.8 m para 2 7/8" 0.89 m/4.8 m para 14" 1.05 m/4.8 m para 22"
Capacidad máxima	14,000 kg
Sarta de perforación	
Columna de perforación	6 5/8", 5 7/8", 5"
Drill Collar	9 1/2", 8 1/4", 6 3/4"
Tubería de revestimiento	3 1/2" a 9 3/4"
Malacate principal	
Fabricante / Tipo	NOV
Fabricante / Tipo (del motor)	General Electric GEB28A, lazo cerrado aire refrigerado
Cantidad	6

Potencia nominal de entrada continua por motor	1,120 kW a 1,500 HP
Potencia nominal de entrada intermitente	9,194 kW max. 12,330 HP
Potencia nominal de entrada continua	6,712 kW max. 9,000 HP
Diámetro del drum	1.778 m
Longitud del drum	2.540 m
Diámetro del cable	0.054 m
Velocidad máxima del motor	2,300 rpm
Velocidad máxima del drum	219 rpm
Máximo tirón de línea de 14 líneas	992 t

Mesa rotaria general

Fabricante / Tipo	RST 755
Apertura máxima	75 1/2" con adaptador 75 1/2" x 49 1/2"
Capacidad nominal	1,375 t cortas
Capacidad de carga estática	1,250 t cortas
Capacidad de carga rotatoria	Aprox. 910 t
Par máximo continuo a 5 rpm	61,000 Nm
Torsión de respaldo en las cerraduras	163,200 Nm
Bandeja de goteo / sistema de recogida de lodo	Por patio

Mesa rotaria auxiliar

Fabricante / Tipo	RST 605
Apertura máxima	60 1/2" con adaptador 60 1/2" x 49 1/2"
Capacidad nominal	1,000 t cortas
Capacidad de carga estática	1,000 t
Capacidad de carga rotatoria	Aprox. 670 t
Par máximo continuo a 5 rpm	61,000 Nm
Torsión de respaldo en las cerraduras	163,200 Nm
Bandeja de goteo / sistema de recogida de lodo	Por patio

Buje maestro

Fabricante / Tipo	MBH 1250 T
-------------------	------------

Top drive general

Fabricante / Tipo	NOV tdx-1250 / eléctrico
Código de diseño	ABS, DNV, API 8C
Temperatura de diseño	-20 +45 °C
Capacidad nominal	1,136 t
Presión de trabajo del circuito de lodo	520 bar

Motor del top drive general

Fabricante / Tipo	TE/WC 1340, AC
-------------------	----------------

Potencia de salida	2 x 1340 HP
Voltaje nominal	575 VAC
Clasificación	Eexde a prueba de fuego
Máxima torsión continua de perforación	142,300 Nm
Máxima torsión intermitente de perforación	203,400 Nm
Velocidad máxima de rotación	275 rpm
Kelly cock de operación remota	Si
Tipo de sistema de enfriamiento	Agua
Peso	40,770 kg

Top drive general, sistema de salida / desenrosque

Fabricante / Tipo	NOV / tdx-1250 Hidráulico
Máxima torsión de arranque que puede ser aplicada por el sistema	230,400 Nm
Junta de herramienta máxima OD <i>tooljoint</i>	10"
Sistema de compensación de hilo	Si

Manipulador de tubos

Capacidad de suspensión de enlace	1,136 t
Capacidad de elevación de enlace de nudillo	N/A
Rango de inclinación hacia adelante	96"
Rango de inclinación hacia atrás	60"

Top drive auxiliar

Fabricante / Tipo	NOV tdx-1250 / Electric
Código de diseño	ABS, DNV, API 8 C
Temperatura de diseño	-20 + 45 °C
Capacidad nominal	1,136 t
Presión de trabajo del circuito de lodo	520 bar
Motor eléctrico Marca / tipo	TE/WC 1340, AC
Potencia de salida	2 x 1340 HP
Voltaje nominal	575 VAC
Clasificación	Eexde a prueba de fuego
Máxima torsión de perforación continua	142,300 Nm
Máxima torsión de perforación intermitente	230,400 Nm
Velocidad máxima de rotación	275 rpm
Kelly cock de operación remota	Sí
Tipo de sistema de enfriamiento	Agua
Peso	40,770 kg

Top drive general, sistema de salida / desenrosque

Fabricante / Tipo	NOV / tdx-1250 Hidráulico
Máxima torsión de arranque que puede ser aplicada por el sistema	230,400 Nm
Junta de herramienta máxima OD <i>tooljoint</i>	10"
Sistema de compensación de hilo	Si
Manipulador de tubos	
Capacidad de suspensión de enlace	1,136 t
Capacidad de elevación de enlace de nudillo	N/A
Rango de inclinación hacia adelante	96"
Rango de inclinación hacia atrás	60"
Malacate auxiliar	
Fabricante / Tipo	NOV
Fabricante / Tipo (del motor)	General Electric GEB28A, lazo cerrado aire refrigerado
Cantidad	6
Velocidad máxima del motor	2,300 rpm
Velocidad máxima del drum	219 rpm
Diámetro del drum	1.867 m
Diámetro del cable	0.51 m
Máximo tirón de línea de 12 líneas	788 t
Máximo tirón de línea de 14 líneas	907 t
Sistema independiente de enfriamiento de agua dulce para los estiramientos y frenos eléctricos.	Si
Fabricante / Tipo	Kongsberg Seatex MRU-H
Tipo de sistema de respaldo independiente	Si
Sistema de Lodos de Alta Presión	
Presion del trabajo del sistema	0-aprox 7,500 psi
Presión de prueba del sistema	11,250 psi
Presión de Diseño	7,500 psi
Bombas de Lodo	
Cantidad	5
Fabricante / Modelo	14-P-220 con Black Jack liner
Fijo/Azimutal	Triplex
Tipo de motor	GE, Atex certificado AC
Potencia operación continua	2200 HP
Presión máxima de trabajo	7,500 psi
Presión de prueba	11,250 psi
Bombas de Transferencia de Lodos	

Cantidad	4
Fabricante / Modelo	NOV mission Supreme 2500 8x6x14
Motor	440/3/60, IEC, Space heater
Potencia	125 HP
Sistema de Lodos de Baja Presión	
Cantidad	3
Fabricante / Modelo	NOV misión Supreme 2500
Tipo	8x6x14
Motor	440/3/60/, clase 3 grupo C
Sistema de manejo de cortes de perforación	
Cantidad	2
Fabricante / Modelo	MiSWACO CleanCut Cuttings Blower 8
Flujo de trabajo	13.2 m ³ /h
Distancia de trabajo	Por definir
Bombas de Transferencia de Lodos	
Cantidad	3
Fabricante / Modelo	NOV misión /supreme 2500
Flujo de trabajo	Por definir m ³ /h
Potencia	150 HP

Fuente: Maersk Valiant IADC Equipment List 003, Sep 2018

Los planos del arreglo general del buque Maersk Valiant se encuentran en el Anexo del Capítulo 9 Arreglo General del Buque de Perforación.

En la Tabla 9.6, se resumen los principales equipos auxiliares que estarán incluidos en el buque Maersk Valiant (estructura prediseñada y armada).

Tabla 9.6 Principales equipos de auxiliares en el buque Maersk Valiant.

Elementos	Especificaciones
Grúa Giratoria “Knuckle Boom”	
Cantidad	1
Especificación	ABS
Fabricante / Tipo	NOV / Knuckle Boom
Ubicación	Estribor / babor
Longitud de boom	27.610 m
Carga/radio/velocidad	8 m (radio mínimo) 42.3 m (Radio máximo)
Grúa de manejo de tuberías tipo “Boom”	
Cantidad	1
Especificación	ABS
Fabricante / Tipo	NOV/Knuckle Boom with Gripper Yoke
Ubicación	Centro de cubierta de tuberías
Longitud de boom	Radio máximo de trabajo 22.3 m
Radio Máximo / mínimo	22.3 m / 3.2 m
Grúa pórtico para BOP	
Fabricante / Tipo	NOV
Capacidad nominal	2x240 t
Cabrestante auxiliar babor / estribor	15 t / 25 t
Cargador de BOP	
Fabricante / Tipo	NOV BOP carrier
Capacidad nominal	540 t
Montacargas	
Cantidad	3
Fabricate/ Tipo	Toyota
Capacidad nominal	1x 2.5t y 2x 1.5 t
Montacargas a prueba de explosión	
Cantidad	1

Fuente: Maersk Valiant IADC Equipment List 003, Sep 2018

En el Anexo del Capítulo 9 Diagramas de equipos y procesos principales se encuentran disponibles Diagramas de Tubería e Instrumentación (P&ID) y arreglos generales de los equipos de proceso y auxiliares principales, tales como Sistema de procesamiento de fluidos de perforación, separador de gas/fluidos de perforación, unidad de cementación, Sistema de fluidos de perforación, Sistema de barita /bentonita, Sistema de bombas de fluidos de perforación, bombas de transferencia y proceso de control de solidos entre otros.

9.1.3.4 Equipos de Control de Pozo

En la Tabla 9.7, se presentan las especificaciones técnicas de los principales equipos de control de pozo. En el Anexo del Capítulo 9 Equipos de Control de Pozo, 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 de la columna de preventores.

Tabla 9.7 Principales equipos de control de pozo.

Elementos	Especificaciones
Columna de preventores Principal	
Presión de Trabajo	15,000 psi
Hot tap	Si
Dimensión agujero	18 3/4"
Preventores de Ariete "Ram type preventers"	
Fabricante / modelo / tipo	GE Hydril Compacto doble
Cantidad	6
Tamaño agujero	18 3/4"
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	10 x 605.6 litros
Presion de operación de botellas	448 bar
Conector Hidraulico a Cabezal de pozo	
Fabricante / modelo / tipo	GE Vetco Gray/SHD-H4
Dimensión	18 3/4"
Presión de trabajo	15,000 psi
LMP (Lower Marine Riser Package de fondo a top)	
Preventor Anular	
Cantidad	2
Dimensión	18 3/4"
Presión de operación	10,00 psi
Fabricante /Tipo	Hydril GX 18-10, BTM FLG
Junta flexible (Flex Joint)	
Fabricante /Tipo	Oilstates Flex
Dimensión	18 3/4"

Desviador (Diverter para instalación en nipple)	
Fabricante /Tipo	GE Vetco Gray CSO
Maximo agujero	20"
Presión de operación	500 psi
Salidas (outlets)	5
Tipo	Anular

Fuente: Maersk Valiant IADC Equipment List 003, Sep 2018

9.1.3.5 Almacenamiento

Debido a que esta etapa del proyecto contempla únicamente la exploración, no se tendrá almacenamiento de hidrocarburo proveniente del yacimiento del pozo. Los combustibles y demás sustancias almacenadas para el proyecto se encontrarán dentro del buque y serán únicamente suministros para la perforación y combustibles para el funcionamiento de la MODU. Para mayor información sobre el sistema de almacenamiento, el arreglo general de tanques dentro del buque de perforación Maersk Valiant se encuentra disponible en el Anexo del Capítulo 9 Plano de Distribución del Sistema de Almacenamiento.

Las normas y estándares con los que cuenta el sistema de almacenamiento del buque de perforación serán equivalentes a las que se mencionan a continuación:

- Venteo a la atmósfera: ISO 28300/ estándar API 2000
- Atornillado de tanques de almacenamiento de fluidos de producción: especificación API 12B
- Soldadura de tanques de almacenamiento de fluidos de producción: especificación API 12D
- Tanques de almacenamiento contruidos en taller para fluidos de producción: especificación API 12F
- Tanques de almacenamiento a baja presión: estándar API 620
- Almacenamiento de gasóleo marino: estándar API 650
- Venteo de tanques de almacenamiento a baja presión: estándar API 2000

En la Tabla 9.8 se indica la capacidad de almacenamiento de las sustancias que se utilizarán en el buque (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 9.8 Capacidad de Tanques de Almacenamiento del buque Maersk Valiant

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad
	Volumen [m ³]	Volumen [m ³]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m ⁴]	
Tanques Fuel Oil / Diésel SG=0.90							
Llenado [%]	100%	98%	98%	98%			Válvulas de accionamiento manual, alarmas de alto nivel, indicador y medidor de nivel, indicador de temperatura, indicador de presión, válvulas de cierre lento.
M.D.O. Serv T. (P)	114.4	112.1	100.9	45.200	6.581	48	
M.D.O. Serv T. (S)	114.4	112.1	100.9	45.200	6.581	48	
No 1 M.D.O (P)	1,923.2	1,884.7	1,696.2	56.000	10.983	1,546	
No 1 M.D.O (S)	1,923.2	1,884.7	1,696.2	56.000	10.983	1,546	
No 2 M.D.O (P)	1,067.7	1,046.3	941.7	48.435	10.547	937	
No 2 M.D.O (S)	1,067.7	1,046.3	941.7	48.435	10.547	937	
Total Fuel Oil	6,210.5	6,086.3	5,477.7	NA	NA	NA	
Tanques de aceite lubricante SG= 0.90							
Llenado [%]	100%	90%	90%	90%			Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, alarmas de alto nivel, medidor de presión y flujo.
L.O. (P)	43.6	39.3	35.3	17.200	16.720	4	
L.O. (S)	43.6	39.3	35.3	17.200	16.720	4	
L.O. Sett. (P)	43.6	39.3	35.3	13.200	16.720	4	
L.O. Sett. (S)	43.6	39.3	35.3	13.200	16.720	4	
L.O. Drenaje T. (P)	3.1	2.8	2.5	20.419	10.060	1	
L.O. Drenaje T. (S)	3.1	2.8	2.5	20.419	10.060	1	
Total	180.7	162.6	146.3	NA	NA	NA	

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad
	Volumen [m ³]	Volumen [m3]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m4]	
Tanques de perforación (Sistema de agua de perforación)							
Llenado [%]	100%	NA	NA	100%			Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, alarmas de alto nivel, medidor de presión y flujo.
Agua de Perforación (P)	1,185.4	NA	NA	191.829	7.173	1,850	
Agua de Perforación (S)	1,225.2	NA	NA	191.578	7.306	1,768	
Total	2,410.6	NA	NA	NA	NA	NA	
Tanques de fluidos de perforación							
Llenado [%]	100%	NA	NA	100%			Válvulas de retención, válvulas de cierre y apertura rápido, indicador de presión, transmisor indicador de presión, válvula de control ,válvulas operadas remotamente para materiales a granel y purga de aire, alarma de alto nivel, medidores de nivel, transmisor de flujo, indicador y transmisor de temperatura, indicadores y transmisor de densidad.
Fluidos de perforación (01)	93.9	NA	NA	154.412	24.593	91	
Fluidos de perforación (02)	93.9	NA	NA	154.412	24.593	91	
Fluidos de perforación (03)	46.1	NA	NA	154.409	24.590	11	
Fluidos de perforación (04)	46.2	NA	NA	154.411	24.589	11	
Fluidos de perforación (05)	93.9	NA	NA	154.411	24.593	91	

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad
	Volumen [m ³]	Volumen [m3]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m4]	
Fluidos de perforación (06)	94.0	NA	NA	154.412	24.593	91	
Fluidos de perforación (07)	93.7	NA	NA	149.609	24.593	91	
Fluidos de perforación (08)	93.7	NA	NA	149.608	24.593	91	
Fluidos de perforación (09)	93.7	NA	NA	149.609	24.593	91	
Fluidos de perforación (10)	93.7	NA	NA	149.609	24.592	91	
Fluidos de perforación (11)	93.7	NA	NA	149.608	24.592	91	
Fluidos de perforación (12)	93.7	NA	NA	149.609	24.593	91	
Tanque fosas de lodo (01)	24.2	NA	NA	155.624	24.576	6	
Tanque de fosas de lodo (02)	24.2	NA	NA	155.624	24.576	6	

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad
	Volumen [m ³]	Volumen [m3]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m4]	
Tanque de químicos (01)	24.2	NA	NA	153.219	24.574	6	
Tanque de químicos (02)	24.2	NA	NA	153.216	24.580	6	
Trampa de arena	18.2	NA	NA	116.803	27.92	5	
Desgasificador	20	NA	NA	120.003	27.835	5	
Desarenador "Desilter"	20	NA	NA	123.203	27.835	5	
Tanque de retorno	20	NA	NA	126.407	27.835	5	
Tanque de viaje 1	9.2	NA	NA	127.207	27.835	2	
Tanque de viaje 2	9.1	NA	NA	125.603	27.835	2	
Total	1,223.5	NA	NA	NA	NA	NA	

Agua fresca SG=1

Llenado [%]	100%	NA	100%	100%			Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, alarmas de alto nivel, medidor de flujo.
F.W.T 01 (P)	450.9	NA	450.9	202.800	25.190	176	
F.W.T 01 (S)	450.9	NA	450.9	202.800	7.002	176	
F.W.T 02 (P)	164.8	NA	164.8	4.806	7.002	141	
F.W.T 02 (S)	358.6	NA	358.6	6.000	16.946	74	
Total	1,425.2	NA	1,425.2	NA	14.935	NA	

Tanques de lastre SG=1.025

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad
	Volumen [m³]	Volumen [m3]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m4]	
Llenado [%]	100%	NA	100%	100%			Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, alarmas de alto nivel, medidor de flujo.
FWD DB WBT 01 (C)	1,381.1	NA	1,415.6	195.943	1.384	42,712	
AFT W.B.T. 01 (P)	2,687.3	NA	2,754.5	163.945	3.528	24,973	
AFT W.B.T 01 (S)	2,724.8	NA	2,792.9	164.221	3.493	25,501	
Hold B.T. 01 (C)	1,972.1	NA	2,021.4	177.600	11.156	1,532	
Hold B.T. 01 (P)	3,310.7	NA	3,393.4	160.632	8.517	4,085	
Hold B.T. 01 (S)	1,501.7	NA	1,539.2	161.113	6.039	4,084	
W.B.T. 02 (P)	2,582.1	NA	2,646.7	130.708	3.541	18,559	
W.B.T 02 (S)	2,582.1	NA	2,646.7	130.708	3.541	18,559	
Hold B.T. 02 (C)	2,444.9	NA	2,506	140.630	9.722	2,620	
Hold B.T. 02 (P)	2,542.9	NA	2,1,706 .5	140.801	11.140	2,042	
Hold B.T. 02 (S)	2,542.9	NA	2,1,706 .5	140.801	11.140	2,042	
W.B.T 03 (P)	1,744.0	NA	1,787.6	100.234	3.419	14,523	
W.B.T. 03 (S)	1,744.0	NA	1,787.6	100.234	3.419	14,523	
Hold B.T. 03 (P)	4,446.5	NA	4,557.6	123.200	11.146	3,574	

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad	
	Volumen [m ³]	Volumen [m3]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m4]		
Hold B.T. 03 (S)	4,446.5	NA	4,557.6	123.200	11.146	3,574	Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, alarmas de alto nivel, medidor de presión y flujo.	
W.B.T 04 (P)	2,173.6	NA	2,228	75.200	3.017	20,006		
W.B.T 04 (S)	2,173.6	NA	2,228	75.200	3.017	20,006		
Hold B.T. 04 (P)	4,448.5	NA	4,559.7	100.798	11.142	3,574		
Hold B.T. 04 (S)	4,448.5	NA	4,559.7	100.798	11.142	3,574		
W.B.T. 05 (P)	1,120	NA	1,148	53.954	3.417	9,067		
W.B.T. 05 (S)	1,120	NA	1,148	53.954	3.417	9,067		
Hold B.T. 05 (P)	5,721.9	NA	5,865	75.200	11.139	4,595		
Hold B.T. 05 (S)	5,721.9	NA	5,865	75.200	11.139	4,595		
W.B.T. 06 (P)	2,865	NA	2,936.7	27.623	4.075	18,766		
W.B.T. 06 (S)	2,817.8	NA	2,888.2	27.435	4.120	17,921		
A.P.T.	1,675.8	NA	1,717.7	5.032	12.389	3,795		
A.P.T.	1,605.1	NA	1,645.2	4.990	12.641	3,771		
Total	74,545.5	NA	76,409.2	NA	NA	NA		
Misceláneos								
Llenado [%]	100%	NA	NA	100%				Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, alarmas de alto nivel, medidor de presión y flujo.
A.F.T Sentinas (C)	110.1	NA	NA	34.400	1.400	511		

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad
	Volumen [m ³]	Volumen [m3]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m4]	
FWD Sentinas (P)	37.3	NA	NA	184.039	0.965	64	
SEP Sentinas (S)	55.1	NA	NA	37.600	1.400	64	
M.D.O. Drenaje	20.7	NA	NA	42.800	1.400	6	
M.D.O. Drenaje	20.7	NA	NA	42.800	1.400	6	
Drenaje (P)	985.2	NA	NA	56.000	11.163	191	
Drenaje (S)	985.2	NA	NA	56.000	11.163	191	
Purificador (P)	15.5	NA	NA	41.600	2.100	5	
Purificador (S)	15.5	NA	NA	41.6000	2.100	5	
Total	2,245.1	NA	NA	NA	NA	NA	
Otros tanques							
Llenado [%]	100%	NA	NA	100%			Válvulas reguladoras de flujo, medidor de nivel, alarmas de alto nivel, medidor de flujo.
Salmuera 01 (P)	278.3	NA	NA	169.701	15.785	128	
Salmuera 02 (P)	246.0	NA	NA	163.200	16.027	128	
Salmuera 03 (P)	253.0	NA	NA	163.200	16.116	128	
Base aceite (P)	998.1	NA	NA	153.600	16.073	2,042	
Residuos de lodo (S)	258.4	NA	NA	163.471	10.453	147	

Tanque	Capacidad			Centro de Gravedad			Sistemas de seguridad
	Volumen [m ³]	Volumen [m3]	Peso [MT]	LCG [m]	VCG [m]	MT Max. de inercia [m4]	
Reserva de pozo 01 (S)	258.4	NA	NA	157.071	10.453	147	
Reserva de pozo 02 (S)	236.2	NA	NA	157.093	10.444	113	
Reserva de pozo 03 (S)	271.0	NA	NA	150.525	10.473	150	
Reserva de pozo 04 (S)	248.4	NA	NA	150.536	10.462	117	
Reserva de pozo 05 (S)	234.7	NA	NA	163.451	10.470	112	
Reserva de pozo 06 (S)	388.3	NA	NA	169.757	10.481	523	
Drenaje (S)	96.0	NA	NA	148.800	14.583	8	
Total	3,766.9	NA	NA	NA	NA	NA	

Fuente: Capacity Plan, Maersk Valiant

NA: No Aplica

LCG: Centro de Gravedad Longitudinal

VCG: Centro de Gravedad Vertical

MT Max. de inercia: Momento máximo de inercia de la superficie libre de líquido

9.1.3.6 Sistemas de Aislamiento/Drenaje

Sistema de Aislamiento

El buque Maersk Valiant define en el Procedimiento para el Sistema de Gestión de HSSE México, conducción de aislamientos mecánicos del 1 de enero de 2019 ID: M-CPH-1171-19106_SP, al aislamiento como la separación o desconexión física con una o más barreras de una fuga o una fuente de alimentación, es decir neumática o líquida. En este se describen los métodos seguros para aislar mecánicamente los sistemas de contención. En el Procedimiento para el Sistema de Gestión de HSSE, aislamiento general ID: M-CPH-1171-00216_ES, se mencionan las circunstancias en las que se requiere aislamiento mínimo.

Así mismo cuenta con el Procedimiento para el Sistema de Gestión de HSSE México, aislamiento del sistema de seguridad ID: M-CPH-1171-00139_SP, en el cual se documentan los requisitos en aislamientos eléctricos y mecánicos, lo siguiente se considerará como un sistema de seguridad:

- Bomba contra incendios completas con tuberías, válvulas, hidrantes y monitoreo de agua.
- Sistema de espuma.
- Sistemas de CO₂ / Argonita
- Reguladores de aire contra incendios.
- Detectores de calor / humo / llama / gas.
- Bote salvavidas, bote para hombre al agua, equipo de evacuación de balsas salvavidas.
- Equipo de navegación.
- Equipo de comunicación de emergencia en operación.
- Equipo de iluminación de emergencia.
- Equipo de Paro de emergencia (ESD)
- Válvulas de seguridad (PSV) y válvulas de alivio de presión.
- Sistemas de ventilación con sobrepresión en zonas sin peligro de explosión.
- Restricciones entre sistemas de alta y baja presión.
- Helipuerto.
- Generador de emergencia.
- Unidad de cemento durante la operación de servicio de pozo.
- Sistemas de teléfono y altavoces (PA).
- Preventor de reventones (BOP), que incluye la unidad de control.
- Múltiple de estrangulación, mangueras y válvulas interruptoras y de estrangulación.
- Desviador, válvulas desviadoras y líneas fuera de borda.
- Equipo de proceso de paro (PSD).
- Agua nebulizada
- Cualquier otro equipo o sistema identificado como crítico de seguridad en el Análisis de MODU HSE.

Sistema de Drenaje

El drenaje de la cubierta superior y del área de alojamiento se descarga por la borda a través de *imbornales* conducidos a la carcasa lateral que termina a 0.45 m debajo de la cubierta. Los drenajes de los cuartos de alojamiento se reúnen a la línea principal a través de una válvula check.

El sistema de drenaje de sentinas y agua aceitosa (separados en sistemas peligrosos y no peligrosos) incluyen las siguientes áreas:

- Espacios de maquinaria
- Cuarto de bombas
- Cubierta principal
- Brazola
- Piso de perforación
- Cubierta de tuberías
- Módulo de perforación
- Módulo de procesamiento de fluidos de perforación
- Área de prueba de pozo

Los drenajes son recolectados en tanques de recolección y procesados por el sistema separador de agua aceitosa.

Los drenajes especiales de la cubierta se instalan en áreas sujetas a derrame de fluidos de perforación, tales como área de almacenamiento de sacos, área de mezclado de lodo, cuarto de bombeo de lodo, área de procesamiento de bombeo de lodo y áreas rotativas. En las áreas mencionadas anteriormente se han instalado canales de 6" de profundidad y 12" con rejilla removible. En los extremos de estos canales se encuentran pozos de drenaje profundo de 14" x 14" x 12". Cada pozo está equipado con una línea de drenaje conectado al sistema de drenaje contaminado. Los drenajes contaminados de la cubierta son recolectados en partes del casco.

Separador de agua aceitosa

Se proporciona un separador de agua aceitosa de 10 m³/h en cubierta con sistema de monitoreo en el cuarto de químicos secos a granel y está conectado al tanque de recolección. El agua del tanque de recolección pasa a través del separador y se descarga por la borda o se envía de vuelta al tanque de recolección de drenaje.

La unidad central de trituración de emulsión y el separador de agua aceitosa son usados para tratar el agua de sentinas antes de ser descargadas por la borda, el contenido de aceite del agua deberá estar por debajo de 15 ppm antes de descargar. La unidad y el separador operan como una unidad combinada. El agua limpia se descarga a través de la unidad de control de descarga y el aceite separado en el tanque de sentina aceitoso.

Sistema de agua aceitosa

El sistema de agua aceitosa consiste en tres tuberías interconectadas:

- Recolección de aceite usado
- Transferencia de aceite usado
- Disposición de aceite usado

El aceite usado recolectado se almacena en el tanque de aceite de sentinas separado en la sala de máquinas. El aceite residual se elimina a través de una conexión de descarga o es quemado en el incinerador, el cual se encuentra lado estribor en el nivel superior de la cubierta de máquinas.

Sistema de transferencia de corte

El buque cuenta con un sistema de extracción de arcillas, donde el flujo se dirige a los 6 agitadores con un total de 1,200 m³/h. Los tanques de control de sólidos cuentan con estos agitadores para eliminar las partículas adicionales de lodo. Los transportadores de corte recogen los recortes y alimentan a 2 limpiadores como parte del sistema manejo de corte. El buque cuenta con tanques para el almacenamiento de estos recortes.

Sistema de manejo de aguas residuales

El agua residual (grises) de los cuartos de alojamiento es recolectada en la tubería principal y se conducen por la borda a través de una válvula. El agua gris del baño del cuarto médico se conduce a la planta de tratamiento de aguas residuales a través de líneas de tuberías.

En los espacios de maquinaria se encuentra una planta de tratamiento biológico de aguas residuales con capacidad de 230 personas (11,200 l/día). El agua residual es conducida a la planta de tratamiento por unida unidad de vacío. La planta contiene un compartimiento de decantación y cloración y cuenta con 2 bombas de descarga, 2 sopladores de aire y un panel de control.

Además, en el centro del cuarto de máquinas se encuentra una planta de tratamiento biológico con capacidad para 1,740 l/día. La descarga tratada de la planta se dispone a través de la borda.

9.2 DESCRIPCIÓN DETALLADA DEL PROCESO

Las actividades que Repsol llevará a cabo en el AC29 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 y Planeación.** Las actividades de diseño 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, 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 unidad 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 unidad de perforación 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. Asimismo, Repsol realizó durante el proceso de licitación una evaluación exhaustiva de los procedimientos en Seguridad e Higiene, Sistema de Administración y los estándares de ingeniería tanto de la unidad de perforación como de la empresa dueña de la misma, en este caso Maersk. Además, la plataforma ha pasado por varias instancias de inspección y auditoría por parte de Repsol y terceros contratados. Antes del inicio de operaciones, también se hará una inspección *Rig Intake Inspection*, con la que se asegurará que el equipo recibido por el cliente está en óptimas condiciones. Es por esto que el diseño mismo de la unidad de perforación no forma parte del alcance de este proyecto.

Las actividades de planeación contienen las regulaciones y permisos que apliquen en relación al proyecto así como selección de proveedores para la prestación de servicios a requerir durante la perforación exploratoria.

- **Instalación/Movilización/Desmovilización.** Como se mencionó anteriormente, el proyecto involucra la perforación de dos pozos exploratorios principales utilizando el buque de perforación Maersk Valiant. 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 unidad 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 unidad 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 y planeación del pozo y se ha movilizado el buque de perforación al área de trabajo, comienzan las actividades rutinarias que en este caso incluye las operaciones mismas de perforación, logística (transferencia de químicos, lodos, combustible a la unidad, transporte aéreo, manipulación de cargamento, entre otras) y en cubierta (montaje y desmontaje del equipo de perforación, manejo de tuberías, entre otras).
- **Actividades no rutinarias.** Dentro de las actividades no rutinarias se consideraron: Eventos de emergencia, falla de contención de productos / materiales, fallas estructurales; eventos climáticos, geofísica y otros eventos naturales; sabotaje o protección personal; errores humanos; situaciones dinámicas.
- **Taponamiento y Abandono.** Una vez terminadas las actividades de perforación, el diseño final de los pozos del AC29 se realizará según las regulaciones internas de Repsol y las normativas adicionales correspondientes, este diseño estará basado en las futuras necesidades del pozo.

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 9.9, en esta tabla se hace una comparación de las sustancias con los listados de actividades altamente riesgosas (LAAR).

Tabla 9.9 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.

Sustancia	Volumen total almacenado (m ³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
Diesel	6, 210	No
Fluidos de perforación de perforación base sintética (De proceso y de reserva) fluido de perforación sintético, barita, cloruro de calcio, hidróxido de calcio, Hidróxido de Calcio y Agente formador de puentes.	2,458	No
Cemento	452	No
Fluidos de perforación Base agua (fluido de perforación base agua, cloruro de sodio, bentonita, barita, sosa caustica , BARAFLAKE, cloruro de calcio)	226/ 226	No
Salmuera	778	No

Fuente: Maersk Valiant Tank IADC Equipment List

Como se puede observar en la Tabla 9.9, 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

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 del Capítulo 9 Hojas de Datos de Seguridad, a modo de ejemplo, dado que el contratista de fluidos de perforación aún no ha sido seleccionado.

9.2.2 Propiedades de la mezcla de hidrocarburo

A continuación, en la Tabla 9.10 se presentan las propiedades estimadas del hidrocarburo del pozo exploratorio, las cuales también fueron utilizadas para las modelaciones de derrame. Para propósitos de modelación de derrame se asumió que el volumen de hidrocarburo está ausente de los gases disueltos (como el ácido sulfúrico) que normalmente escapan del petróleo tras su extracción del yacimiento una vez que la presión que rodea al petróleo se reduce a la presión atmosférica. Por lo tanto, las proporciones volumétricas de los componentes del petróleo crudo están ausentes de los gases disueltos.

Debido a que para los 2 pozos a perforar no se conoce la composición real del hidrocarburo por la etapa actual del Proyecto (exploración) se procedió a utilizar la composición genérica presentada en la Tabla 9.11 para el análisis de consecuencias.

Tabla 9.10 Propiedades estimadas del hidrocarburo

Pozo	Gravedad API	Proporción gas a hidrocarburo (GOR)
Polok-1	25	434

Fuente: Repsol 2019

Tabla 9.11 Composición estimada del hidrocarburo.

Componente	Porcentaje Molar (%)
CO ₂	1.985
N ₂	0.339
C ₁	38.239
C ₂	13.084
C ₃	7.358
nC ₄	4.599
nC ₅	2.664
nC ₆	2.968
nC ₇	28.762
TOTAL	100.00%

Fuente: Modificado de "Clasificación de los yacimientos en México: Un nuevo enfoque". MI. Alfredo León García, Ing. Nancy Alamilla Carrillo y Dr. Francisco García Hernández. Ingeniería Petrolera, Vol. 53 No. 7, Julio 2013.

9.2.3 Descripción de Principales Equipos de Proceso y Auxiliares

El buque Maersk Valiant 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 del buque. El piso de perforación soporta las cargas de equipos de la torre de perforación, los malacates de perforación y otros equipos. La estructura 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 31 pies del collar de perforación de 9½".

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 parte inferior. Se ha instalado una zona de retroceso adicional en el piso de perforación.

La capacidad combinada de retroceso no supera los 1,200 Mt. Los dos centros de pozos se encuentran a aproximadamente 12.2 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 fluidos de perforación y cemento
- Línea de ventilación.

Las principales características de la torre de perforación son:

- Altura: aprox. 64 m sobre el piso del taladro
- 18.3 m x 24.4 m (longitudinal x transversal)
- Carga máxima del gancho - principal: 1,134 ton (Bloque viajero 1,250 ton)
- Carga máxima de ganchos - auxiliar: 907 ton (Bloque viajero 1,000 ton)
- Carga de gancho combinada máxima: 1,134 ton

Top Drive

Dos sistemas de perforación independientes de accionamiento superior accionados por motor de corriente alterna (CA) 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 ha instalado un malacate de perforación de 1,500 HP equipado con un sistema de frenos de servicio eléctrico y mecánico activo y un freno de emergencia / estacionamiento a prueba de fallas.

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

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 Rotatoria

Se instala una mesa giratoria de 70 1/2" con accionamiento hidráulico en cada uno de los centros del pozo. Las mesas giratorias están empotradas en el piso de perforación.

Tubería de perforación

Cuenta con una longitud de 10,000 pies y un diámetro externo de 6 5/8", su capacidad para transportar fluidos es de 0.0270 bbl/ft (1.13 Gal/ft)

Sistema de amarre

Este cuenta con un ancla, la cual se sujeta por cuatro (4) malacates, cuatro (4) motores y un torno de tipo hidráulico. Por otra parte, también existe un conjunto de anclas para emergencias y las cadenas adecuadas para utilizar cada tipo de ancla.

9.2.3.2 Sistemas de Fluidos de perforación

9.2.3.3 Sistema de fluidos de perforación de alta presión

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

Las tuberías verticales de fluidos de perforación alcanzan desde el múltiple de fluidos de perforación 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 Fluidos de perforación

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

Un múltiple para estrangular y matar (Choke & Kill Manifold) 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.

Dentro de la unidad 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.

Asimismo, 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.

9.2.3.4 Sistema de fluidos de perforación 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 fluidos de perforación de baja presión consiste en:

- Cinco bombas de carga de lodo;
- Cuatro bombas mezcladoras de lodo;
- Doce fosas de lodo (*mud pits*);
- Dos fosas de baches (*slug pits*);
- Dos fosas de desechos (*slop pits*) instalados en el cuarto de fosas de fluidos de perforación.

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 fluidos de perforación está situada en el centro de la popa de la escotilla de perforación (moonpool). Los elementos de equipamiento instalados en esta área incluyen:

- Fosas, todos totalmente encerradas
- Zarandas vibratorias
- Desarenador
- Desgasificadores.

9.2.3.5 BOP y Sistemas de Desviación

Desviador

Debajo de la mesa giratoria, se encuentra instalado un orificio de 20", 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.

Preventor de Reventones (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 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.

Colector múltiple de 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.
- Expro Ref.: 2051072900
- Presión de trabajo del múltiple: 0-15,000 psi.

9.2.3.6 Generación de Energía

Generadores principales

Se han instalado seis generadores principales a base de diésel, en dos cuartos de máquinas separados. Los motores diésel son refrigerados con agua dulce, generan 11 kV CA y tienen una potencia de 7 MWe cada uno, lo que da una potencia total instalada de 49 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 (regulador de voltaje automático) 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.

Motores de diésel

Se cuenta con seis (6) motores con la capacidad de generar una potencia de 7,248 kW y cada motor consume aproximadamente 187 galones/kWh de combustible a 100% de carga, adicionalmente, cuentan con la característica de que su sistema evita la generación de chispas con el fin de evitar cualquier conato de incendio.

Transformadores de distribución

Se cuentan con cinco (5) transformadores de distribución con una potencia de 2500 kVA para cada uno de ellos.

9.2.3.7 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, Sistema de Propulsión, 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 DP3. 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

El buque de perforación está equipado con seis (6) propulsores de azimut de 6,500 kW para el mantenimiento de la estación y para proporcionar propulsión durante los movimientos del buque. Cada propulsor está ubicado dentro de su propio compartimento estanco (Zonas 1 - 8 en el buque) y tiene sus propias fuentes de alimentación independientes y sistemas de servicios públicos, puede girar 360°. 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

El buque está equipado con una grúa 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 descanso.

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.

Sistema de iluminación

Se cuenta con tableros de distribución principalmente:

- Cuatro (4) tableros de distribución para la iluminación primaria, los cuales contienen las siguientes características:
 - Voltaje principal de 230 VAC
 - Frecuencia de 60 Hz
- Cuatro (4) tableros de distribución para la iluminación para emergencias, los cuales contienen las siguientes características:
 - Voltaje principal de 230 VAC

- Frecuencia de 60 Hz

Manipulador de gases

Este equipo no es parte del diseño estándar de perforación, sin embargo, se añadió como una opción extra con el fin de controlar la purga del gas ascendente. Las dimensiones del equipo son 45ft 21.5" x 1.00".

Grúas suspendidas para el Árbol de Navidad

El sistema consiste en una grúa con una capacidad de 2x75ton.

Mangueras marinas de carga

Existen distintos tipos de mangueras, según la situación que se presente, y estas pueden presentarse en babor, estribor o en ambas:

- Mangueras de agua potable – 4 pies de largo, 1 en babor y 1 en estribor
- Mangueras de gasóleo – 4 pies de largo, 1 en babor y 1 en estribor
- Mangueras de cemento – 60 metros de largo, 2
- Mangueras de petróleo – 4 pies de largo, 1 en babor y 1 en estribor
- Mangueras de salmuera – 4 pies de largo, 1 en babor y 1 en estribor
- Mangueras de barro – 5 pies de largo, 2 en babor y 2 en estribor (Baritina y bentonita)
- Mangueras de agua de perforación – 4 pies de largo, 1 en babor y 1 en estribor
- Mangueras de lodo líquido – 4 pies de largo, 1 en babor y 1 en estribor
- Mangueras de lodo de desechos – 4 pies de largo, 1 en estribor

9.2.3.8 Sistema de Control Submarino

Este sistema está compuesto por distintos equipos:

- 2 carretes de cable MUX
- 1 carrete de cable caliente
- 1 carrete para el manipulador de gases
- Instalación de prueba para cápsula MUX
- Sistema de control para BOP de Emergencia Acústica

9.2.3.9 Equipo Auxiliar Submarino

A continuación, se muestra la lista de dispositivos que forman parte de este conjunto:

- Indicador de Elevación de Ángulo
- Indicadores de pendiente o inclinación
- Sistema ROV
- Colector de estrangulamiento
- Líneas flexibles de estrangulamiento y para matar
- Unidad de prueba de alta presión

- Herramientas para pruebas en la boca del pozo
- Sistema de recuperación para emergencias de BOP

9.2.3.10 *Equipo Misceláneo*

El equipo misceláneo está compuesto por:

- Tapones de elevación – 20 piezas
- Tapones de elevación de tipo BIT– 6 piezas
- Desviaciones tubulares – 24 piezas

9.2.3.11 *Equipo de recubrimiento y cementación*

A continuación, se muestra el equipo de recubrimiento y cementación:

Recubrimiento

- Elevadores de recubrimiento de articulación
- Cuencos de recubrimiento
- Pinzas manuales de recubrimiento
- Tenazas para pinzas de recubrimiento
- Unidad de energía para recubrimiento y pinzas

Cementación

- Unidad de cementación
- Colector de cementación
- Línea de cementación para la torre de perforación

9.2.3.12 *Equipo de instrumentación y comunicación*

El equipo de instrumentación y comunicación está conformado por los siguientes:

- Indicador de peso
- Medidores de presión de tubería
- Transmisor de perforación en tubería con temperatura
- Indicador de presión para el acumulador de estrangulamiento
- Transmisor de presión para el acumulador de estrangulamiento
- Tacómetro rotacional
- Indicador de torque rotatorio
- Instrumentos compensadores de movimiento
- Indicador del flujo de lodo
- Sistema general de alarma
- Sistema eHawk

9.2.3.13 *Equipo para pruebas de producción¹⁰*

El equipo para pruebas de producción incluye:

- Quemadores
- Barreras para quemadores
- Tubería de agua marina
- Tubería de aire comprimido
- Tubería de gas HP
- Tubería de ventilación
- Tubería de alivio
- Tubería de diésel
- Sistema de rociadores
- Tuberías fijas para las pruebas en pozos
- Bombas para fluidos de perforación
- Sistema de aire para perforación
- Tanque de almacenamiento de petróleo

9.2.3.14 *Equipo de seguridad*

A continuación, se enlistan los dispositivos y aparatos que conforman el equipo de seguridad:

General

- Casco
- Botas
- Ropa de protección contra productos químicos
- Protección auditiva
- Guantes de hule
- Delantal de hule
- Visores
- Protecciones oculares
- Mascarillas para polvo
- Guantes de hule para manejo de químicos
- Cinturones de seguridad
- Estaciones para el lavado de ojos
- Casillero para bomberos

¹⁰ Tal como se menciona en el Capítulo 2, el alcance del proyecto no considera pruebas de producción por lo que los equipos presentados en este listado solo se encontrarán instalados en la unidad de perforación, pero no se considera el uso de los mismos.

Detectores de fuego/humo/gas

- Sistema de monitoreo para sulfuro de hidrógeno
- Sistema de monitoreo para gas combustible
- Detectores de sulfuro de hidrógeno
- Detectores de dióxido de carbono
- Explosímetros
- Detectores de fuego y de humo

Equipo contra incendios

- Bombas para incendios
- Hidrantes y mangueras
- Extintores portables
- Mantas contra incendios
- Sistema espuma fija
- Sistema de espuma en el helipuerto
- Sistema fijo para la eliminación de incendios
- Sistema de rociamiento de agua

Aparatos de respiración

- Compresor de recarga para aire
- Equipo para realizar pruebas de calidad del aire (atmósferas tóxicas o explosivas)

Equipo de primeros auxilios

- Clínica a bordo Nivel 4 (conforme con el estándar IOGP 343)
- Botiquines
- Kits para quemaduras
- Desfibriladores
- Camillas

Equipo para rescate en el helipuerto

- Cajas de almacenamiento
- Equipo para bomberos
- Extintores

Equipo de supervivencia

- Botes salvavidas
- Balsas salvavidas
- Botes de rescate
- Chalecos salvavidas
- Boyas salvavidas
- Cinturón de seguridad
- Traje de inmersión

9.3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

El AC29 se ubica en la provincia petrolera Golfo de Mexico Profundo, limita al sur con la provincia petrolera Cuenca del Sureste y cuenta con una superficie de 3,253.644 km² y profundidades que varían entre 100 y 2,000 metros. Su proyección lineal se localiza sobre parte de las costas de Veracruz y Tabasco, a una distancia de 87.18 km del Puerto de Coatzacoalcos y 87.51 km del Puerto de Tampico
 Las coordenadas y ubicación del AC29 se presentan en la Tabla 9.12 y Figura 9.7.

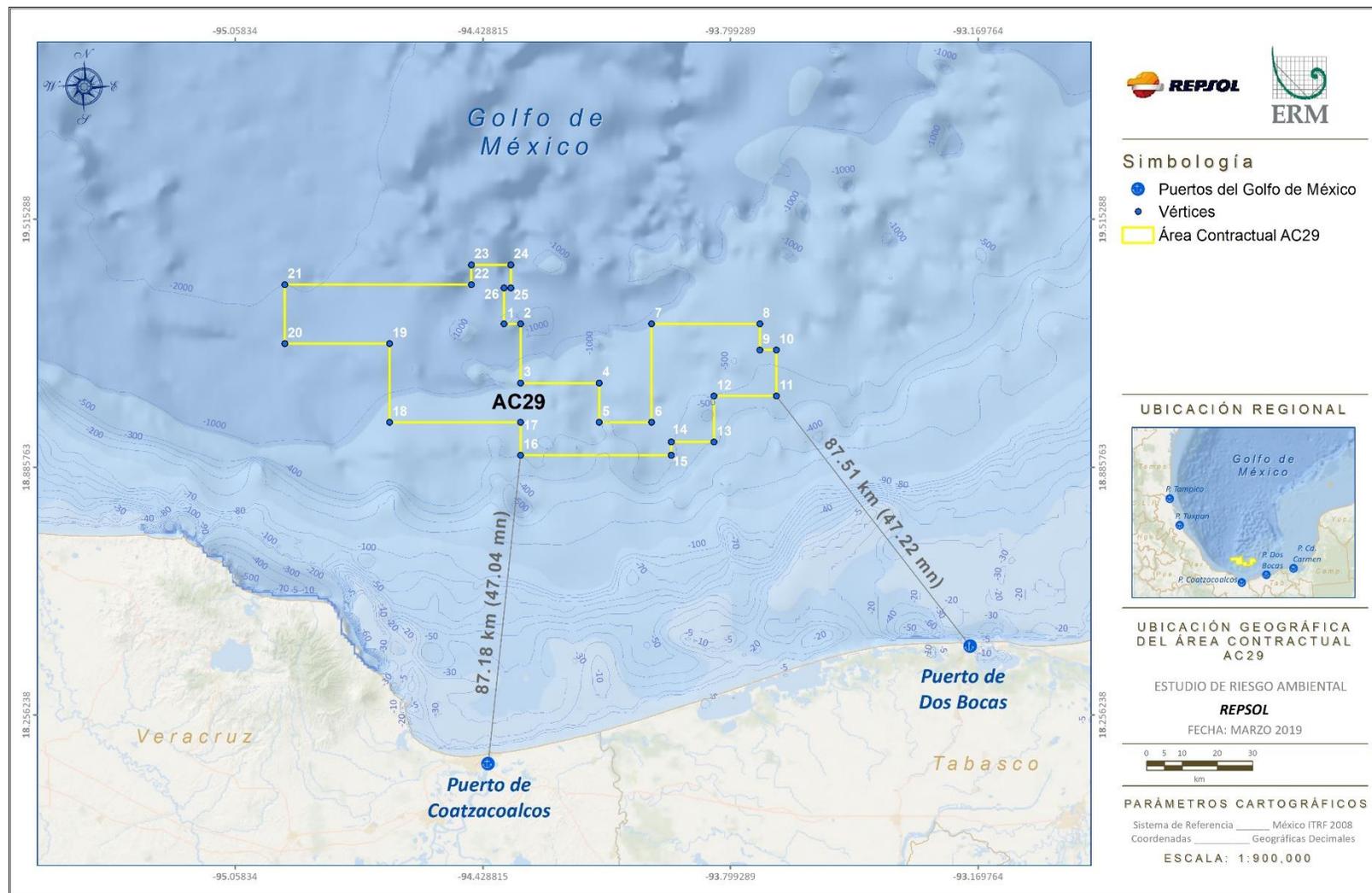
Tabla 9.12 Coordenadas geográficas del AC29

Sistema de Referencia: México ITFR 2008						
Vértice	Coordenadas UTM Zona 15 Norte		Coordenadas Decimales		Coordenadas Geográficas	
	Y	X	Latitud [Norte]	Longitud [Oeste]	Latitud [Norte]	Longitud [Oeste]
1	2,129,061.542	355,487.965	19.250000	-94.375000	19° 15' 0.000"	94° 22' 30.000"
2	2,129,027.408	359,867.750	19.250000	-94.333333	19° 15' 0.000"	94° 20' 0.000"
3	2,112,426.375	359,740.837	19.100000	-94.333333	19° 6' 0.000"	94° 20' 0.000"
4	2,112,278.145	380,782.074	19.100000	-94.133333	19° 6' 0.000"	94° 8' 0.000"
5	2,101,211.591	380,710.617	19.000000	-94.133333	19° 0' 0.000"	94° 8' 0.000"
6	2,101,126.513	394,745.868	19.000000	-94.000000	19° 0' 0.000"	94° 0' 0.000"
7	2,128,792.167	394,904.083	19.250000	-94.000000	19° 15' 0.000"	94° 0' 0.000"
8	2,128,648.711	423,806.906	19.250000	-93.725000	19° 15' 0.000"	93° 43' 30.000"
9	2,121,271.553	423,776.180	19.183333	-93.725000	19° 11' 0.000"	93° 43' 30.000"
10	2,121,253.860	428,157.028	19.183333	-93.683333	19° 11' 0.000"	93° 41' 0.000"
11	2,108,344.050	428,106.581	19.066667	-93.683333	19° 4' 0.000"	93° 41' 0.000"
12	2,108,416.477	411,447.490	19.066667	-93.841667	19° 4' 0.000"	93° 50' 30.000"
13	2,095,506.452	411,385.717	18.950000	-93.841667	18° 57' 0.000"	93° 50' 30.000"

Sistema de Referencia: México ITFR 2008

Vértice	Coordenadas UTM Zona 15 Norte		Coordenadas Decimales		Coordenadas Geográficas	
	Y	X	Latitud [Norte]	Longitud [Oeste]	Latitud [Norte]	Longitud [Oeste]
14	2,095,564.373	399,979.135	18.950000	-93.950000	18° 57' 0.000"	93° 57' 0.000"
15	2,091,875.736	399,959.289	18.916667	-93.950000	18° 55' 0.000"	93° 57' 0.000"
16	2,092,136.570	359,587.022	18.916667	-94.333333	18° 55' 0.000"	94° 20' 0.000"
17	2,101,359.162	359,656.760	19.000000	-94.333333	19° 0' 0.000"	94° 20' 0.000"
18	2,101,658.342	324,563.883	19.000000	-94.666667	19° 0' 0.000"	94° 40' 0.000"
19	2,123,795.550	324,774.654	19.200000	-94.666667	19° 12' 0.000"	94° 40' 0.000"
20	2,124,085.387	296,730.780	19.200000	-94.933333	19° 12' 0.000"	94° 56' 0.000"
21	2,140,690.494	296,915.810	19.350000	-94.933333	19° 21' 0.000"	94° 56' 0.000"
22	2,140,200.926	346,821.341	19.350000	-94.458333	19° 21' 0.000"	94° 27' 30.000"
23	2,145,734.949	346,868.080	19.400000	-94.458333	19° 24' 0.000"	94° 27' 30.000"
24	2,145,649.186	357,370.156	19.400000	-94.358333	19° 24' 0.000"	94° 21' 30.000"
25	2,139,193.047	357,319.379	19.341667	-94.358333	19° 20' 30.000"	94° 21' 30.000"
26	2,139,206.882	355,568.434	19.341667	-94.375000	19° 20' 30.000"	94° 22' 30.000"

Nota: Las coordenadas geográficas presentadas en las últimas columnas corresponden a las estipuladas en el contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G10 / 2018 para el área contractual. Las coordenadas decimales de la izquierda serán empleadas en adelante para reportar resultados de campo y en tablas y figuras a lo largo de todo el documento.



Fuente: ERM 2019

Figura 9.7 Ubicación del Área Contractual AC29.

El Proyecto consiste en la perforación exploratoria de dos pozos, un pozo denominado Polok-1 y con base en los resultados obtenidos, se realizará la perforación del siguiente pozo en uno de los prospectos (Polok, Muuyal, Chinwol, Totec, Taab y Bueno) establecidos por Repsol al interior del Área Contractual.

Para cumplir con el objetivo de este estudio se realizará el análisis de dos puntos, considerando lo siguiente:

Punto 1. Polok-1 la coordenada del pozo Polok-1 considerado como el primer pozo a perforar

Punto 2. Tomando en cuenta que aún no se define la ubicación definitiva del segundo pozo, se consideró que el Pozo 2 se encontrará en el prospecto Muuyal debido a que presenta mayor profundidad de tirante de agua y mayor distancia a la costa respecto a los prospectos considerados por Repsol (Polok, Muuyal, Chinwol, Totec, Taab y Bueno)

Las características de cada punto se detallan en la Tabla 9.13 :

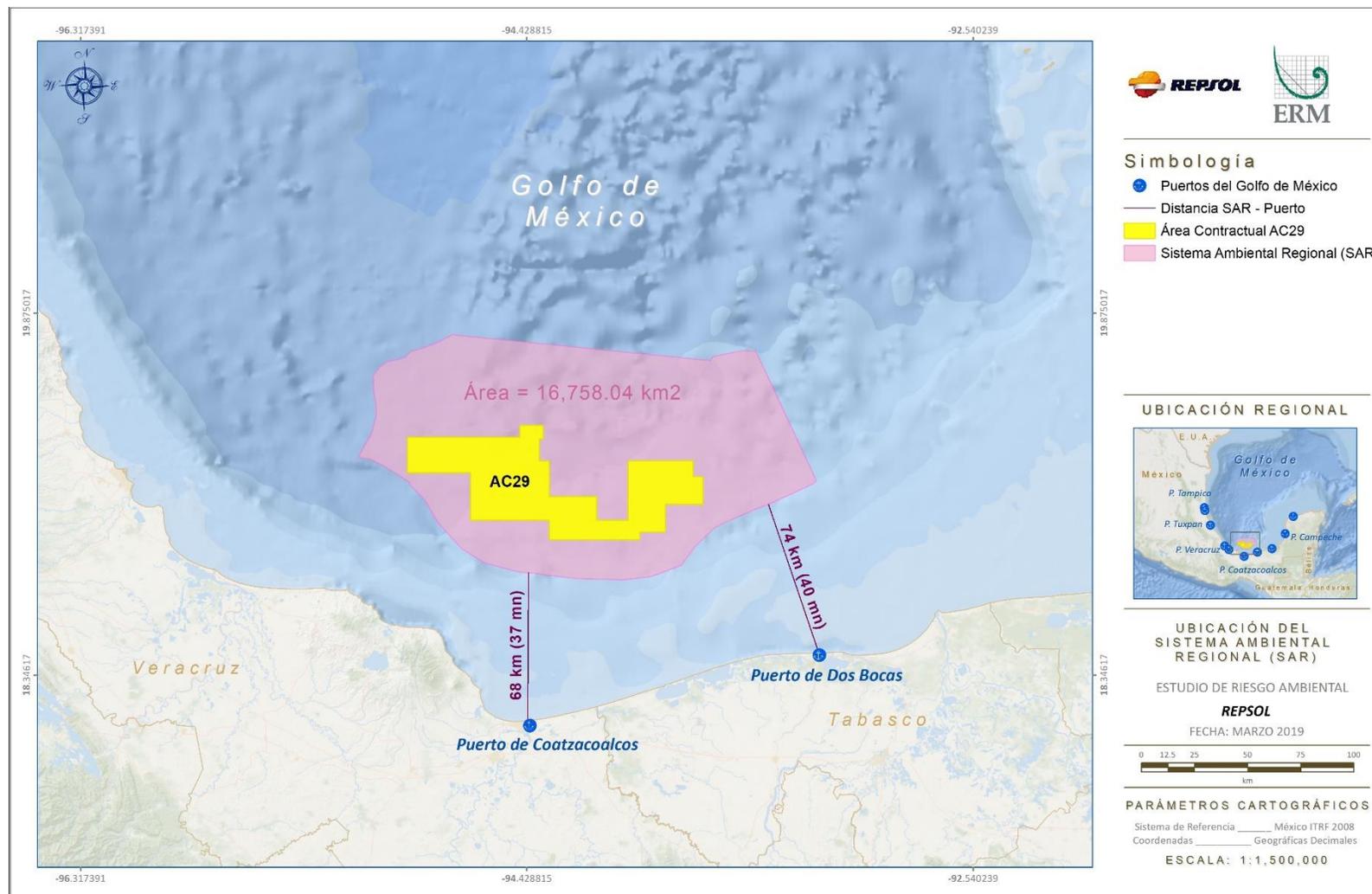
Tabla 9.13 Coordenadas geográficas de los puntos a modelar

Puntos	Coordenadas UTM Zona 15 N		Coordenadas geográficas		Coordenadas decimales		Características
	X	Y	Latitud [Norte]	Longitud [Oeste]	Latitud [Norte]	Longitud [Oeste]	
Polok-1	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP						1. Es el primer pozo a perforar 2. Se ubica dentro del Prospecto Polok 3. Profundidad de columna de agua 606 m
Pozo 2	Coordenadas de ubicación de infraestructura del proyecto. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP						1. Se ubica dentro del Prospecto Muuyal 2. Profundidad de columna de agua 816 m

Como se definió en el Capítulo 4 de este documento, para la definición del Sistema Ambiental Regional (SAR) del que el AC29 es parte, se tomaron en consideración los siguientes aspectos:

1. Unidades de Gestión Ambiental (UGAs) del “Programa de Ordenamiento Ecológico Marino y Regional del Golfo de México y Mar Caribe” (POEMRGMMC). El AC29 se ubica sobre las UGAs No. 185 y 187.
2. Las provincias geológicas Cinturón Plegado de Catemaco y Salina del Istmo.
3. Las provincias geomorfológicas Depresión de Veracruz, Domas Salinos Meridionales del Golfo y Talud Continental Escalonado.
4. Las provincias petroleras Golfo de México Profundo y Cuenca del Sureste.
5. La Región Marina Prioritaria (RMP) No. 53 (Pantanos de Centla-Laguna de Términos).

La superficie total del SAR es de 16,758.04 km², como se puede apreciar en la Figura 9.8:



Fuente: ERM 2019

Figura 9.8 Sistema Ambiental Regional AC29

En el Capítulo 4 se presenta una descripción del sistema ambiental regional (SAR) de la que el Proyecto es parte. 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.

Los elementos más relevantes se mencionan a continuación:

- Los niveles de nutrientes, así como las características fisicoquímicas de la columna de agua son típicos de la zona de aguas profundas del Golfo, lo que sugiere una zona sin impactos por encima de los que tradicionalmente se han observado en el Golfo de México.
- Los componentes que se evaluaron para determinar la calidad del agua marina indicaron que actualmente no existe desequilibrio en las características fisicoquímicas del agua debido a la presencia de hidrocarburos o metales.
- En relación al medio biótico, los resultados de fitoplancton sugieren que las comunidades no presentan un daño ambiental evidente por alguna actividad antropogénica, lo anterior con base en el indicador de diversidad Shannon-Wiener (H'). De la misma manera, las comunidades de zooplancton registradas en el AC coinciden con los grupos encontrados por otros autores en la zona (Silva-Flores, 1980; Trillo-Burgueño y Barreto-Estrada, 1980), mientras que para el ictioplancton se identificó la predominancia de organismos mesopelágicos y el registro de familias de peces costeros, ambas características reportadas previamente en la zona (Ditty, 1981; Flores-Coto et al., 2009; Flores-Coto y Ordóñez-López, 1991). De manera que, para ambos grupos, la diversidad y abundancia no parecen estar siendo afectadas por actividades antropogénicas.
- Con respecto al sedimento, los valores de metales pesados representan un riesgo ambiental potencial, sin embargo, las observaciones no son concluyentes con respecto a los posibles orígenes de la presencia de dichos contaminantes con excepción del Arsénico, que puede ser considerado como una afectación antropogénica y un daño ambiental. Los niveles de hidrocarburos identificados en el sedimento son normales para el Golfo de México y no representan un riesgo para el ambiente o la salud, los resultados de los análisis de biomarcadores no dan un resultado claro sobre el origen de los mismos; adicionalmente, las pruebas de toxicidad indicaron la ausencia de agentes tóxicos y los análisis de bacterias hidrocarbonoclasticas y de isótopos indican que no hay contaminación reciente por hidrocarburos derivados del petróleo.
- La vulnerabilidad de las comunidades bentónicas se asocia con frecuencia a los ciclones de verano, fragmentación de hábitats y perturbación de la heterogeneidad espacial (Caso, Pisanty, & Ezcurra, 2004). Los índices de diversidad y equidad para el meiobentos no sugieren daños en estas comunidades dentro del AC debido a que la mayor parte de las comunidades de meiobentos se encuentran en buen estado considerando ambos indicadores ecológicos. Con respecto a macrobentos, la evidencia sugiere que algunas de las comunidades dentro del AC se encuentran ligeramente perturbadas, de acuerdo al índice bentónico AMBI efectuado
- Respecto a la macrofauna, la mayoría de las especies de cetáceos del Golfo de México habitan aguas oceánicas con profundidades mayores a los 200 m, y en la región oceánica los delfines moteados pantropicales son la especie más abundante (Caso et al., 2004); esta información resulta consistente con los registros de esta especie en la Línea Base Ambiental.

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 9.14 muestra los accidentes que involucran perforación y exploración de campos petroleros, y por lo tanto está más relacionado al proyecto. La Tabla 9.15 muestra accidentes en general ocurridos en la industria de los hidrocarburos y no necesariamente involucran actividades de perforación y exploración.

Tabla 9.14 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 9.15 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
Unidad tipo Jacket	746	916	128	259	2,049

Tipo de Unidad	Accidente	Incidente	Casi Accidente	Evento insignificante	Total
Auto elevable	577	219	13	35	844
Boya de carga	13	19	2	5	39
Unidad móvil (no equipo de perforación)	18	3	0	0	21
Otros	0	2	0	1	3
Otras estructuras fijas	4	6	0	2	12
Tubería	145	115	1	4	265
Semi-sumergibles	306	663	151	123	1,243
Sumergibles	19	5	0	1	25
Unidad 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.¹¹

La IOGP (Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas) cuenta con estadísticas de accidentes de helicópteros, de acuerdo al directorio de datos de evaluación de riesgos publicada en marzo de 2010, para las operaciones offshore en el Golfo de México del año 1998 al 2006 se tiene un registro de 71 accidentes. Adicionalmente, el último reporte de la IOGP (2018) de indicadores de desempeño en seguridad, indica que entre 2014 y 2018 se han presentado fatalidades relacionadas con transporte aéreo únicamente en el año 2016.

Por otra lado, 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 unidades 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.¹²

A continuación en la

Tabla 9.16 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.

¹¹ "2017 HELICOPTER SAFETY ADVISORY CONFERENCE (HSAC) GULF OF MEXICO OFFSHORE HELICOPTER OPERATIONS AND SAFETY REVIEW", <http://www.hsac.org/library>

¹² "Oil and Gas Operations in the Gulf of Mexico Claim 139 Lives in Helicopter Crashes over 26-year Period", <https://www.jhsph.edu>

Tabla 9.16 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 unidades petroleras cuando el helicóptero fue golpeado por un rayo causando severos daños al rotor de la cola del helicóptero. El piloto se vio forzado a realizar un aterrizaje de emergencia en el mar. Todos sobrevivieron	Externo
18/Nov/1998	Helicópteros Asesa y Pegaso	Golfo de México, Campeche	Colisión entre dos helicópteros cuando trasladaban a directivos de PEMEX entre unidades marinas de la sonda de Campeche. 20 muertos	Operacional-Error humano
2001	Aerosátiale AS332L1	Mar de norte	Movimiento de la unidad 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 unidad petrolera Clipper las cuchillas del rotor principal se desprendieron, lo que causo un impacto a alta velocidad al mar. 11 personas murieron	Técnica
19/Jun/2003	BO-105	Golfo de México, Campeche	Helicóptero se precipito en el mar por causas desconocidas después de despegar de la unidad 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 unidades 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 unidad petrolera Miller el piloto perdió control del helicóptero cuando ocurrió una falla repentina en la caja de engranajes del rotor principal lo cual causo que se dependa del helicóptero. El helicóptero se estrelló contra el mar a alta velocidad. El impacto destruyó el helicóptero y los 16 pasajeros murieron.	Técnica

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
2012	Eurocopter EC225	Mar del Norte	El piloto reporto problemas con la caja de engranajes y la intención del descenso de emergencia en el mar. No hubo fatalidades ni lesiones	Técnica
15/Feb/2015	AgustaWestland AW119 MK II	Golfo de México	EL helicóptero sufrió una abrupta y fuerte guiñada a la izquierda, lograron hacer aterrizaje de emergencia. No hubo muertes ni heridos. El helicóptero sufrió daño mecánico.	Externa
18/Jun/2015	Bell 407	Golfo de México	Fuertes vientos empujaron al helicóptero fuera del helipuerto y de la unidad de perforación durante el arranque del motor. El piloto sufrió lesiones	Externa
6/Feb/2015	Bell 206B	Golfo de México	Helicóptero se estrelló contra el agua cerca de Galveston mientras regresaba de una unidad 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 unidad 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 unidad 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 resulto en una colisión en el mar mientras regresaba para una reparación del motor. 1 fatalidad (piloto)	Operacional
2/May/2017	Bell 407	Golfo de México	Pérdida del rotor de cola del helicóptero lo que causó un aterrizaje de emergencia. No hubo muertos ni lesionados	Técnica
26/Sep/2017	Desconocido	Cabinda, Angola	EL helicóptero estaba en ruta hacia la unidad Tombua-Landana y nunca llego a su destino. El helicóptero se estrelló contra el mar. 6 muertos	Desconocido

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

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 9.17 se muestran los accidentes que fueron causados por reventones.

Tabla 9.17 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	Unidad 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.	Unidades 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	Unidad 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	Unidad C	Mayor	65,000	65,000	0	0	Hidrocarburo	Fuerza externa, Falla del equipo, Error humano, Fuego,

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, 2, 7, 8	1970-12-01	Shell Offshore, Inc.	Unidad B Pozo No. B-21.	Mayor	53,000	53,000	0	0	Hidrocarburo	Falla del equipo, Explosión/ Fuego, 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 9.18 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 9.18 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	No disponible

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
			durante las actividades de 2002 por Pemex Exploración y Producción se presentaron en el Mar.	
2003	No disponible	No disponible	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, para el año 2003 se registraron 72 derrames de hidrocarburos en el mar, dos resultantes de las actividades de PEMEX Refinación (PR) y 70 de Pemex Exploración y Producción.	1,022 barriles de hidrocarburos, relacionados con los 72 derrames
2006	No disponible	No disponible	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de PEMEX, para el año 2006 se registraron 51 derrames de hidrocarburos en el mar	No disponible
2007	Pozo KAB-121	Ubicado a 32 kilómetros (20 millas) de la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), en el Municipio de Paraíso	El mal tiempo provocó que la unidad de perforación auto elevable Usumacinta chocara contra la Kab-121 que perforaba el pozo Kab 103, ocasionando que se rompiera el árbol de válvulas provocando un derrame de Hidrocarburo y gas natural.	No disponible
2011	No disponible	No disponible	De acuerdo con al Informe de Responsabilidad Social de PEMEX, para el año 2011 se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar.	Un total de 40 barriles por los 12 eventos
2012	Monoboya número 3	Costa del Pacifico (Oaxaca)	El hundimiento de la monoboya número 3, inhabilitada desde 2008, derramó Hidrocarburo al mar en Salina Cruz.	Mil litros de Hidrocarburo
2015	Akal-H	Bahía de Campeche, Mexico	Fuga de gas y aceite sin fatalidades o heridos. El accidente afectó la producción diferida de hidrocarburos, en un total de 15,000 barriles. La compañía petrolera reprimió el incendio utilizando cuatro buques de respuesta a emergencias.	No disponible

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

9.4.1.3 Incidentes reportados por Repsol

Para las actividades llevadas a cabo en las operaciones de exploración y perforación, Repsol cuenta con la herramienta Synergi, en la cual se registran y reportan los incidentes relacionados con lesiones al personal, daños a las instalaciones, enfermedades y derrames de hidrocarburos.

En la Tabla 9.19 se presentan los incidentes con consecuencias reales o potenciales (*near miss*) de derrames por parte de Repsol alrededor del mundo durante las operaciones costa afuera (perforación, desarrollo, producción). Para pozos exploratorios, se relacionan ambos; costa afuera y en tierra. En operaciones de Repsol a la fecha no se han presentado eventos de derrame con consecuencias graves. De 2014 a la fecha el único incidente relevante en pozos exploratorios fue un Blow out en Indonesia indicado en la tabla, el cual no presentó derrame de hidrocarburo (se derramó lodo base agua sin contenido de aceite), pero se relaciona dentro de los incidentes ambientales por las consecuencias potenciales que se pudieron haber presentado.

Tabla 9.19 Accidentes e Incidentes de derrame reportados por Repsol en operaciones de Exploración y Producción

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
1	2014	ND	Proceso Plataforma (Producción)	Crudo	Se observó una fuga de 0.0116 m ³ de hidrocarburo en la línea de exportación Poui Bravo 12" A justo encima de la envoltura protectora, aproximadamente a 12 pies sobre el nivel del mar. Un ligero brillo emanaba de la esquina suroeste de la plataforma donde se forma la línea de agua.	Ambiente	ND
2	2014	ND	Plataforma (Producción)	Crudo	Se observó un brillo de aceite de 0.02 m ³ que emanaba de la cubierta del pozo Samaan y se extendía en dirección suroeste. La bomba en la cubierta del pozo no se inició y fallo debido a una carga insuficiente.	Ambiente	ND
3	2014	ND	Plataforma (Producción)	Crudo	Se observó un brillo de 0.01 m ³ aceite en el lado noroeste de la plataforma Teak Echo como resultado de un agujero en la línea de drenaje.	Ambiente	ND
4	2014	ND	Proceso Plataforma (Producción)	Crudo	Se observa 0.02 m ³ de aceite en el lado occidental de la plataforma de producción	Ambiente	ND

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
					como resultado de una separación deficiente en los separadores durante las operaciones de retorno del flujo de ácido del pozo TE-18.		
5	2014	ND	Tubería (Producción)	Crudo	Se observó un ligero brillo que emanaba de la cubierta del pozo Poui A. Se encontró una fuga de 0.1 m ³ en un riser aproximadamente a 15 ft sobre el nivel del mar.	Ambiente	ND
6	2015	ND	Pozo (Producción)	Fluido de producción	Durante la extracción de la bomba de L&M a bordo del Volstad Surveyor, al salir ésta del agua se produce la caída de una mezcla de agua oleaginosa correspondiente al volumen interior de la misma (0.245 m ³) debido a que, a pesar de haberse realizado el desplazamiento del petróleo de su interior por medio de bombeo de agua, la bomba tiene puntos muertos de difícil lavado. Se notifica a SASEMAR y se procede a la dispersión mecánica del agua oleaginosa.	Ambiente	ND

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
7	2015	ND	Proceso Plataforma (Producción)	Crudo	Mientras realizaba las inspecciones de rutina del proceso, se observó una fuga de 0.01 m ³ de hidrocarburo de la válvula de 4" envuelta en la línea de retorno de la bomba de aceite. El aceite estaba contenido en la cubierta, sin embargo, se observó un brillo de aceite menor debido a los agujeros en la cubierta.	Ambiente	ND
8	2016	ND	Tubería (Producción)	Crudo	Mientras se intentaba realizar una operación en la línea de derivación de 12" que conecta la línea de exportación de 18", se derramó 0.002 m ³ de crudo en el mar debido al desbordamiento del área de contención.	Ambiente	ND
9 ¹	2017	Colombia	Pozo Siluro (Exploración Offshore)	Fluido hidráulico	Menos de 1L de fluido hidráulico fue derramado en una almohadilla en la base logística.	Ambiente	ND
10 ¹	2017	Colombia	Pozo Siluro (Exploración Offshore)	Agua aceitosa	Durante la transferencia a agua aceitosa, desde el tanque de aceite al tanque de líquido de 25 barriles, se derramaron aproximadamente	Ambiente	ND

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
					30 L desde la válvula de drenaje en la parte inferior del tanque. El derrame fue contenido dentro de la bandeja de contención primaria y se derramó una pequeña cantidad en la cubierta.		
	2018	Gabón	Pozo Ivela-1 (Exploración Offshore)	Aceite hidráulico	Goteo de fluido hidráulico del montacargas usado en la base logística, debido a la avería en la manguera de la caja de engranes de la rueda delantera. Se derramaron aproximadamente 50mL sobre el piso, sin afectación al suelo.	Ambiente	ND
	2018	Gabón	Pozo Ivela-1 (Exploración Offshore)	Aceite hidráulico	Goteo mínimo de aceite hidráulico en patio de tuberías por avería en montacargas. Cerca de 20mL de aceite se encontraron sobre el piso, sin afectación al suelo.	Ambiente	ND
	2018	Gabón	Pozo Ivela-1 (Exploración Offshore)	Aceite usado	Derrame de aceite usado sobre el piso del patio de tubería en la base logística, debido a un cierre inapropiado del contenedor. Cerca de 400 mL de fluido se derramaron sobre el suelo.	Ambiente	ND

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
	2018	Rusia	KARABASHSKY (Exploración Onshore)	Diesel	Riesgo de derrame en tanque de almacenamiento de combustible sin consecuencias.	Ambiente	ND
11 ²	2018	Aruba	Pozo Bon Bini (Exploración Offshore)	Aceite hidráulico	1 galón de aceite hidráulico derramado en la cubierta.	Ambiente	ND
12 ²	2018	Aruba	Pozo Bon Bini (Exploración Offshore)	Aceite hidráulico	Mientras se limpiaba un tanque, la bomba de diafragma goteaba, aproximadamente 15 ml de aceite hidráulico fueron absorbidos por las tablas de la cubierta.	Ambiente	ND
13 ³	2018	Indonesia	Pozo Kaliberau Dalam 2X (Exploración Onshore)	Fluido de perforación base agua	Se perdió el control de pozo a 1,910 metros, el pozo fue asegurado, no hubo personal lesionado ni propiedades dañadas. 4.75 m ³ de fluido de perforación fue contenido y transferido a la fosa no. 1.	Ambiente	Se activó el plan de respuesta a emergencias

No.	Año	Ubicación	Instalación	Sustancias implicadas	Descripción del evento	Receptor (personal, medio ambiente, etc.)	Las medidas adoptadas y las medidas de mitigación
	2018	Indonesia	Pozo Kaliberau Dalam 2X (Exploración Onshore)	Fluido de perforación base agua	Fuga en tanques de lodo base agua, produjo derrame de volumen indeterminado sobre el suelo.	Ambiente	ND

Fuente: Repsol

- 1: HSE Reporte de pozo Siluro-1 Mayo 2017
- 2: HSE Reporte de pozo Bon Bini-1 Septiembre 2018
- 3: Synergy Life caso no. 181350 Septiembre de 2018
- 4: Reporte Synergi Life 2017-2019¹³
- 5: Reporte GAMA 2014-2017¹⁴

¹³ Synergi Life: Herramienta de Reporte de Incidentes de Repsol desde finales de 2017.

¹⁴ GAMA: Herramienta de Reporte de Incidentes de Repsol desde 2014 a 2017.

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 con base en del “Procedimiento de Gestión del riesgo de Seguridad y Medio Ambiente” elaborado por Repsol. En dicho documento se describe el procedimiento para asegurar que los peligros que puedan afectar a la seguridad de las personas, el medio ambiente, los activos, y la reputación de la Compañía sean identificados, y los riesgos derivados analizados, evaluados y minimizados hasta niveles tolerables.

Asimismo, se asegura que el proceso de gestión del riesgo es ejecutado en todas las operaciones de la cadena de valor de la Compañía, y está integrado en los procesos operativos (decisión, competencias, operación, mantenimiento, priorización de acciones, aprendizaje, etc.).

La implantación efectiva del proceso de gestión del riesgo es responsabilidad (“Accountables”) de las Unidades (Unidad de Negocio, Centro Operativo, Negocio, Actividad, o Área Corporativa donde el proceso de Gestión del Riesgo es ejecutado), que asegurarán que los riesgos son mitigados hasta niveles tolerables por la Compañía, asignando los recursos necesarios para realizarlo (presupuestarios, humanos, logísticos, formativos e informativos).

A continuación, se resumen los pasos aplicados en Repsol para identificar los peligros de los Proyectos y Activos y reducir el riesgo de liberación incontrolada de dichos peligros a un nivel ALARP (Tan Bajo Como Razonablemente Practicable, por sus siglas en inglés).

Las Unidades evaluarán el riesgo de forma semicuantitativa o cuantitativa siguiendo la Figura 9.9:



Figura 9.9 Ciclo de evaluación de riesgo

1. Identificar peligros: El Equipo de Activos/Proyectos identificará los peligros relacionados con seguridad e higiene en un taller HAZID. El apéndice F de la norma ISO-17776 se utilizará como guía cuando se lleven a cabo las sesiones de HAZID. Los resultados del taller sobre materiales peligrosos se inscribirán en un Registro de Peligros y Riesgos.
2. Evaluar riesgos:
 - Análisis de riesgo: identificación exhaustiva de las causas de la materialización de un peligro y de sus consecuencias potenciales (escenario de riesgo).
 - Evaluación del riesgo: definir el nivel de riesgo determinando la severidad de las consecuencias a las personas, bienes, medio ambiente y reputación de la compañía y la frecuencia con la que pueden producirse. El nivel de riesgo se comparará entonces con los criterios de tolerancia al riesgo de Repsol. Una vez finalizada la evaluación de riesgos, se compararán los niveles de riesgo residual con los criterios de tolerancia al riesgo de Repsol.

Los criterios de tolerabilidad al riesgo, que se describen en la Tabla 9.20, se definen para evaluar la importancia del riesgo, ayudar en el proceso de toma de decisiones, establecer prioridades para la implementación de barreras y definir los niveles de aprobación necesarios para iniciar o continuar las operaciones dentro de un nivel de riesgo definido.

Tabla 9.20 Niveles de riesgo, criterios de tolerabilidad, acciones y niveles de aprobación.

Nivel de Riesgo	Tolerabilidad	Acción	Fecha límite de implementación	Nivel de aprobación para comenzar/continuar operaciones
Menor	Aceptable	Ninguna	Ninguna	Ninguna
Moderado	Tolerable si ALARP*	Demostrar que el criterio ALARP se cumple	Recomendable antes de comenzar operaciones/ Siguiendo para (5 años máximo)	Gerente del proyecto/ instalaciones
Alto		Demostrar que el criterio ALARP se cumple	Antes de comenzar operaciones/ Siguiendo para (2 años máximo)	Director de Unidad de negocios/ Exploración/ Global
Urgente	Intolerable	Operación no permitida. Se requiere evaluación de riesgos detallada. Obligatorio implementar barreras adicionales.	Inmediatamente	Gerente ejecutivo/ Director ejecutivo

Fuente: Hazard Management Procedure, 20-00139PR. Safety and Environment E&P Repsol, Rev. 0.

*ALARP: *As Low As Reasonable Practicable (Tan Bajo como Razonablemente Practicable)*

La Tabla 9.20 se basa en la evaluación del riesgo residual. Si las medidas o controles adicionales no se aplican en los plazos previstos, se procederá a una reevaluación del riesgo y a una revisión del nivel de aprobación.

3. Establecer barreras adecuadas: Durante la evaluación de riesgos se identificarán las barreras a establecer para eliminar o minimizar el riesgo, e incluirán:
 - Barreras preventivas: reducen la frecuencia de la liberación imprevista del peligro.
 - Barreras de mitigación: reducen la gravedad de las consecuencias de la liberación imprevista del peligro.
4. Mantener efectividad de barreras: Es responsabilidad del Gerente de Proyecto/Activos asegurarse de que todas las barreras estén en su lugar y funcionen según lo previsto. Los medios para mantener la efectividad de las barreras son:

- Adquisición de datos sísmicos.
 - Seguimiento de los procedimientos contenidos en el documento puente entre Repsol y Contratista (Maersk) de acuerdo al procedimiento P-SA-12-001 Gestión de Contratistas.
 - Seguimiento de los Estándares de Desempeño, donde se encuentran los requerimientos de mantenimiento, inspección y pruebas.
 - Desarrollo de la Evaluación de Riesgos Operacionales (ORA, por sus siglas en inglés). Este ejercicio se debe llevar a cabo por un grupo multidisciplinario de expertos, con el apoyo de un facilitador imparcial.
 - Elaboración de la Matriz de Operaciones Permitidas (MOPO, por sus siglas en inglés), la cual identificará y diferenciará lo siguiente:
 - La actividad está permitida bajo condiciones normales;
 - La actividad está prohibida bajo ciertas circunstancias;
 - La actividad está permitida bajo ciertas condiciones o con evaluaciones de riesgo adicionales; y
 - La actividad no aplica.
5. Auditar y monitorear:
- Auditoría interna: El Gerente de Proyecto/Activos definirá e implementará un programa de aseguramiento para revisar y verificar la efectividad del proceso de gestión de riesgos. Incluirá actividades de monitoreo por personal interno del Proyecto/Activo y revisores internos independientes del Proceso/Proyecto/Activo, incluyendo, pero no limitado a: i) verificación de la situación de las barreras en relación con sus normas de diseño y funcionamiento, ii) verificación de la competencia del personal y iii) verificación de la aplicación de los procedimientos para los procesos críticos.
 - Auditoría externa: El Gerente de Activos es responsable de elaborar un plan de verificación por escrito, que servirá de base para una auditoría por parte de un tercero, con el fin de garantizar que las tareas y los procesos críticos son y seguirán siendo adecuados mediante el cumplimiento de los Estándares de Desempeño a lo largo de cada fase del ciclo de vida del activo.

9.5.1.2 Jerarquización de Escenarios de Riesgo

Evaluación semicuantitativa y criterios de aceptabilidad

La Matriz de Evaluación de Riesgos de Repsol, la cual se fundamenta en metodologías reconocidas a nivel nacional o internacional, será empleada para evaluar la consecuencia y la frecuencia 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 Evaluación también se consideran los incidentes y accidentes previos ocurridos al personal y su salud, y al medio ambiente.

Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM, por sus siglas en inglés)

RAM es una matriz 2D propia de Repsol. El eje horizontal se utiliza para evaluar la frecuencia de una consecuencia en un escenario de accidente concreto. El eje vertical representa la gravedad de una consecuencia para un escenario de accidente concreto. Considera las consecuencias para las personas, el medio ambiente, los activos de la empresa y la reputación. Las consecuencias para los activos de la

empresa incluyen los daños al activo físico, la pérdida de beneficios y también el coste de la reparación medioambiental.

A continuación, en la Figura 9.10 se encuentra la Matriz de Evaluación de Riesgos utilizada para jerarquizar los peligros identificados del Proyecto.



Figura 9.10 Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM)

Los niveles de consecuencias ambientales se definen de la siguiente manera:

- Nivel 0 (trivial).
 - No hay daños al medio ambiente¹⁵. No se superan las directrices de calidad ambiental, o
 - Fuga/derrame¹⁶
 - Área sensible¹⁷: < 0.1 bbls
 - En tierra firme: 0.2 bbls < 0.2 bbls
 - En alta mar: 1 bbls < 1 bbls
- Nivel 1 (bajo).
 - Daño ambiental que no requiere remediación activa¹⁸. Las áreas pobladas y los recursos hídricos no están dañados,
 - Fuga/derrame
 - Área sensible: 0.1 - 1 bbls
 - En tierra: 0.2 - 2 bbls
 - Offshore: 1 - 10 bbls
- Nivel 2 (moderado).
 - Daños al medio ambiente que requieren una reparación activa (hasta 1 año). Los recursos hídricos están dañados, o
 - Fuga/derrame
 - Área sensible: 1 - 10 bbls
 - En tierra: 2 - 20 bbls
 - Offshore: 10 - 100 bbls
- Nivel 3 (grave).
 - Daños al medio ambiente que requieren remediación activa (1 - 5 años). Las áreas pobladas están dañadas. Pérdida a pequeña escala de hábitat no protegido. Pérdida temporal de hasta el 50% de los servicios de los ecosistemas (agua y recursos alimenticios), o
 - Fuga/derrame
 - Área sensible: 10 - 100 bbls

¹⁵ Cualquier impacto adverso significativo al medio ambiente (agua, suelo, sedimentos, hábitats y especies protegidas) o deterioro de un servicio de recursos naturales.

¹⁶ Derrames de hidrocarburos (categorías 1 y 2 de la norma ISO 17776) o productos o mezclas tóxicos (categorías 21 y 22 de la norma ISO 17776) o sustancias clasificadas como R50, R51, R53, R54, R55, R56, R57 o R59 en la ficha de datos de seguridad.

¹⁷ Incluye zonas consideradas sensibles desde el punto de vista de la biodiversidad (sección 3.2 de la norma de gestión de la biodiversidad 00-00289NO) y zonas consideradas sensibles desde el punto de vista de los recursos hídricos (lagos, estanques, ríos, arroyos, manantiales y humedales).

¹⁸ Cualquier acción que implique la eliminación, reducción o neutralización de sustancias, desechos o materiales peligrosos de un sitio para prevenir o reducir al mínimo cualquier efectos adversos para el medio ambiente, ahora o en el futuro.

- En tierra: 20 - 200 bbls
- Offshore: 100 - 1,000 bbls
- Nivel 4 (muy grave).
 - Daños al medio ambiente que requieren remediación activa (5 - 10 años). Pérdida a pequeña escala de hábitat protegido (presencia de especies en peligro, EN, categoría especies). Pérdida temporal del 100% de los servicios de los ecosistemas (agua y recursos alimenticios). se requieren medidas compensatorias, o
 - Fuga/derrame
 - Área sensible: 100 - 1,000 bbls
 - En tierra: 200 - 2,000 bbls
 - Offshore: 1,000 - 10,000 bbls
- Nivel 5 (desastroso).
 - Daños al medio ambiente que requieren una reparación activa (10 - 20 años). Pérdida a gran escala de hábitat protegido (presencia de especies en peligro, EN, de categoría). Pérdida permanente de hasta el 50% de los servicios de los ecosistemas (agua y recursos alimenticios), o
 - Fuga/derrame
 - Área sensible: 1,000 - 10,000 bbls
 - En tierra: 2,000 - 20,000 bbls
 - Offshore: 10.000 - 100.000 bbls
- Nivel 6 (Catastrófico).
 - Daños al medio ambiente que requieren una reparación activa (> 20 años). Pérdida a gran escala de hábitat protegido (presencia de especies en peligro crítico, CR, especies de categoría). Pérdida permanente de hasta el 100% de los servicios de los ecosistemas (agua y recursos alimenticios), o
 - Fuga/derrame
 - Área sensible: >10.000 bbls
 - En tierra firme: > 20,000 bbls
 - En alta mar: >100.000 bbls

Los niveles de consecuencias de reputación se definen de la siguiente manera:

Los diferentes tipos de crisis se definen en el Manual de Comunicación de Crisis. Cada uno de ellos se describe brevemente a continuación:

- Crisis de nivel verde: incidentes que se limitan a un área local, sin efectos graves sobre la seguridad, el medio ambiente o la solvencia financiera y la gestión de la empresa, pero que puedan generar intereses de periodistas, vecinos, asociaciones o autoridades locales.
- Crisis de nivel amarillo: incidentes que se limitan a un área local, que tienen efectos severos sobre la seguridad, el medio ambiente o la solvencia financiera y la gestión de la empresa y podría generar intereses de periodistas, vecinos, asociaciones o autoridades locales.
- Crisis de nivel rojo: incidentes que se extienden más allá del área local debido a su importancia y que probablemente generar interés de periodistas, vecinos, asociaciones o autoridades nacionales e

internacionales debido a sus consecuencias graves o potencialmente graves para el medio ambiente, la seguridad o la solvencia financiera, y gestión de la empresa.

El método CEL, fue utilizado para el registro de la sesión de identificación de peligros en el presente proyecto, este consiste en una evaluación del riesgo a partir de Consecuencia (C), Exposición (E) y Probabilidad (L) mediante una matriz 2D:

Matriz 2D → Riesgo (R) = Consecuencia (C)¹⁹ X Frecuencia (= E X L)

El nivel de riesgo y su aceptabilidad se determina en función del valor de riesgo mediante la Tabla 21, este valor determina las actuaciones a realizar indicadas en la Tabla 9.20.

Tabla 9.21 Niveles de riesgo y criterios de aceptabilidad en evaluación semicuantitativa.

R= CXEXL	Nivel de riesgo	Aceptabilidad
R>82	Urgente	Intolerable
35<R≤82	Alto	Tolerable si ALARP
14<R≤35	Moderado	Tolerable si ALARP
R≤14	Menor	Aceptable

Fuente: Hazard Management Procedure, 20-00139PR. Safety and Environment E&P Repsol, Rev. 0.

*ALARP: *As Low As Reasonable Practicable (Tan Bajo como Razonablemente Practicable)*

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

¹⁹ La consecuencia a considerar, será el valor más alto que resulte de la evaluación de riesgos para personas, activos, ambiente o reputación.

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 Repsol 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 Repsol los días 20 y 21 de Marzo del 2019, en las oficinas de Repsol en la Ciudad de Mexico. El alcance del análisis incluyó las actividades de perforación del AC29 del Golfo de México.

Las personas involucradas en la sesión de identificación el día 20 de Marzo de 2019 fueron:

- Andrés Palacios- Gerente de Seguridad y Medio Ambiente, Repsol México
- Christian González- Supervisor de Logística, Repsol México
- Jorge Major- Líder del Equipo de Perforación, Repsol México
- Pablo Guinea- Líder de Seguridad y Medio Ambiente para América, Repsol
- Steve García- Ingeniero de Perforación, Repsol México
- María Provecho- Ingeniero de Perforación, Repsol México
- Cristel Dominguez- Asesora Comercial, Repsol México
- Karla Corcetti- Analista de Permisos - Seguridad y Medio Ambiente, Repsol México
- Jorgen Schaffer- Director de la Unidad Móvil de Perforación Valiant, Maersk Drilling
- Chris Doremus- Gerente General de Higiene, Seguridad y Medio Ambiente, Maersk Drilling
- Suresh Yelisetty- Facilitador, ERM
- Vanessa Treviño- Escriba, ERM
- José Luis Monroy- Especialista en Análisis de Riesgos, ERM
- Evelly Castro- Gerente de Proyectos. ERM
- Alejandro Ramirez- Ingeniero de Proyectos, ERM

Las personas involucradas en la sesión de identificación el día 21 de Marzo de 2019 fueron:

- Andrés Palacios- Gerente de Seguridad y Medio Ambiente, Repsol México
- Christian González- Supervisor de Logística, Repsol México
- Jorge Major- Líder del equipo de Perforación, Repsol México
- Pablo Guinea- Líder de Seguridad y Medio Ambiente, Repsol
- Karla Corcetti- Analista de Permisos - Seguridad y Medio Ambiente, Repsol México
- Jorgen Schaffer- Director de la Unidad Móvil de Perforación Valiant, Maersk Drilling
- Chris Doremus- Gerente General de Salud, Seguridad y Medio Ambiente, Maersk Drilling
- Suresh Yelisetty- Facilitador, ERM
- Vanessa Treviño- Escriba, ERM
- José Luis Monroy- Especialista en Análisis de Riesgos, ERM
- Evelly Castro- Gerente de Proyectos. ERM

- Alejandro Ramirez- Ingeniero de Proyectos, ERM

En el Anexo del Capítulo 9 Lista de asistencia de la sesión HAZID, 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;
- Identificar operaciones del proyecto: diseño y planeación, construcción (movilización y desmovilización, actividades rutinarias de perforación, actividades rutinarias de logística, actividades rutinarias en cubierta, actividades no rutinarias y taponamiento y abandono;
- Seleccionar un peligro a la vez;
- Para cada peligro identificar: fuente, el evento, amenazas, controles de amenazas, consecuencias y medidas de recuperación;
- Para cada peligro asignar un nivel de severidad para afectación a salud humana, ambiente e/o infraestructura, sin considerar las salvaguardas;
- Seleccionar un nivel de consecuencia y frecuencia
- Calcular nivel de riesgo
- Cuando las salvaguardas o procedimientos existentes se determinaron insuficientes, el equipo generó recomendaciones para la reducción del riesgo;
- Documentar el proceso y los resultados.

En el caso del presente estudio se incluyeron cinco actividades para las operaciones de perforación, estas son: Diseño y Planeación, Construcción (movilización/desmovilización/instalación), Actividades rutinarias (perforación, logística y en cubierta), Actividades no rutinarias y Taponamiento y Abandono de acuerdo a la Guía para la elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA

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

Tabla 9.22 Descripción de las actividades incluidas

#	Actividades	Descripción
1	Diseño	Fase de planeación, diseño de integridad y control de pozo.
2	Construcción (Movilización / Desmovilización/Posicionamiento)	Incluye movilización/desmovilización y posicionamiento de la unidad de exploración dentro del área contractual y hasta el punto de perforación.
3	Actividades rutinarias	Incluye las actividades de perforación, logística y en cubierta.
4	Actividades no rutinarias	Incluye las situaciones de emergencia, accidentes e incidentes, situaciones dinámicas y MEDEVAC (Evacuación Médica).
5	Taponamiento y Abandono	Incluye recuperación de equipo y abandono del pozo.

Fuente: ERM, 2019

Con base a la matriz y definiciones de consecuencia y frecuencia, 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 la Figura 9.10.

Al mismo tiempo se documentaron los siguientes elementos en el Registro de Riesgos de Proyecto disponible en el Anexo del Capítulo 9 Registro de Riesgos de la sesión HAZID.

- Peligro identificado: Fuente o situación potencial de daño en términos de lesiones o efectos negativos sobre la salud de las personas, los activos, el medio ambiente o una combinación de los mismos.
- Fuente: Equipo específico, actividad, evento, etc. que contiene el peligro (por ejemplo, separador HP, líneas de producción de aceite, grupo hidráulico de grúa, transformadores, estructura de plataforma, actividades de intervención de pozos, operación submarina, tifón, etc.)
- Área/ Actividad/ Locación: Lugar donde está presente el peligro (por ejemplo, cubierta del sótano, cubierta principal, unidad / módulo de generación de energía, debajo del nivel del mar, áreas dentro del radio de la grúa, la plataforma)
- Evento Iniciador (*Top Event*): Lo primero que pasa cuando se libera un peligro
- Amenazas: Una posible causa que potencialmente e independientemente liberará un peligro y producirá un evento superior.
- Controles de Amenazas: Cualquier medida implementada para evitar que una amenaza se materialice.
- Consecuencias: Un evento o cadena de eventos que resultan en la liberación de un peligro.
- Medidas de Recuperación: Cualquier medida implementada para limitar o mitigar las consecuencias de un evento principal.
- Evaluación de Riesgo (personas, activos, ambiente, reputación): Se definirá por la combinación de la peor consecuencia y su frecuencia de ocurrencia considerando los controles ya existentes.
- Evaluación de Riesgo Residual (personas, activos, ambiente, reputación): Se definirá por la combinación de la peor consecuencia y su frecuencia de ocurrencia. Se realizará en caso de que se generen controles adicionales para reducir el riesgo.
- Peligro de Accidente Mayor (MAH, por sus siglas en inglés) :
 - (a) un incidente que involucre una explosión, incendio, pérdida de control del pozo o fuga de hidrocarburo, gas o sustancias peligrosas que involucren, o con un potencial significativo de causar, muertes o lesiones al personal graves;
 - (b) un incidente que ocasione daños graves a la instalación o a la infraestructura conectada que involucre, o pueda causar, fatalidades o lesiones al personal graves;
 - (c) cualquier otro incidente que cause fatalidades o lesiones graves a cinco o más personas que se encuentran en la instalación donde la fuente de peligro o que están involucradas en una operación de Hidrocarburos y gas en conexión con la instalación o infraestructura conectada; o
 - (d) cualquier incidente medioambiental importante resultante de los incidentes mencionados en los puntos (a), (b) y (c).
 - (e) una liberación de hidrocarburos, gas o sustancias peligrosas con el potencial de causar un daño ambiental severo.

La Evaluación de Riesgo antes de generar controles adicionales para reducir el riesgo, considera las medidas de seguridad implementadas por la Unidad de Perforación y por Repsol. Este ejercicio se enfocó

en la formulación de dichos controles adicionales para las actividades que fueron identificadas con un nivel de riesgo mayor, los cuales fueron jerarquizados nuevamente en la Evaluación de Riesgo Residual.

Cabe destacar que, varios Peligros, en diferentes Áreas/ Actividades/ Locaciones podrían desencadenar un mismo Evento Iniciador y, por lo tanto, un mismo accidente mayor.

A partir de ejercicio se realizará un Bow Tie en caso de ser un Peligro de Accidente Mayor (MAH). Tener en cuenta que se podrán identificar varios peligros que se pueden analizar en un mismo Bow-Tie (por ejemplo, BowTie-Hidrocarburos bajo presión/Reventón de Pozo)

- Controles adicionales a las amenazas: Se generan a partir de la evaluación del riesgo residual para evitar que una consecuencia se materialice.
- Medidas adicionales de recuperación: Se generan a partir de la evaluación del riesgo residual para limitar o mitigar las consecuencias de una consecuencia.
- Fecha límite de implementación para los controles/medidas adicionales
- Responsable de implementación de los controles/medidas adicionales
- Estado de la implementación de los controles/ medidas adicionales
- Comentarios

9.5.1.4 Resultados de la Sesión de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos

Una vez que se evalúan los niveles de consecuencia de acuerdo a la clasificación presentada en la Figura 9.10 de los diferentes peligros y con base en la metodología CEL descrita anteriormente, se selecciona la consecuencia con mayor valor de entre los aspectos a evaluar (personal, activos, medio ambiente y reputación) y se multiplica por la frecuencia a la que corresponde el peligro identificado.

En el Anexo del Capítulo 9 Registro de Riesgos de la sesión HAZID se presentan todos los peligros identificados durante la sesión, así como el nivel de riesgo asignado a cada uno de los peligros, determinado a partir de la evaluación de los valores de consecuencia y frecuencia.

Cada actividad descrita en la Tabla 9.22, tiene una serie de eventos identificados, cada peligro identificado puede tener una o más amenazas y cada amenaza tiene una o más consecuencias asociadas. Los peligros en los que no se identificaron consecuencias fueron documentados y no se realizó la evaluación de riesgo. En total resultaron 84 peligros, 301 amenazas y 241 consecuencias. La distribución por actividad se muestra en la Tabla 9.23.

Tabla 9.23 Número de escenarios evaluados por actividad

Actividades	Número de Peligros Identificados	Número de Amenazas	Número de Consecuencias
Diseño	8	24	21
Construcción (Movilización / Desmovilización/)	3	9	8
Actividades rutinarias- Perforación	34	148	122
Actividades rutinarias- Logística	9	35	21
Actividades rutinarias- En Cubierta	20	49	32
Actividades no rutinarias	8	26	29
Taponamiento y Abandono	2	10	8
Total	84	301	241

Fuente: ERM, 2019

Para poder identificar los peligros que son analizados en este reporte se les identificará con un código o ID de máximo tres números con forma X.X.X. Según aplique, el primer o segundo número del ID establece la Actividad a la que pertenece el peligro:

- 1. Diseño y Planeación
- 2. Construcción²⁰ Movilización/Desmovilización
- 3. Actividades Rutinarias-
 - 3.1. Perforación,
 - 3.2. Logística,
 - 3.3 En Cubierta
- 4. Operaciones No-Rutinarias
- 5. Taponamiento y Abandono

El segundo o tercer número, según aplique, corresponde al peligro Identificado. Por lo que al mencionar el peligro 3.1.1 se refiere al evento de “Pérdida de integridad del pozo” en la actividad de Actividades Rutinarias durante la Perforación.

Como se mencionó anteriormente, cada una de estos eventos fue evaluado con un nivel de consecuencia y frecuencia, de esta forma se obtuvo un nivel de riesgo, de la Tabla 9.24 a la Tabla 9.37, se encuentran los IDs de los eventos jerarquizados para antes y después de la aplicación de controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación para cada actividad.

²⁰ El término “Construcción” para el propósito de este Análisis de Riesgos se considera la etapa de traslado de la Unidad de Perforación al Sitio, la instalación de la misma, así como el traslado de regreso a su punto de origen y la desconexión de la Unidad de Perforación del pozo.

Tabla 9.24 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Diseño y Planeación

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7			1.4, 1.5	1.1, 1.2, 1.3				
Muy Serio	16			1.7, 1.8					
Desastroso	40								
Catastrófico	100			1.6					

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.25 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Diseño y Planeación

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7			1.1, 1.4, 1.5	1.2, 1.3				
Muy Serio	16			1.7, 1.8					
Desastroso	40		1.6						
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.26 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Construcción

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7				2.2				
Muy Serio	16			2.3					
Desastroso	40		2.1						
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.27 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Construcción

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7				2.2				
Muy Serio	16		2.1	2.3					
Desastroso	40								
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.28 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Perforación

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5							3.1.33	
Bajo	1.4								
Moderado	3		3.1.29	3.1.16,3.1.17, 3.1.21			3.1.32		
Serio	7			3.1.13,3.1.15, 3.1.18,3.1.19, 3.1.26, 3.1.28,3.1.34	3.1.8, 3.1.9, 3.1.10, 3.1.31				
Muy Serio	16		3.1.3, 3.1.30	3.1.2, 3.1.4, 3.1.6, 3.1.12, 3.1.20					
Desastroso	40			3.1.25					
Catastrófico	100		3.1.1, 3.1.5, 3.1.7, 3.1.11, 3.1.14,3.1.24, 3.1.27						

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.29 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Perforación

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5							3.1.33	
Bajo	1.4								
Moderado	3		3.1.29	3.1.16, 3.1.17, 3.1.21	3.1.32				
Serio	7		3.1.12	3.1.13,3.1.15, 3.1.18,3.1.19, 3.1.26,3.1.28, 3.1.31, 3.1.34	3.1.8, 3.1.9, 3.1.10				
Muy Serio	16	3.1.3	3.1.2,3.1.4, 3.1.20, 3.1.25, 3.1.30	3.1.6					
Desastroso	40		3.1.1, 3.1.5, 3.1.7, 3.1.11, 3.1.14,3.1.24, 3.1.27						
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.30 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Logística

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3				3.2.1, 3.2.2, 3.2.4				
Serio	7			3.2.9	3.2.3				
Muy Serio	16			3.2.7, 3.2.8					
Desastroso	40		3.2.6	3.2.5					
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.31 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- Logística

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3				3.2.1, 3.2.2, 3.2.4				
Serio	7		3.2.8	3.2.3, 3.2.9					
Muy Serio	16		3.2.7						
Desastroso	40		3.2.5						
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.32 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- En Cubierta

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5							3.3.17	
Bajo	1.4					3.3.16		3.3.19	
Moderado	3				3.3.8, 3.3.9, 3.3.10,3.3.11, 3.3.13,3.3.14, 3.3.15		3.3.18		
Serio	7			3.3.4, 3.3.20					
Muy Serio	16			3.3.1, 3.3.2, 3.3.3, 3.3.5, 3.3.7	3.3.6				
Desastroso	40								
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.33 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades Rutinarias- En Cubierta

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5							3.3.17, 3.3.19	
Bajo	1.4					3.3.16			
Moderado	3				3.3.8, 3.3.9, 3.3.10,3.3.11, 3.3.13,3.3.14, 3.3.15,3.3.18				
Serio	7		3.3.1, 3.3.5, 3.3.7	3.3.4, 3.3.6, 3.3.20					
Muy Serio	16		3.3.2, 3.3.3						
Desastroso	40								
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.34 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades No Rutinarias

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7								
Muy Serio	16			4.1, 4.2, 4.3, 4.4, 4.5					
Desastroso	40			4.6, 4.7, 4.8					
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.35 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Actividades No Rutinarias

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7		4.3						
Muy Serio	16		4.1, 4.2, 4.4, 4.5, 4.8						
Desastroso	40		4.6, 4.7						
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.36 Jerarquización de riesgo (antes de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Taponamiento y Abandono

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7			5.1, 5.2					
Muy Serio	16								
Desastroso	40								
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Tabla 9.37 Jerarquización de riesgo (después de medidas de reducción del riesgo/ controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación)- Taponamiento y Abandono

Consecuencia		Frecuencia anual en aumento							
Nivel	Valor (1/ año)	0.4	0.8	1.5	3	6.2	12.5	25	50
		<10 ⁻⁶ ocurrencias al año	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵ ocurrencias al año	10 ⁻⁵ a 10 ⁻⁴ ocurrencias al año	10 ⁻⁴ a 10 ⁻³ ocurrencias al año	10 ⁻³ a 10 ⁻² ocurrencias al año	10 ⁻² a 10 ⁻¹ ocurrencias al año	10 ⁻¹ a 1 ocurrencias al año	1 a 10 ocurrencias al año
Trivial	0.5								
Bajo	1.4								
Moderado	3								
Serio	7			5.1, 5.2					
Muy Serio	16								
Desastroso	40								
Catastrófico	100								

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

La Tabla 9.25, Tabla 9.27, Tabla 9.29, Tabla 9.31, Tabla 9.33, Tabla 9.35 y Tabla 9.37 fueron utilizadas para identificar los peligros con nivel de riesgo más alto y de esta forma realizar el correspondiente análisis de consecuencias. De acuerdo a la información mostrada, existen cincuenta y nueve (59) peligros con categoría de riesgo menor y veintiuno (21) en categoría de riesgo moderado. Ninguna desviación quedo definida con un nivel de riesgo residual alto o urgente.

Los peligros que presentan el mayor nivel de riesgo después de controles adicionales para amenazas y medidas adicionales de recuperación, identificados a partir de la sesión de identificación de peligros, fueron peligros con un nivel categorizado como moderado. Los peligros con mayor nivel de riesgo (moderado), mayor valor de consecuencia (40, es decir, nivel desastroso) y mayor valor de probabilidad (0.8, es decir, una frecuencia anual de 10^{-6} a 10^{-5}) se resumen en la Tabla 9.38.

Tabla 9.38 Peligros evaluados con mayor nivel de riesgo - Moderado (Nivel de Consecuencia Desastroso y Frecuencia anual de 10^{-6} a 10^{-5})

ID (Código)	Actividad	Peligro identificado	Evento	Consecuencias	Nivel de Consecuencia	Frecuencia anual	Mayor Evaluación de Riesgo Residual
1.6	Diseño y Planeación	Hidrocarburos bajo presión	Pérdida de control de pozo	Lesiones al personal/ fatalidades Golpe de presión, Blow-out de pozo en caso de fallas de barreras resultan en incendio/explosión Descarga ambiental potencial Objetivo no alcanzado Pérdida de unidad P/T mayor a estimada Liberación de geo-peligros de superficie (Shallow Hazards) Rechazo de ubicación de pozo Incapacidad de alcanzar objetivos geológicos. Profundidad de zapata incorrecta.	Desastroso	10^{-6} a 10^{-5}	Moderado
3.1.1	Actividades rutinarias-Perforación	Sistemas de integridad de pozo	Pérdida de integridad del pozo	Lesiones al personal/ fatalidades Golpe de presión, Blow Out en caso de fallas de barreras resultan en incendio/explosión Descarga ambiental potencial Objetivo no alcanzado Pérdida de unidad	Desastroso	10^{-6} a 10^{-5}	Moderado

ID (Código)	Actividad	Peligro identificado	Evento	Consecuencias	Nivel de Consecuencia	Frecuencia anual	Mayor Evaluación de Riesgo Residual
3.1.5	Actividades rutinarias-Perforación	Perforación de sección guía, superficial e intermedia de pozo	Pérdida de integridad de pozo	Lesiones al personal/fatalidades Patada de pozo, Blow Out en caso de fallas de barreras resultan en incendio/ explosión Potencial descarga ambiental No alcanzar objetivo Pérdida de la unidad	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	Moderado
3.1.7	Actividades rutinarias-Perforación	Posicionamiento y cementación de Casing (Tubería guía de Revestimiento) y Liner	Pérdida de integridad de pozo	Lesiones al personal/fatalidades Patada de pozo, Blow Out en caso de fallas de barreras resultan en incendio/ explosión Descarga ambiental potencial No alcanzar objetivo Pérdida de la unidad	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	Moderado
3.1.11	Actividades rutinarias-Perforación	Condiciones de operación (Condiciones desbalanceadas/ inesperadas)	Pérdida de control de operaciones de perforación	Lesiones al personal/fatalidades Patada de pozo, Reventón de pozo en caso de fallas de barreras resultan en incendio/ explosión Potencial descarga ambiental No alcanzar objetivo Pérdida de la unidad	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	Moderado
3.1.14	Actividades rutinarias-Perforación	Operaciones de Coring	Pérdida de integridad de pozo	Lesiones al personal/fatalidades Golpe de presión, Blow Out en caso de fallas de barreras resultan en incendio/ explosión	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	Moderado

ID (Código)	Actividad	Peligro identificado	Evento	Consecuencias	Nivel de Consecuencia	Frecuencia anual	Mayor Evaluación de Riesgo Residual
				Potencial descarga ambiental No alcanzar objetivo Pérdida de la unidad			Moderado
3.1.24	Actividades rutinarias-Perforación	Hidrocarburos en formación (bajo presión)	Pérdida de control de pozo	Lesiones al personal/fatalidades patada de pozo, Reventón de pozo en caso de fallas de barreras resultan en incendio/explosión Potencial descarga ambiental No alcanzar objetivo Pérdida de la unidad	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	
3.1.27	Actividades rutinarias-Perforación	Presiones anormales	Pérdida de control de pozo	Lesiones al personal Retrasos de proyecto/ Exceder presupuestos Colisión con otras embarcaciones Pérdida de control del pozo Daño a tubería ascendente de perforación (riser) Daño a Cabezal del pozo Pérdida del buque Daño ambiental	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	
3.2.5	Actividades rutinarias-Logística	Helicóptero desde locaciones para transporte de materiales, suministros, productos y personas	Pérdida de control de helicóptero	Choque de helicóptero en unidad o en el mar resultando en fatalidades Daño a Activos Impacto reputacional	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	Moderado

ID (Código)	Actividad	Peligro identificado	Evento	Consecuencias	Nivel de Consecuencia	Frecuencia anual	Mayor Evaluación de Riesgo Residual
4.6	Actividades no rutinarias	Vuelo nocturno (CFIT) - Solo en MEDEVAC (falta de visibilidad)	Pérdida de control de helicóptero	Choque o varado de aeronave/helicóptero en la unidad resultando en fatalidades, daño a activo e impacto reputacional Amaraje/Choque de helicóptero al mar resultando en lesiones y fatalidades	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	Moderado
4.7	Actividades no rutinarias	Transporte aéreo. Respuesta a EMERGENCIA (MEDEVAC, SAR).	Pérdida de control de helicóptero	Choque o varado de aeronave/helicóptero en la unidad resultando en fatalidades, daño a activo e impacto reputacional Amaraje/Choque de helicóptero al mar resultando en lesiones y fatalidades	Desastroso	10 ⁻⁶ a 10 ⁻⁵	Moderado

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019

Como se puede observar en la Tabla 9.38, de los 11 elementos identificados, tres (3) fueron identificados relacionados con la pérdida de control de pozo debido a hidrocarburos en formación bajo presión, cuatro (4) con la pérdida de integridad de pozo debido a operaciones durante la perforación, uno (1) con la pérdida de control de operaciones de perforación debido a condiciones desbalanceadas o inesperadas y tres (3) con la pérdida de control de helicóptero por el transporte de materiales, suministros, productos y personas, así como por situaciones de vuelo nocturno en caso de respuesta a emergencia (MEDEVAC).

Adicionalmente, se realizarán análisis más detallados por medio de un Bow Tie a los Peligros de Accidente Mayor (MAH) identificados a partir de la Identificación de Peligros y Evaluación de Riesgos, estos análisis se tienen programados para los días 28 y 29 de noviembre del 2019. Los eventos iniciadores identificados, que podrían resultar en MAH, fueron los siguientes:

- Pérdida de control de pozo debido a hidrocarburos bajo presión;
- Pérdida de integridad de pozo debido a operaciones durante la perforación;
- Pérdida de control de operaciones de perforación debido a condiciones desbalanceadas o inesperadas; y
- Pérdida de control de helicóptero por el transporte de materiales, suministros, productos y personas. Así como situaciones de vuelo nocturno en caso de respuesta a emergencia.

Los tres primeros eventos iniciadores, podrían dar lugar a un mismo MAH (reventón de pozo), si las barreras propuestas fallaran. Por esto, muchas de las medidas propuestas en el presente documento son comunes para reducir el riesgo de ocurrencia o mitigar las consecuencias de los peligros correspondientes.

Para estos peligros se cuentan con controles preventivos y medidas de mitigación, en caso de que se necesite responder ante el evento. Estas están documentadas en las hojas de trabajo de la sesión de identificación de peligros (Anexo del Capítulo 9 Registro de Riesgos de la sesión HAZID).

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

- Preventor (BOP) probado y ajustado para propósito.
- Actualizaciones a tiempo real del modelo de presión de poro.
- Estudio de presión de poro y fractura realizado.
- Plan de control de pozo y respuesta a emergencias.
- Taller de Simulación de Perforación de Pozo (DWOP).
- Plan de pérdida de circulación.
- Opciones de diseño de contingencia.
- Análisis de pozos "offset"²¹.
- Selección adecuada de tipo de lodo.
- Preparación de lodo apropiada a bordo (ppg).
- Prueba de sistema de lodo de acuerdo a programa de perforación.
- Mantener inventario de químicos adecuados a bordo.
- Prácticas de Trabajo Seguro de Perforación.

²¹ Un tipo de perfil sísmico vertical en el que la fuente se encuentra desplazada respecto del equipo de perforación durante el proceso de adquisición. Esto permite la generación de imágenes a cierta distancia del pozo.

- Equipo de respaldo disponible.
- Estudio de Gas somero (shallow gas).
- Limpieza de agujero y uso de fluido para perforación adecuados.
- Monitoreo de torque y arrastre.
- Monitoreo de presión de bombeo.
- Prueba de deslizamiento antes de desconexión.
- Prueba de laboratorio para revisar diseño de lechada.
- Pruebas de compatibilidad de fluido.
- Diseño de revestimiento para situaciones fuera de balance.
- Establecer análisis de velocidades de maniobra/ análisis de efecto pistón.
- Ejecutar control de fluidos de perforación regularmente.
- Pronóstico del clima.

Tal como se observa en la Tabla 9.39, las consecuencias del ejercicio de identificación de peligros HAZID se identificaron derivadas del Evento Iniciador y de los MAH identificados.

Tabla 9.39 Consecuencias potenciales a modelación.

Evento Iniciador (Top Event)	Peligro de Accidente Mayor (MAH)	Consecuencias
Pérdida de control de pozo debido a hidrocarburos en formación bajo presión	Reventón de pozo	Derrame
Pérdida de integridad de pozo debido a operaciones durante la perforación		Fuego y Explosión
Pérdida de control de operaciones de perforación debido a condiciones desbalanceadas o inesperadas		Nube tóxica
Pérdida de control de helicóptero por el transporte de materiales, suministros, productos y personas	Caída de Helicóptero	Derrame de diésel marino especial (volátil)
		Fuego sobre el agua
		Fatalidades y heridos

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Para efectos de análisis de consecuencias se debe proceder a modelación de aquellas actividades que hayan sido jerarquizadas con un nivel de riesgo mayor y que sean susceptibles de modelación.

Las consecuencias asociadas con la caída del helicóptero no fueron modeladas debido a lo siguiente:

- El diésel marino especial al ser altamente volátil, la cantidad derramada al agua puede ser potencialmente despreciada ya que en el océano rápidamente se disipará, evaporará, disolverá o se esparcirá, por lo que no sugiere impactos significativos a personas/ comunidades o al medio ambiente.
- Con base en la hoja de datos de seguridad en el Anexo del Capítulo 9 Hojas de Datos de Seguridad, el punto de auto ignición del combustible a utilizar es de 254-285°C y no se generaría acumulación de vapor de combustible, por lo que no se considera la posibilidad de ignición.

- No es posible modelar consecuencias a personas (heridas o fatalidades). En caso de haber personal en el agua se contará con equipo de seguridad suficiente como chalecos salvavidas con dispositivos de ubicación para facilitar su rescate.

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

- Selección de helicóptero que se ajuste para propósito.
- Diseño de aeronave adecuado para las operaciones.
- Especificaciones técnicas de aeronave.
- Diseñar helipuerto de acuerdo a estándares de aviación: CAP 437.
- Homologación de helipuerto (Asegurar que el helipuerto es diseñado y calificado para el helicóptero utilizado).
- Auditoría de aviación por terceros.
- Certificación médica de acuerdo a autoridad local de aviación.
- Revisión y control de peso en unidad.
- Equipo asegurado antes de despegue de acuerdo al procedimiento.
- Seguimiento en tiempo real del vuelo.
- Monitoreo de horas de vuelo del piloto.
- 2 Pilotos a bordo.
- Simulación de vuelo.
- Comunicación por radio a bordo de helicópteros y en la base.
- Asegurar cumplimiento con procedimientos CRM a bordo.
- Asegurar comunicación redundante entre helicóptero y unidad.
- Procedimiento de Peligro de Choque de Ave.
- Sistema de Alerta de Tráfico y Prevención de Colisiones (TCAS).
- Control de tráfico aéreo.
- Procedimientos de operación (separación mínima entre aeronaves)
- Reportar y cerrar espacios en mapa de riesgos de helipuerto.
- Posicionar helipuerto en dirección de viento predominante.
- Reporte Diario de Instalación antes de cada vuelo.
- Comunicación continua para asegurar Helipuerto habilitado para aterrizaje (Green Helideck). Radio y ayudas a la Navegación.
- Asegurar posición de seguridad buques de apoyo (PSV) antes del aterrizaje y despegue de la unidad.
- Asegurar que se cumplan las normas meteorológicas.

En este caso se procedió a modelar el evento de “pérdida de control/ integridad del pozo”, el cual es el peor escenario resultante del ejercicio de Identificación de Peligros. Por esta razón, se modelan los siguientes escenarios:

- Formación de nube tóxica de metano.
- Radiación térmica por la fuga de gases inflamables que encuentra una fuente de ignición y genera un dardo de fuego.
- Ondas de sobrepresión por la formación de una nube inflamable dentro de un área congestionada y produce una explosión.
- Derrame de hidrocarburo que se dispersa sobre el agua del océano del Golfo de México.

En resumen, de acuerdo con los resultados de la jerarquización de riesgos el equipo evaluador consideró que el nivel de riesgo residual es tolerable. Cuando la etapa del Proyecto lo permita, y, se cuente con la información necesaria, se realizará una actualización del Análisis de Riesgo. El proceso de mitigación puede detenerse al evaluarse que el riesgo es tan bajo como sea razonablemente posible (ALARP) para los cuatro (4) peligros que corresponden a la pérdida de control de operaciones, y pérdida de control de helicóptero, mientras que para los siete (7) peligros relacionados con la pérdida de integridad y control de pozo requieren de un seguimiento continuo para evitar el deterioro.

9.5.1.5 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 del reservorio 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.

9.5.1.6 Análisis Detallado de Consecuencias

El análisis de consecuencias consiste en relacionar las potenciales áreas de afectación resultantes de la modelación, con el objetivo de desarrollar 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.

Eventos potenciales

Como se menciona en la sección 9.5.1 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 al personal, activos, medio ambiente y reputación de la

empresa. En la Tabla 9.40 se presentan todos los eventos categorizados con nivel de riesgo “Moderado”, el mayor impacto “Moderado” y con potencial de simulación de consecuencias que serán considerados para plantear los escenarios de modelación.

Tabla 9.40 Eventos con potencial de simulación

Evento	ID de HAZID	Descripción	Clasificación de impacto
1. Pérdida de control/integridad de pozo	1.6,3.1.1, 3.1.5, 3.1.7, 3.1.11, 3.1.14, 3.1.24, 3.1.27	Emisión descontrolada de hidrocarburos en formación (bajo presión) al medio ambiente dentro del buque de perforación 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. Potencial descarga de hidrocarburos al mar

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Como se observa en la Figura 9.63, 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; 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 9.40, 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 para el Caso Más Probable (CMP) y el Caso Catastrófico (CC) para Polok-1 y Pozo 2, de acuerdo al tipo de escenario considerado, la severidad del peligro y la categoría del riesgo “Moderado”, lo que significa que el Gerente del proyecto o de las instalaciones deberán demostrar que el criterio ALARP antes de comenzar las operaciones (ver Tabla 9.20). Los escenarios considerados se muestran en la Tabla 9.41.

Tabla 9.41 Escenarios de modelación identificados

Escenario	Modelación	No. De evento	Descripción
1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación por fuga en el 50% del diámetro de la tubería, Caso Máximo Probable (CMP)	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (falla de CAP, BOP, riser, etc.).

Escenario	Modelación	No. De evento	Descripción
			<u>Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 50% del diámetro de la tubería.</u>
2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación por fuga en el 100% del diámetro de la tubería, Caso Catastrófico (CC)	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, riser, etc.). <u>Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 100% del diámetro de la tubería.</u>
3	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación por fuga en el 50% del diámetro de la tubería. CMP.	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga de los gases inflamables provoca un dardo de fuego en el piso de perforación por fuga en el 50% del diámetro de la tubería.</u>
4	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación por fuga en el 100% del diámetro de la tubería, CC.	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga de los gases inflamables provoca un dardo de fuego en el piso de perforación por fuga en el 100% del diámetro de la tubería.</u>
5	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación por fuga en el 50% del diámetro de la tubería. CMP.	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión en el piso de perforación por fuga en el 50% del diámetro de la tubería.</u>
6	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación por fuga en el 100% del diámetro de la tubería. CC.	1	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación durante las operaciones de perforación, debido a la pérdida de control del pozo (Falla de CAP, BOP, riser, etc.). <u>La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión en el</u>

Escenario	Modelación	No. De evento	Descripción
			<u>piso de perforación por fuga en el 100% del diámetro de la tubería.</u>
7	Derrame de hidrocarburo en mar. CMP	1	Derrame de 10,094 (STB) por día con una duración de 40 días, hasta la llegada y control del derrame con ayuda del "Capping Stack"; es decir, derrame de 403, 760 STB 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 metoceánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de octubre a febrero) y seca (de febrero a mayo). <u>El derrame de hidrocarburo se dispersa sobre el agua del océano del Golfo de México durante 40 días.</u>
8	Derrame de hidrocarburo en mar. CC	1	Derrame de 10, 094 (STB) por día con una duración de 125 días, hasta la construcción del "Pozo de Alivio" y ahogo del pozo; es decir, derrame de 1, 261, 750 STB 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 metoceánicas que se presentan a lo largo del año, las cuales incluyen la temporada lluviosa (de junio a octubre), de frentes fríos anticiclónicos (de octubre a febrero) y seca (de febrero a mayo). <u>El derrame de hidrocarburo se dispersa sobre el agua del océano del Golfo de México durante 125 días.</u>

Fuente: ERM 2019

Los escenarios mencionados anteriormente, aplicarán tanto para el Pozo Polok-1 y el Pozo 2, y los parámetros específicos para cada escenario se mencionan en la siguiente sección.

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 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 9.42 y Tabla 9.43 se incluyen unos listados asociados a los efectos de la radiación térmica.

Tabla 9.42 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
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 9.43 Intensidades de radiación máxima tolerable para daño y/ o deformación en diferentes materiales.

Material	Máxima radiación tolerable [kW/m ²]
Madera	10
Vidrio	30-300

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

Fuente: Romano y cols, 1985.

Efectos por ondas de sobrepresión.

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

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

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 9.44 y Tabla 9.45, se muestran los efectos por ondas de sobrepresión.

Tabla 9.44 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

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

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

Tabla 9.45 Efectos del impulso causado por ondas de sobrepresión.

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

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

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

Efectos por derrame de hidrocarburo en mar.

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

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

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

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

Una vez los hidrocarburos han 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 podría ser inflamable.
- **Dispersión:** consiste en la fragmentación de la mancha en pequeñas gotas menores. Cuando son suficientemente pequeñas, permanecen en suspensión y se mezclan con la columna de agua y favorece que tenga lugar la biodegradación y la sedimentación.
- **Emulsionamiento:** consiste en la absorción de agua por el hidrocarburo de manera que aumenta su volumen entre 3 y 4 veces. Ésto impide que se pueda evaporar, no se dispersa ni se degrada por oxigenación o biodegradación.
- **Disolución:** depende de la composición del producto de que se trate, de la temperatura del agua y de su agitación. Sólo los componentes más volátiles se pueden disolver.

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

La influencia sobre la vida marina, se manifiesta en:

- En el mar abierto y el lecho (fondo) marino, provocando la emigración del plancton y de peces nadadores grandes desde 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:

PHAST 8.11 (Process Hazard Analysis Software Tool- Herramienta de Software de Análisis de Riesgos de Procesos)

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 PHAST.

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

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

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

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

Modelación de escenarios de dispersión de nubes tóxicas.

- Estimación de inventario de masa/ volumen.

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

$$V = \pi \times r^2 \times h \dots \text{Ecu 1)}$$

Donde:

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

- Dispersión de nubes tóxicas.

La dispersión de materiales en fase gaseosa en la atmósfera se expresa en términos de ecuaciones diferenciales y algebraicas para las gotas y la pluma en PHAST. Las ecuaciones de la gota, describen las

trayectorias de la gota, evaporación y balance de energía. Las variables más críticas de la dispersión de la pluma son la masa del aire mojado adherida a la nube, la posición, el momentum, la temperatura de la pluma, conservación de calor y vapor de agua del substrato y el radio de la pluma viento en contra. Estas variables se determinan imponiendo la conservación de la masa (entrada de aire a la nube), conservación del momentum, la relación entre la posición y la velocidad de la nube, conservación de energía, relación de transferencia de calor y vapor de agua del substrato y la ecuación de dispersión de viento en contra.

Las ecuaciones diferenciales y algebraicas de la gota y de la nube se resuelven simultáneamente como un solo set de ecuaciones usando un solucionador que provee resultados precisos.

- **Modelación de escenarios de Fuego.**

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

- Tipo de hidrocarburo
- Condiciones de liberación
- Tasa de liberación
- Geometría local
- Ventilación
- Acceso de aire

Para este Proyecto se analizan dos posibles consecuencias por fuego: “Jet Fire” (Dardo de Fuego) y “Pool Fire” (Charco de Fuego). Los dardos de fuego que se forman a partir de un reventón de pozo generan plumas muy largas debido a la liberación de fluidos en dos fases contenidos a altas presiones, acompañados por un rocío de hidrocarburo líquido ardiente que podría formar charcos de fuego.

La liberación de hidrocarburos C₃-C₄ a temperatura ambiente produce un “flasheo”, es decir, gotas vaporizadas a bajas temperaturas en una corriente de vapor. La fracción de flasheo depende de las condiciones de almacenamiento y liberación. En el software, se utilizan los indicadores de “Precipitación” y “Recuperación de vapores del charco de fuego” para determinar la tasa de líquido o masa líquida total eliminada de la nube en forma de precipitación. Para este caso, se espera que, dentro de los resultados de modelación no se presenten los escenarios de charco de fuego, ya que el líquido que se condensará y se acumulará como charco de fuego dentro de la unidad se espera que sea insignificante, por lo que la liberación de hidrocarburo se volverá un rocío constante que se disperse en el aire, es decir, se contará con una precipitación instantánea y una tasa de derrame igual a cero.

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

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

- **Modelación de escenarios de Explosión Baker- Strehlow- Tang Model (BST).**

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

Los dos tipos de regiones obstruidas para el modelo BST son “Velocidad de flama definida” y “Calculo de velocidad de flama”. El número “Mach de Flama” lo define el usuario para antes y para después lo calcula BST usando la velocidad de flama de acuerdo a la Tabla 9.46 con base en detalles provistos por la región obstruida, por ejemplo confinamiento, congestión y reactividad del material.

Tabla 9.46 Velocidad de flama o número Mach adimensional para modelo BST

Grado de confinamiento	Reactividad del material	Congestión		
		Bajo	Medio	Alto
2D	Alto	0.59	DDT ²²	DDT
	Medio	0.47	0.66	1.6
	Bajo	0.07	0.47	0.66
2.5D	Alto	0.47	DDT	DDT
	Medio	0.29	0.55	1
	Bajo	0.053	0.35	0.5
3D	Alto	0.36	DDT	DDT
	Medio	0.11	0.44	0.5
	Bajo	0.026	0.23	0.34

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

Para una fuente de explosión formada por una sola región obstruida, las gráficas del estallido para la explosión se identifican con la velocidad de flama. Las predicciones de consecuencias se ejecutan a partir del volumen y masa inflamable y el centro de la fuente de explosión.

El software requiere como dato de entrada principal la masa inflamable de la nube vaporizada en kilogramos. Para obtener la masa inflamable se realizan los siguientes calculos:

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

$$V_{nube} = \text{Ancho} \times \text{Largo} \times \text{Alto} \dots \text{Ecu 2)}$$

2. Calculo de la concentración estequiométrica de la relación combustible/aire de la mezcla, de la siguiente forma:

²² El número Mach para DDT es 5.2 para predicciones conservadoras

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

$$f_{mezcla} = \sum x_i f_i \dots\dots \text{Ecu 3)}$$

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

$$V_{inflamable} = V_{nube} f_{mezcla} \dots\dots \text{Ecu 4)}$$

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

$$\overline{PM} = \sum x_i PM_i \dots\dots \text{Ecu 5)}$$

5. Y por último, el cálculo de la masa inflamable, utilizando la siguiente ecuación, derivada de la Ley de los gases ideales, tenemos lo siguiente:

$$m_{inflamable} = \frac{P}{T \times R} \times \frac{\overline{PM}}{\frac{1,000g}{1kg} \times V_{inflamable}} \dots\dots \text{Ecu 6)}$$

Donde:

- P= Presión (Pa)
- T= Temperatura (K)
- R= 8.314 J/molK
- \overline{PM} = Peso Molecular promedio (g/mol)
- $V_{inflamable}$ = Volumen inflamable (m³)

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

El modelo del impacto de un derrame accidental de hidrocarburos se realizó utilizando los módulos hidrodinámicos (HDM), químicos y de hidrocarburo (COSIM), módulos de GEMSS® (Sistema de modelado ambiental generalizado para aguas superficiales), software de modelado de aguas superficiales

tridimensionales. Para los estudios de impacto ambiental, se aplicará un procedimiento típico al modelo de derrame en modo estocástico para predecir la probabilidad de un impacto de derrame en la superficie del agua, subsuelo y costa. Las condiciones a las que se llevó a cabo la modelación del derrame se obtienen generalmente de la línea de base ambiental, mediciones en campo, datos de monitoreo a largo plazo que puedan estar disponibles dentro del Área del Proyecto.

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

GEMSS® se desarrolló a mediados de los ochenta como una unidad hidrodinámica para el modelo de transporte y destino de diferentes tipos de componentes que se introducen en las masas de agua. La unidad hidrodinámica ("núcleo") proporciona campos de flujo tridimensionales de los que se puede calcular la distribución de varios componentes. Los cálculos de transporte y destino de los componentes se agrupan en módulos. Los módulos de GEMSS® incluyen aquellos que se usan para el análisis térmico, la calidad del agua, el transporte de sedimentos, el rastreo de partículas, el derrame de hidrocarburos y químicos, así como el arrastre de material y evaluación de material tóxico.

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

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

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 9.47 se colocan las asunciones y los criterios usados para las modelaciones de fuego, explosión y dispersión tóxica.

Tabla 9.47 Asunciones para las especificación de los criterios de modelación.

No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones
1	Clima	Velocidad del viento: 1.5 m/s	Criterio especificado en la guía de ASEA para estudios de riesgo modalidad “Análisis de Riesgos para el Sector Hidrocarburos”
		Dirección del viento: Suroeste, aproximadamente 43° que provienen desde el Noreste	Considerando la dirección más frecuente de los vientos
		Estabilidad de Pasquill: F	Se consideró como el caso extremo la peor condición de estabilidad.
2	Condiciones ambientales	Temperatura ambiente: 27°C	De acuerdo a los datos obtenidos de las EMA y de las Estaciones Sinópticas Meteorológicas (ESIME) más cercanas al Área Contractual.
		Humedad relativa: 68%	
		Condiciones del terreno: Unidad buque de perforación	
		Radiación solar: 340 w/m ²	
3	Mezcla de crudo	Inventario de volumen Polok-1: 398 m ³ Inventario de volumen Pozo 2: 536m ³	De esta forma, se asumió que la cantidad total de inventario sería el volumen de hidrocarburo saturado dentro de la tubería ascendente de perforación como caso extremo para efectos de modelación. Considerando que la altura de la columna de agua (606 m y 816 m respectivamente para Polok-1 y Pozo 2) y Diámetro de la tubería de escape: 36” para el CC y el 50% ²³ del diámetro de la tubería (18 in) y un coeficiente de descarga de 0.81 ²⁴ para el CMP (Ecuación 1).
		Temperatura y presión de la mezcla: 41°C y 3,012 Psi	Se considera como altura de referencia el piso de perforación (19 m).
		Densidad de la mezcla: 25 API	Para el escenario de dispersión tóxica, como margen de seguridad, se utilizó el tiempo promedio en el que se alcanza la concentración IDLH y TLV (ver Tabla 9.51).

²³ De acuerdo a la fuente bibliográfica AICHE, “Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases”, New York, 1999, Pág. 21: Para propósitos de modelación en un evento de ruptura de tubería, el 90% de los eventos en la industria resultan con una ruptura menor al 50% del diámetro de la tubería. Por lo tanto, el Caso Más Probable se considera que el diámetro es el 50% del diámetro total de la tubería de perforación y el Caso Catastrófico es el 100%.

²⁴ Con base en la fuente bibliográfica AICHE, “Guidelines for Consequence Analysis of Chemical Releases”, New York, 1999, Pág. 27: Para propósitos de modelación para casos en donde el escenario se trate de una tubería corta con una relación longitud/ diámetro no menor a 3, el coeficiente de descarga será de 0.81.

No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones
		Composición de la mezcla de crudo en %mol: CO ₂ 1.985 N ₂ 0.339 C1 38.239 C2 13.084 C3 7.358 nC4 4.599 nC5 2.664 nC6 2.968 nC7 28.762	Dentro de la mezcla no fue considerado ningún porcentaje de H ₂ S, dado que no se espera este componente en la composición del hidrocarburo; por lo cual, las referencias de toxicidad están enfocadas a los parámetros del metano.
4	Dimensiones de la MODU	Largo de la región congestionada: 50 m CMP y 100 m CC Amplitud: 42 m Altura de la región congestionada: 30 m	<p>Para el escenario de explosión se consideró que se cuentan con dos (2) planos que representan el grado de confinamiento, la reactividad del material (Metano) es medio y el nivel de congestión es medio, por lo que el número Mach o velocidad de flama es 0.662 (ver Tabla 9.46).</p> <p>Se eligió el largo de la región congestionada con base en el Arreglo General disponible en el Anexo del Capítulo 9 Arreglo General del Buque de Perforación, en el cual se puede observar que el largo máximo de área congestionada del piso de perforación es de aproximadamente 100 m, distancia que cubre desde el rack de tuberías hasta donde inicia el espacio para la tripulación y tomando en cuenta un área menor se estima que el CMP abarque 50 m aproximadamente, distancia que cubre el área del moon pool y la torre de perforación.</p> <p>La distancia mínima se asume 0 m y la máxima 228 m debido a que es el largo total del buque de perforación y se toma un espaciado de 5 m entre cada medición.</p> <p>El espacio que ocupan los equipos dentro del área congestionada, será tomado como 15% del volumen total; esto para tener un parámetro conservador, de la masa inflamable que será desplazada por los equipos en el área de liberación.</p>

No.	Parámetro	Criterio	Consideraciones
5	Parámetros de explosión PHAST	Grado de confinamiento: 2D Reactividad dela mezcla de gases: Media Congetión en la MODU: Medio Número Mach: 0.66	Consideración con base a la distribución de los equipos y áreas dentro de la MODU (Ver Anexo del Capítulo 9 Arreglo General del Buque de Perforación).

CMP: Caso Más Probable; CC: Caso Catastrófico

Fuente: ERM, 2019

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 9.48.

Tabla 9.48 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) ("Thresold 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) ("Thresold 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 9.49.

Tabla 9.49 Criterios de comparación de efectos por sobrepresión.

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

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

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

Los criterios de comparación de efectos por radiación térmica se muestran en la Tabla 9.50.

Tabla 9.50 Criterios de comparación de efectos por Intensidad de Radiación.

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

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

Niveles de toxicidad.

En la Tabla 9.51, 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 9.51 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).

Escenarios de modelación de toxicidad, fuego y explosión Polok-1.

De acuerdo al evento destacado para simulación (Tabla 9.40) y la agrupación de dichos eventos para el planteamiento de escenarios (Tabla 9.41); se presentan los escenarios descritos a continuación:

Escenario 1 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36" (la abertura se considerara de 50% del diámetro de la tubería, equivalente a 18") y longitud de 606 m; que, a su vez, generaría una nube tóxica de metano por dispersión del gas. El gas se transporta a 41°C y 3,012 Psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sutituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572 \text{ m})^2 \times 606\text{m} = 398 \text{ m}^3$$

Por lo tanto, el volumen alimentado para este escenario es de 398 m³.

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 1 (CMP).

Parámetro	Entrada
Volumen	398 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Tamaño del orificio	18"
Coeficiente de descarga	0.81

Escenario 2 (CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36" y longitud de 606 m; que, a su vez, generaría una nube tóxica de metano por dispersión del gas. El gas se transporta a 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sutituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572 \text{ m})^2 \times 606\text{m} = 398 \text{ m}^3$$

Por lo tanto, el volumen alimentado para este escenario es de 398 m³.

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 2 (CC).

Parámetro	Entrada
Volumen	398 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Diámetro interno de la tubería	36"

Escenario 3 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36" (la abertura se considerara de 50% del diámetro de la tubería, equivalente a 18") y longitud de 606 m; 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 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sustituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572m)^2 \times 606m = 398 m^3$$

Por lo tanto, el volumen alimentado para este escenario es de 398 m³.

En la Tabla 9.54, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.54 Información de entrada escenario 3 (CMP).

Parámetro	Entrada
Volumen	398 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Tamaño del orificio	18"
Coefficiente de descarga	0.81

Escenario 4 (CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36” y longitud de 606 m; 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 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sustituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572m)^2 \times 606m = 398 m^3$$

Por lo tanto, el volumen alimentado para este escenario es de 398 m³.

En la Tabla 9.55, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.55 Información de entrada escenario 4 (CC).

Parámetro	Entrada
Volumen	398 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Diámetro interno de la tubería	36”

Escenario 5 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 36”; la nube de gas inflamable se acumula dentro del piso de perforación y debido a la congestión del área se produce una explosión. El gas inflamable se liberará en el piso de perforación y considerando las dimensiones de: 42 m de ancho, 50 m de largo y 30 m de alto. El gas se transporta a 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinarlos parámetros de alimentación:

- En primera instancia, para determinar la masa inflamable se realizan los siguientes calculos:
 1. El calculo del volumen de la nube inflamable dentro de la región congestionada, lo obtenemos con las dimensiones del lugar de liberación, y sustituyendon en la Ecuación 2):

$$V_{nube} = 42 m \times 50 m \times 30 m = 63,000 m^3$$

- Para considerar el volumen que ocupan los equipos dentro del área, y, considerando que este volumen desplazará a la nube inflamable, se restará 15% del volumen total, calculado anteriormente, y se obtuvo un volumen de la nube de 53,550 m³.
2. Para el cálculo de la concentración estequiométrica de la relación combustible/aire de la mezcla, se aplicaron los siguientes supuestos y cálculos:
 - a. El balanceo estequiométrico de las ecuaciones químicas para la reacción de combustión de los componentes de la mezcla se muestra en la Figura 9.11.

Balanceo de ecuaciones- Reacciones estequiométricas																
1	CH ₄	+	2	O ₂	+	7.5	N ₂	=====>	1	CO ₂	+	2	H ₂ O	+	7.5	N ₂
1	C ₂ H ₆	+	3.5	O ₂	+	13.2	N ₂	=====>	2	CO ₂	+	3	H ₂ O	+	13.2	N ₂
1	C ₃ H ₈	+	5	O ₂	+	18.8	N ₂	=====>	3	CO ₂	+	4	H ₂ O	+	18.8	N ₂
1	C ₄ H ₁₀	+	6.5	O ₂	+	24.5	N ₂	=====>	4	CO ₂	+	5	H ₂ O	+	24.5	N ₂
1	C ₅ H ₁₂	+	8	O ₂	+	30.1	N ₂	=====>	5	CO ₂	+	6	H ₂ O	+	30.1	N ₂
1	C ₆ H ₁₄	+	9.5	O ₂	+	35.7	N ₂	=====>	6	CO ₂	+	7	H ₂ O	+	35.7	N ₂
1	C ₇ H ₁₆	+	11	O ₂	+	41.4	N ₂	=====>	7	CO ₂	+	8	H ₂ O	+	41.4	N ₂

Figura 9.11 Balanceo estequiométrico de las reacciones químicas de combustión.

- b. El cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente (fi) de la mezcla de gases se muestra en la Figura 9.12.

Compuesto	Fórmula	# C	# H	# O ₂	#N ₂	Concentración estequiométrica Combustible/Aire (fi)
Metano	CH ₄	1	4	2	7.5	0.0950
Etano	C ₂ H ₆	2	6	3.5	13.2	0.0566
Propano	C ₃ H ₈	3	8	5	18.8	0.0403
Butano	C ₄ H ₁₀	4	10	6.5	24.5	0.0313
Pentano	C ₅ H ₁₂	5	12	8	30.1	0.0256
Hexano	C ₆ H ₁₄	6	14	9.5	35.7	0.0216
Heptano	C ₇ H ₁₆	7	16	11	41.4	0.0187

Figura 9.12 Cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire.

- c. Para el cálculo del flasheo, se obtienen de los resultados del cálculo del flasheo de la mezcla en el software, y las fracciones de los componentes de la mezcla (xi) pueden consultarse en la Figura 9.13.

Compuesto	Total	Vapor	Líquido
Metano	0.382	0.492	0.002
Etano	0.131	0.168	0.003
Propano	0.074	0.093	0.007
Butano	0.046	0.055	0.014
Pentano	0.027	0.028	0.023
Hexano	0.030	0.022	0.057
Heptano	0.288	0.113	0.894

Figura 9.13 Resultados de simulación de flasheo por liberación de la mezcla del crudo.

d. Para el cálculo de la fracción estequiométrica combustible/aire de la mezcla, sustituimos en la ecuación 3) y los resultados podemos verlos en la Figura 9.14.

Compuesto	Fracción total (xi)	Concentración estequiométrica Combustible/ aire (fi)	Concentración estequiométrica de la mezcla (fmezcla)
Metano	0.382	0.095	0.036
Etano	0.131	0.057	0.007
Propano	0.074	0.040	0.003
Butano	0.046	0.031	0.001
Pentano	0.027	0.026	0.001
Hexano	0.030	0.022	0.001
Heptano	0.288	0.019	0.005
Total			0.055

Figura 9.14 Relación estequiométrica de la mezcla de gases para una reacción de combustión

3. Para el cálculo del volumen inflamable de nube de gases, sustituimos en la ecuación 4), y tenemos:

$$V_{inflammable} = 53,550 \text{ m}^3 \times 0.055 = 2,938 \text{ m}^3$$

4. Por otra parte, es necesario conocer el peso molecular promedio de la mezcla para calcular la masa flamable, para esto, sustituimos en la ecuación 5) y los resultados pueden verse en la Figura 9.15.

Compuesto	Fracción total (xi)	Peso molecular (g/mol)	$x_i PM_i$
Metano	0.4	16.0	6.1
Etano	0.1	30.0	3.9
Propano	0.1	44.0	3.2
Butano	0.0	58.0	2.7
Pentano	0.0	72.0	1.9
Hexano	0.0	86.0	2.6
Heptano	0.3	100.0	28.8
Peso Molecular Promedio			49.2

Figura 9.15 Calculo del peso molecular de la mezcla de gases.

5. Por ultimo, para el calculo de la masa inflamable, sustituimos en la ecuación 5) y tenemos:

$$m_{\text{inflamable}} = \frac{101,325 \text{ Pa}}{301.85 \text{ k} \times 8.314 \frac{\text{J}}{\text{molK}}} \times \frac{49.2 \frac{\text{g}}{\text{mol}}}{1000 \frac{\text{g}}{\text{kg}} \times 2,938 \text{ m}^3} = 5,812 \text{ kg}$$

En la Tabla 9.56, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.56 Información de entrada escenario 5 (CMP y CC).

Parámetro	Entrada
Masa flamable de la nube	5,812 kg
Número Mach	0.662
Distancia mínima	0 m
Distancia máxima (largo total de la MODU)	228 m
Espaciado	5 m

Escenario 6 (CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por un diámetro de tubería de 36"; la nube de gas inflamable se acumula dentro del piso de perforación y debido a la congestión del área se produce una explosión. El gas inflamable se liberará en el piso de perforación y considerando las dimensiones de: 42 m de ancho, 100 m de largo y 30 m de alto El gas se transporta a 41°C y 3, 012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión

atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

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

1. El cálculo del volumen de la nube inflamable dentro de la región congestionada, lo obtenemos con las dimensiones del lugar de liberación, y sustituyéndolos en la Ecuación 2):

$$V_{nube} = 42 \text{ m} \times 100 \text{ m} \times 30 \text{ m} = 126,000 \text{ m}^3$$

- Para considerar el volumen que ocupan los equipos dentro del área, y, considerando que este volumen desplazará a la nube inflamable, se restará 15% del volumen total, calculado anteriormente, y se obtuvo un volumen de la nube de 107,100 m³
2. Para el cálculo de la concentración estequiométrica de la relación combustible/aire de la mezcla, se aplicaron los siguientes supuestos y cálculos:
 - a. El balanceo estequiométrico de las ecuaciones químicas para la reacción de combustión de los componentes de la mezcla se muestra en la Figura 9.11.
 - b. El cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente (f_i) de la mezcla de gases se muestra en la Figura 9.12.
 - c. Para el cálculo del flasheo, se obtienen de los datos de la simulación de dispersión tóxica, y las fracciones de los componentes de la mezcla (x_i) pueden consultarse en la Figura 9.13.
 - d. Para el cálculo de la fracción estequiométrica combustible/aire de la mezcla, sustituimos en la ecuación 3 y los resultados podemos verlos en la Figura 9.14.
 3. Para el cálculo del volumen inflamable de nube de gases, sustituimos en la ecuación 4), y tenemos:

$$V_{inflamable} = V_{nube} f_{mezcla} = 107,100 \text{ m}^3 \times 0.055 = 5,875.4 \text{ m}^3$$

4. Por otra parte, es necesario conocer el peso molecular promedio de la mezcla para calcular la masa inflamable, para esto, sustituimos en la ecuación 5) y los resultados pueden verse en la Figura 9.15.
5. Por último, para el cálculo de la masa inflamable, sustituimos en la ecuación 5) y tenemos:

$$m_{inflamable} = \frac{101,325 \text{ Pa}}{301.85 \text{ k} \times 8.314 \frac{\text{J}}{\text{molK}}} \times \frac{49.2 \text{ mol}}{1000 \frac{\text{g}}{\text{kg}} \times 5,785.4 \text{ m}^3} = 11,624 \text{ kg}$$

En la Tabla 9.57, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.57 Información de entrada escenario 6 (CMP y CC).

Parámetro	Entrada
Masa flamable de a nube	11,624 kg
Número Mach	0.662
Distancia mínima	0 m
Distancia máxima (largo total de la MODU)	228 m
Espaciado	5 m

Escenarios de modelación de toxicidad, fuego y explosión Pozo 2.

De acuerdo al evento destacado para simulación (Tabla 9.40) y la agrupación de dichos eventos para el planteamiento de escenarios (Tabla 9.41); se presentan los escenarios descritos a continuación:

Escenario 1 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36" (la abertura se considerara de 50% del diámetro de la tubería, equivalente a 18") y longitud de 816 m; que, a su vez, generaría una nube tóxica de metano por dispersión del gas. El gas se transporta a 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sutituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572 \text{ m})^2 \times 816 \text{ m} = 536 \text{ m}^3$$

Por lo tanto, el volumen alimentado para este escenario es de 536 m³.

En la Tabla 9.58, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.58 Información de entrada escenario 1 (CMP).

Parámetro	Entrada
Volumen	536 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Tamaño del orificio	18"
Coefficiente de descarga	0.81

Escenario 2 (CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36" y longitud de 816 m; que, a su vez, generaría una nube tóxica de metano por dispersión del gas. El gas se transporta a 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sustituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572m)^2 \times 816m = 536 m^3$$

Por lo tanto, el volumen alimentado para este escenario es de 536 m³.

En la Tabla 9.59, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.59 Información de entrada escenario 2 (CC).

Parámetro	Entrada
Volumen	536 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Diámetro interno de la tubería	36"

Escenario 3 (CMP). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36" (la abertura se considerara de 50% del diámetro de la tubería, equivalente a 18") y longitud de 816 m; 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 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sustituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572m)^2 \times 816 m = 536 m^3$$

Por lo tanto, el volumen alimentado para este escenario es de 536 m³.

En la Tabla 9.60, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.60 Información de entrada escenario 3(CMP).

Parámetro	Entrada
Volumen	536 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Tamaño del orificio	18"
Coeficiente de descarga	0.81

Escenario 4 (CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (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 del buque de perforación, la liberación se produce de forma vertical por una tubería de diámetro de 36" y longitud de 816 m; 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 41°C y 3,012 psi de la reserva hasta el piso de perforación, donde se libera a presión atmosférica y aproximadamente 41°C. A continuación, se presentan los cálculos realizados para determinar los parámetros de alimentación:

- Para el caso del cálculo del volumen estático, contenido en la sección de tubería tomado como parámetro para este escenario, y sutituyendo en la Ecu 1), tenemos:

$$V = \pi \times (0.4572m)^2 \times 816 m = 536 m^3$$

En la Tabla 9.61, se resumen los datos de entrada que se consideraron para la modelación, con base en los argumentos anteriormente expuestos.

Tabla 9.61 Información de entrada escenario 4 (CC).

Parámetro	Entrada
Volumen	536 m ³
Temperatura de salida del gas	41°C
Presión	3,012 psi
Elevación	19 m
Diámetro interno de la tubería	36"

Escenario 5 y 6 (CMP y CC). Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación (Explosión).

Debido a que los datos de alimentación al software son los mismos a los utilizados para los escenarios 5 y 6 de Polok-1 se realizará el análisis correspondiente a estos escenarios en paralelo para ambos pozos.

Resultados 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 para ambos pozos (Polok-1 y Pozo 2), se presentan los radios de las áreas de afectación por la generación de los escenarios indicados en la Tabla 9.62 y Tabla 9.63.

Las hojas de resultados para los escenarios de simulación pueden encontrarse en el Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación.

Tabla 9.62 Radios potenciales de afectación Polok-1.

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 del buque de perforación , CMP (Dispersión Tóxica)	752.5	1,583.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CC (Dispersión Tóxica)	1,618.8	2,877.2	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
3	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CMP (Radiación térmica- Jet Fire)	N/A	N/A	18.4 a 18.8 kW/m ²	435.5	904.1	N/A	N/A	N/A
4	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CC (Radiación térmica- Jet Fire)	N/A	N/A	20.68 a 21.3 kW/m ²	484.7	1,013.2	N/A	N/A	N/A
5	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CMP (Explosión)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4.9 a 8.8 psi	472.1	866.1
6	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CC (Explosión)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4.9 a 8.8 psi	594.8	1,091.2

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

Nota: Los valores presentados para la zona de alto riesgo por daño a equipos son las distancias viento abajo de los máximos índices de radiación térmica y ondas de sobrepresión provenientes de los resultados obtenidos por el software, disponibles en el Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación.

Tabla 9.63 Radios potenciales de afectación Pozo 2.

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 del buque de perforación , CMP (Dispersión Tóxica)	1,074.0	2,055.4	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
2	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CC (Dispersión Tóxica)	2,283.8	3,807.6	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
3	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CMP (Radiación térmica- Jet Fire)	N/A	N/A	18.4 a 18.8 KW/m ²	435.5	904.1	N/A	N/A	N/A
4	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CC (Radiación térmica- Jet Fire)	N/A	N/A	19.8 a 21.3 KW/m ²	464.4	968.4	N/A	N/A	N/A
5	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CMP (Explosión)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4.9 a 8.8 psi	472.1	866.1
6	Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación , CC (Explosión)	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	4.9 a 8.8 psi	594.8	1,091.2

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

Nota: Los valores presentados para la zona de alto riesgo por daño a equipos son las distancias viento abajo de los máximos índices de radiación térmica y ondas de sobrepresión provenientes de los resultados obtenidos por el software, disponibles en el Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación.

En los resultados de modelación para el caso de dispersión de la nube tóxica en el Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación, se puede apreciar que los indicadores “Precipitación” y “Recuperación de vapores del charco de fuego” son cero, por lo que se puede esperar que la tasa de líquido o la masa líquida total eliminada de la nube en forma de precipitación es insignificante y por lo tanto el charco de combustible no se genera. En estos casos se dice que se cuenta con una precipitación instantánea y que la tasa de derrame es igual a cero.²⁵

Representación en 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, 3 y 5) de los eventos que producirían los mayores radios de afectación hacia el medio ambiente, el personal y las instalaciones en los pozos Polok-1 y Pozo 2 dentro del AC29 de la Figura 9.16 a Figura 9.27. Los resultados mostrados en las figuras mencionadas 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 del Capítulo 9 Planos de afectación del Análisis detallado de consecuencias.

²⁵ Pool vaporisation theory, DVN GL, Octubre 2017.

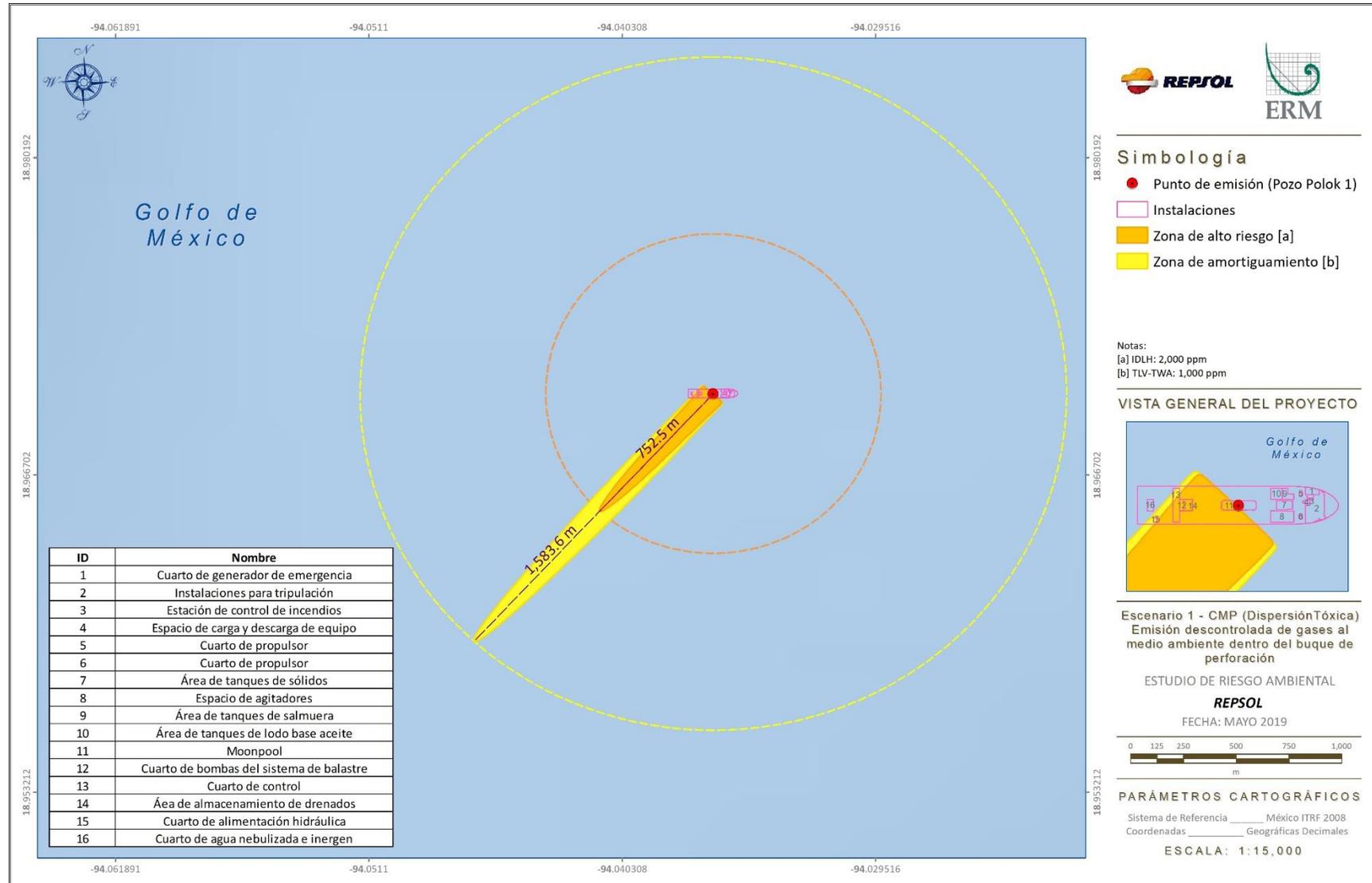


Figura 9.16 Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Dispersión Tóxica) Polok-1.

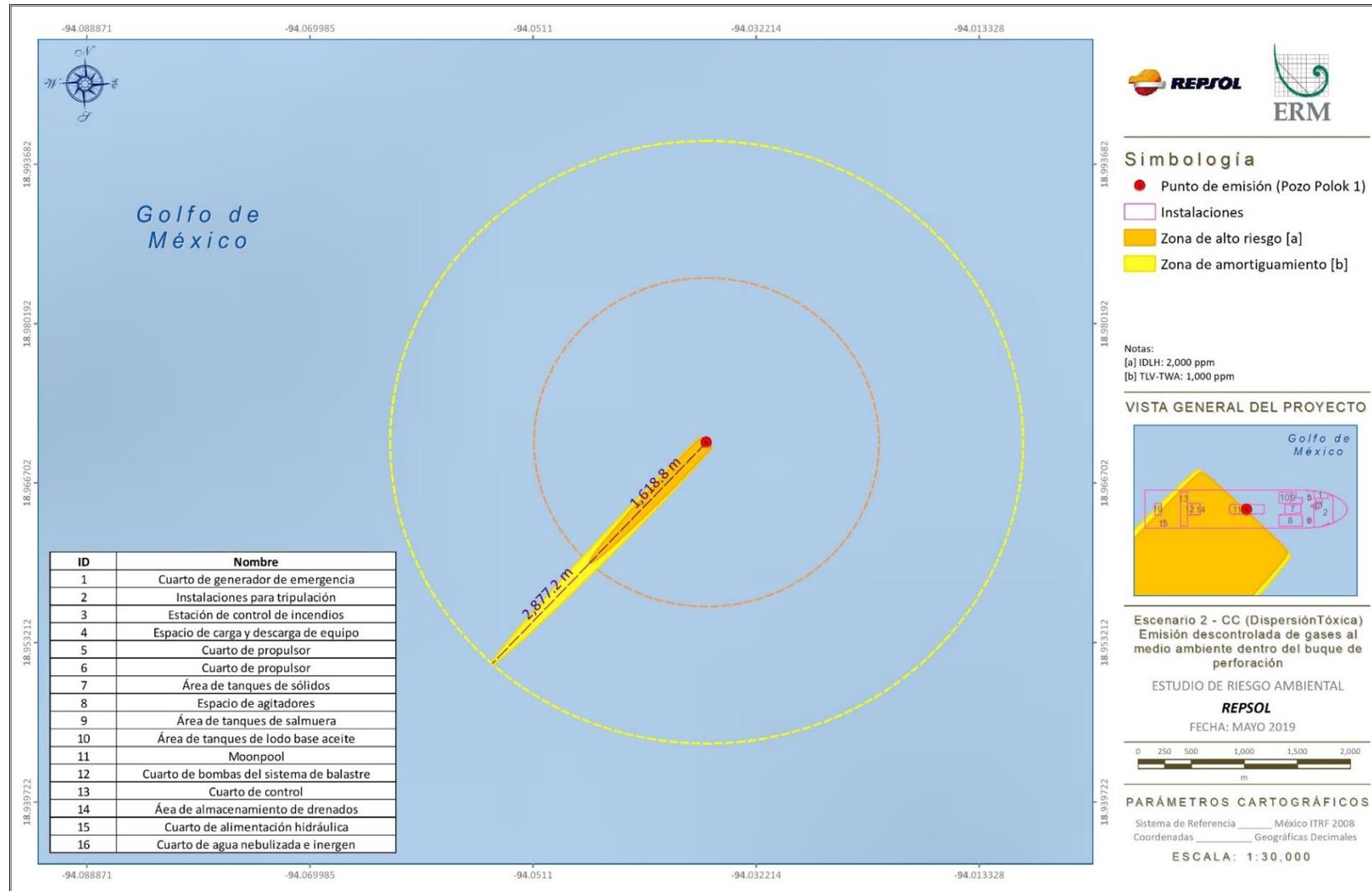


Figura 9.17 Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Dispersión Tóxica) Polok-1.

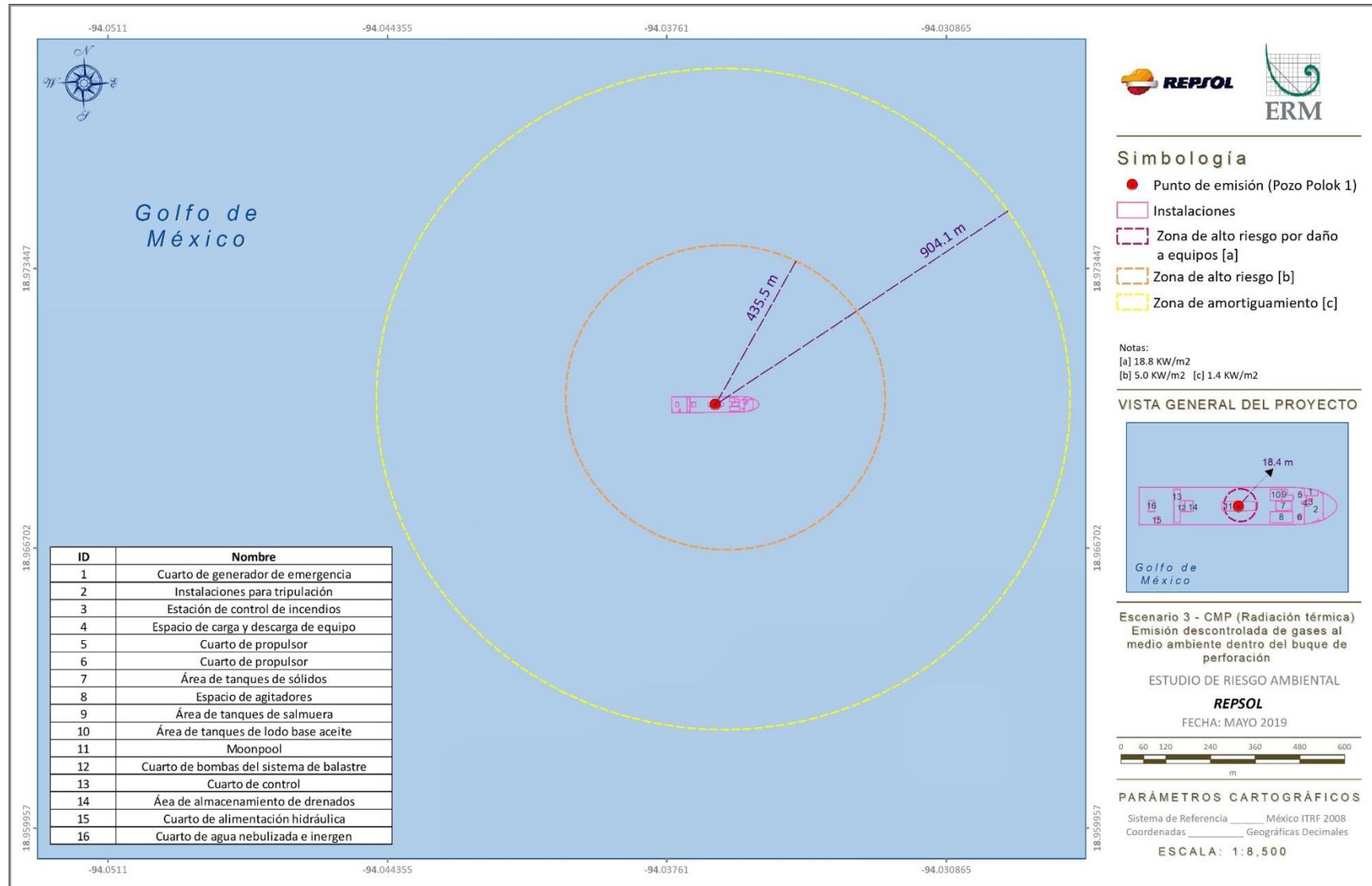


Figura 9.18 Escenario 3. . Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Dardo de fuego por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Radiación térmica) Polok-1.

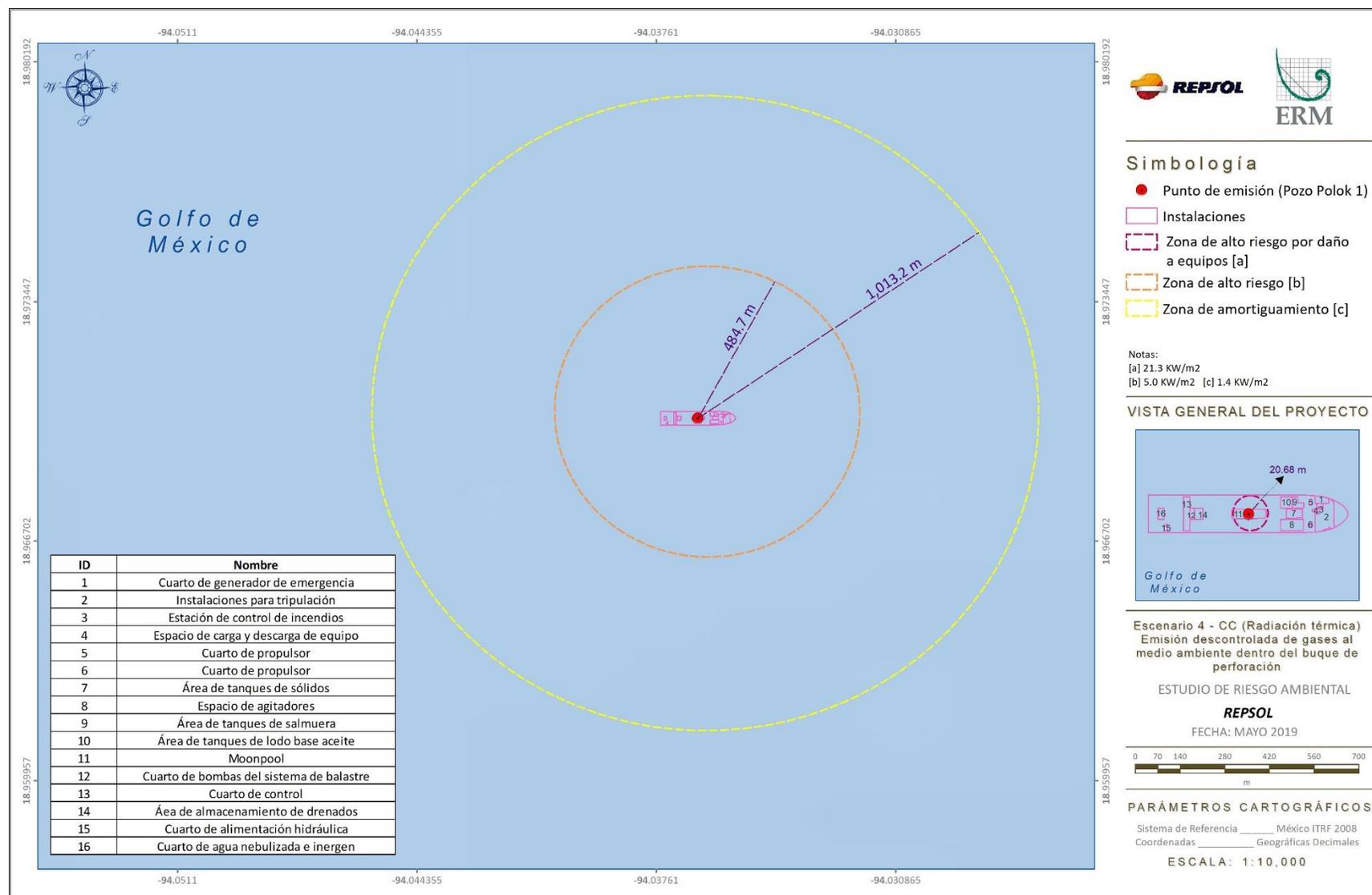


Figura 9.19 Escenario 4. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Dardo de fuego por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Radiación térmica) Polok-1

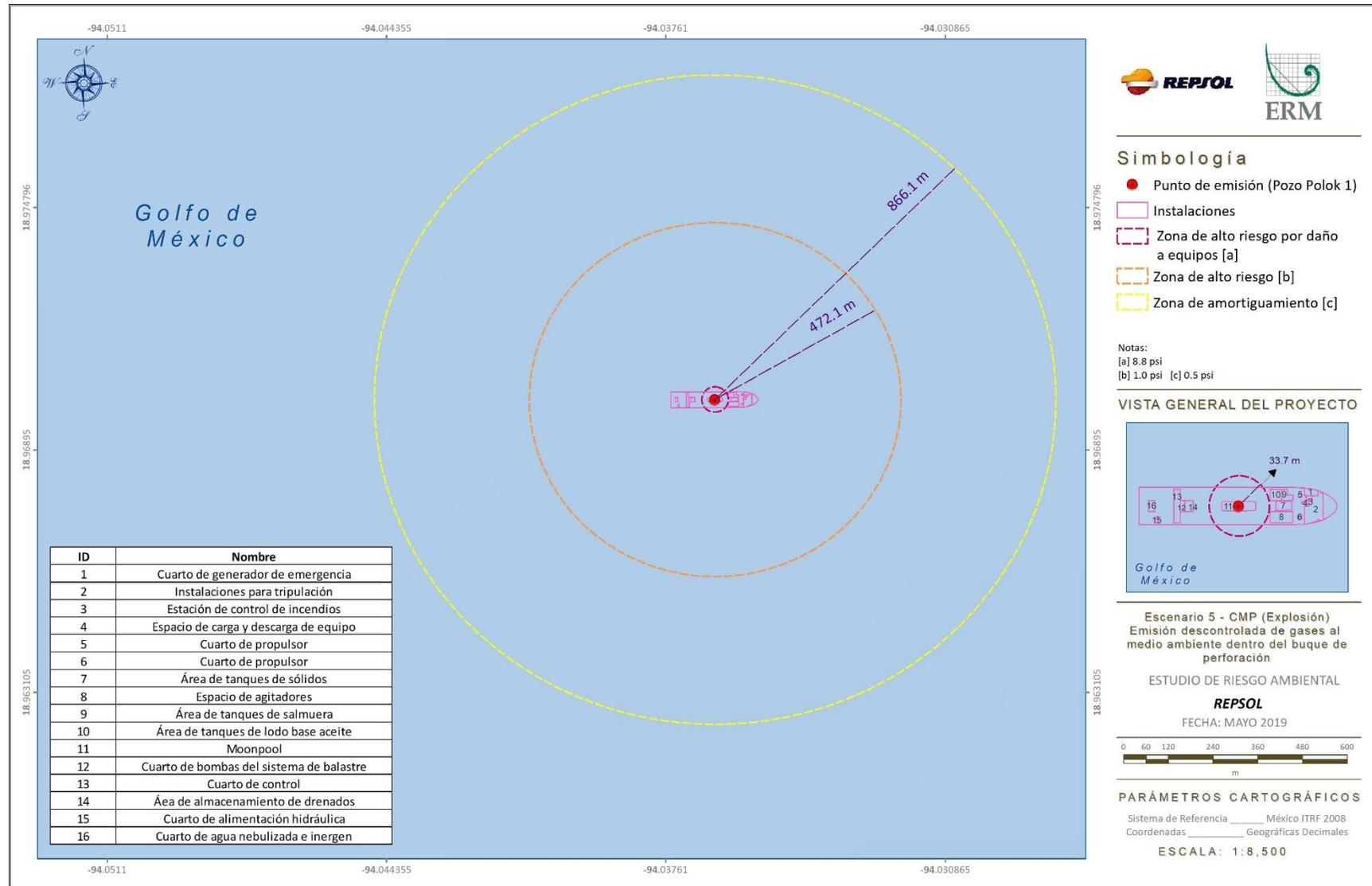


Figura 9.20 Escenario 5. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube inflamable en el 50% del área congestionada en cubierta. (CMP Explosión)Polok-1.

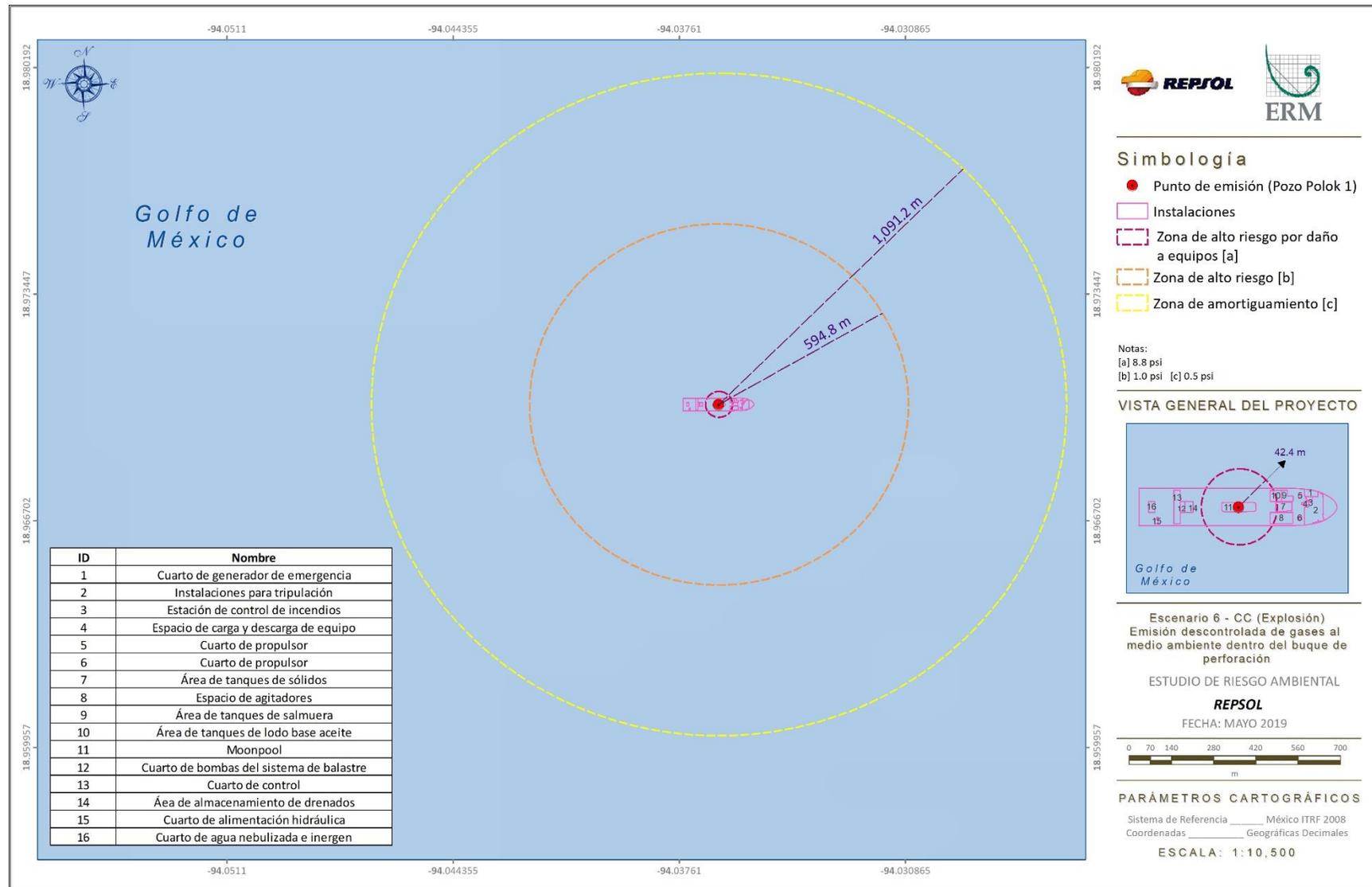


Figura 9.21 Escenario 6. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube inflamable en el 100% del área congestionada en cubierta (CC Explosión) Polok-1.

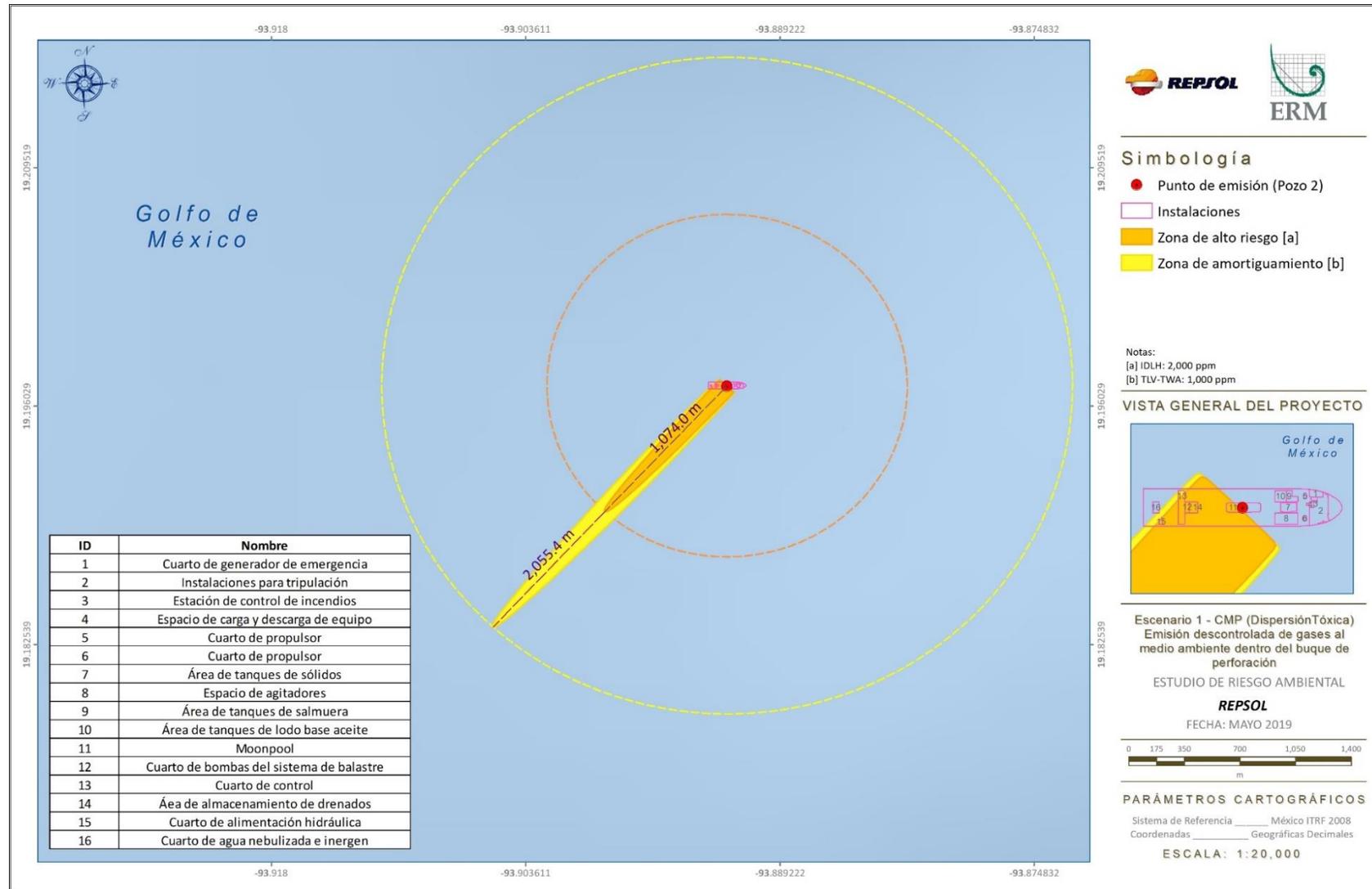


Figura 9.22 Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Dispersión Tóxica Pozo 2)

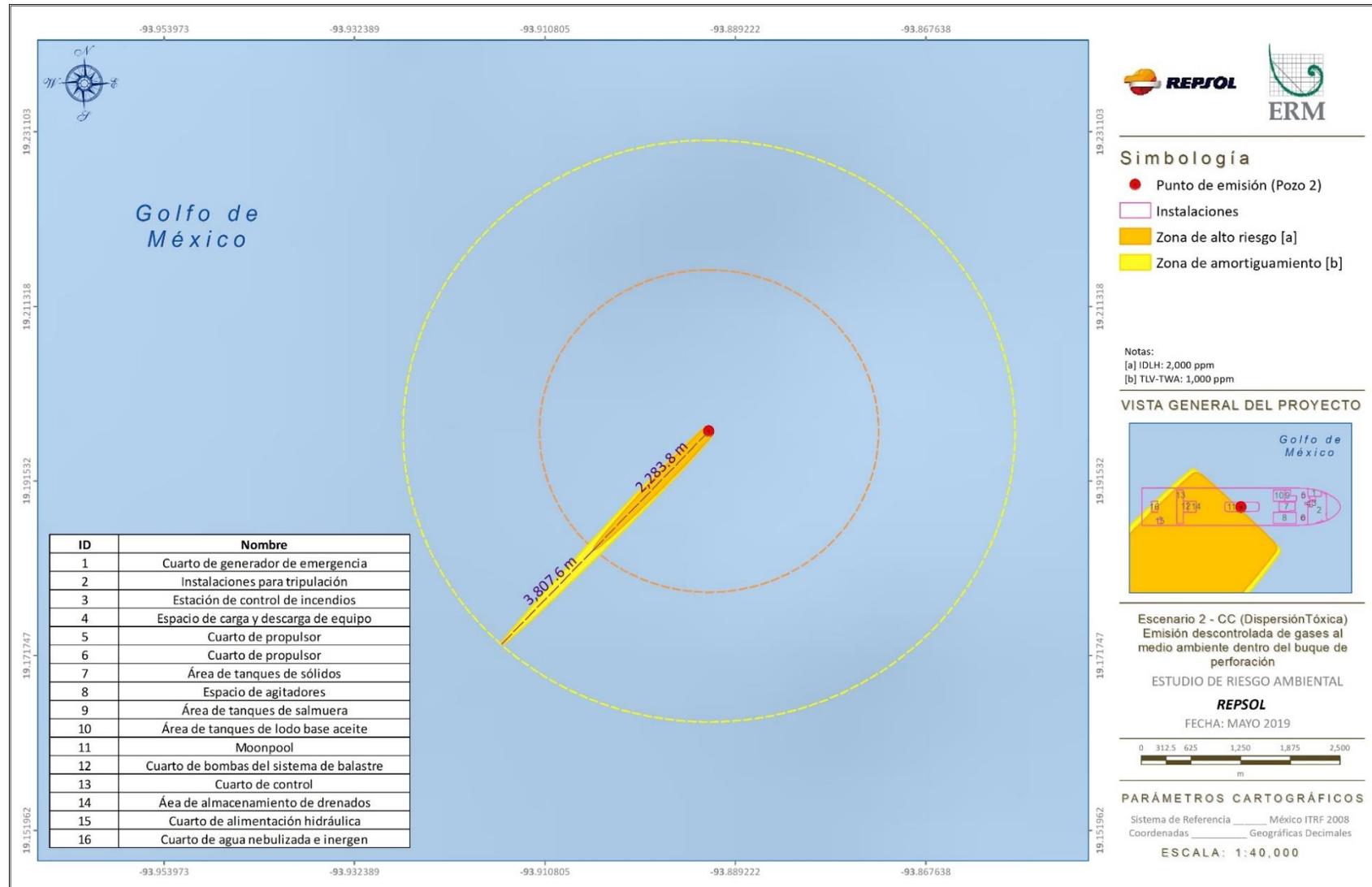


Figura 9.23 Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube tóxica de metano por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Dispersión Tóxica) Pozo- 2.

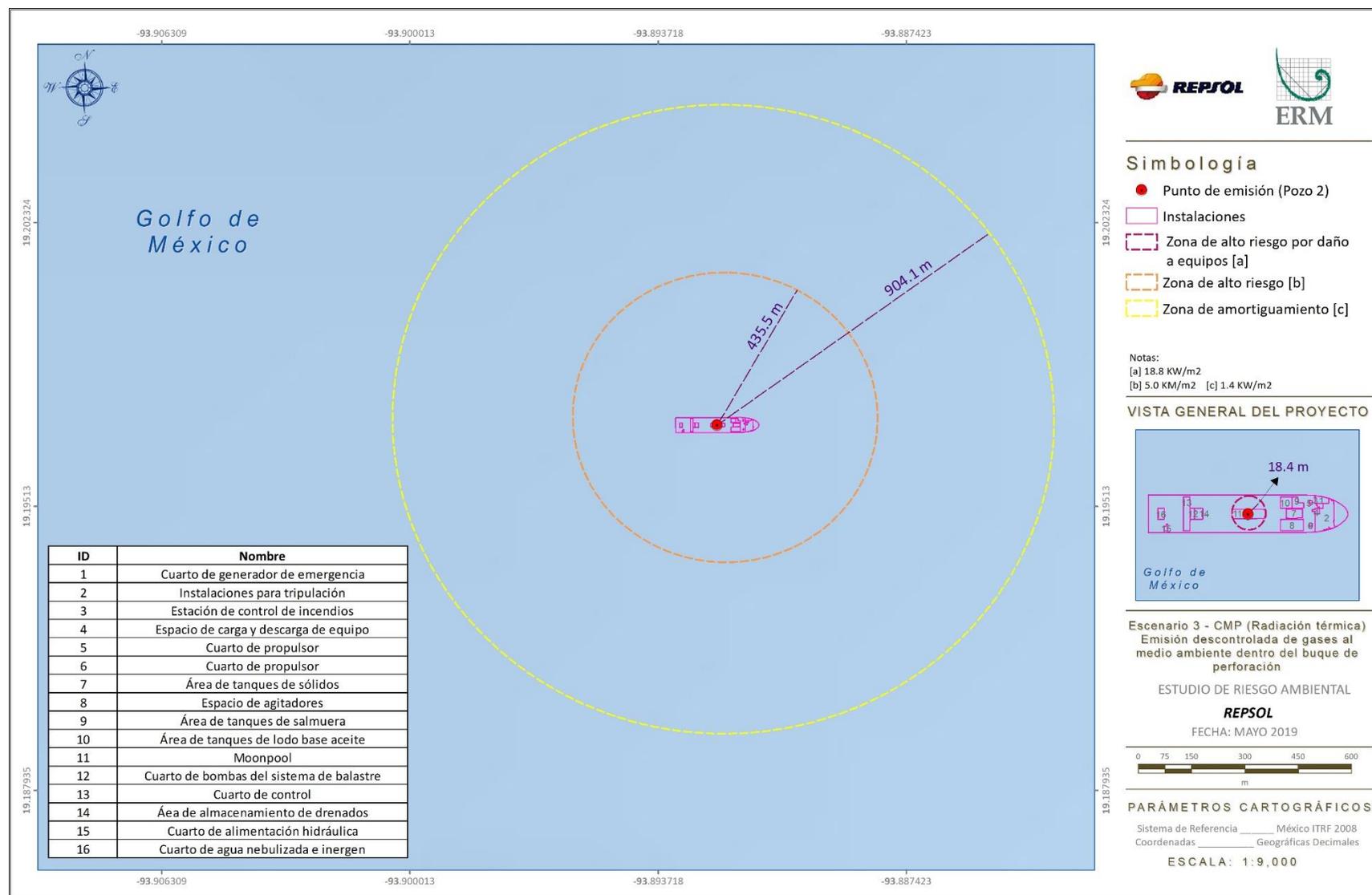


Figura 9.24 Escenario 3. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente del buque de perforación. Dardo de fuego por fuga en el 50% del diámetro de la tubería (CMP Radiación térmica) Pozo-2.

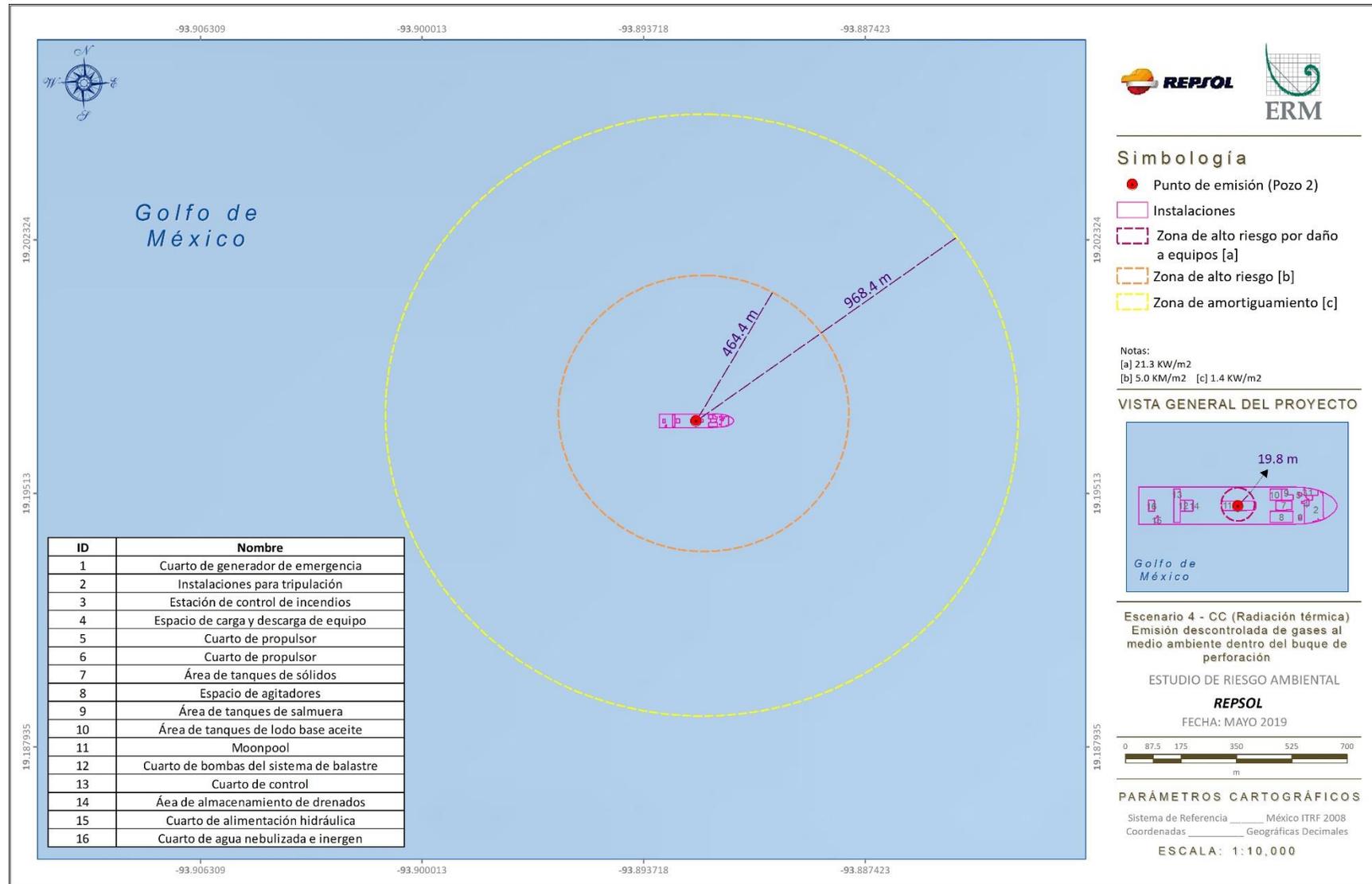


Figura 9.25 Escenario 4. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación . Dardo de fuego por fuga en el 100% del diámetro de la tubería (CC Radiación térmica) Pozo-2.

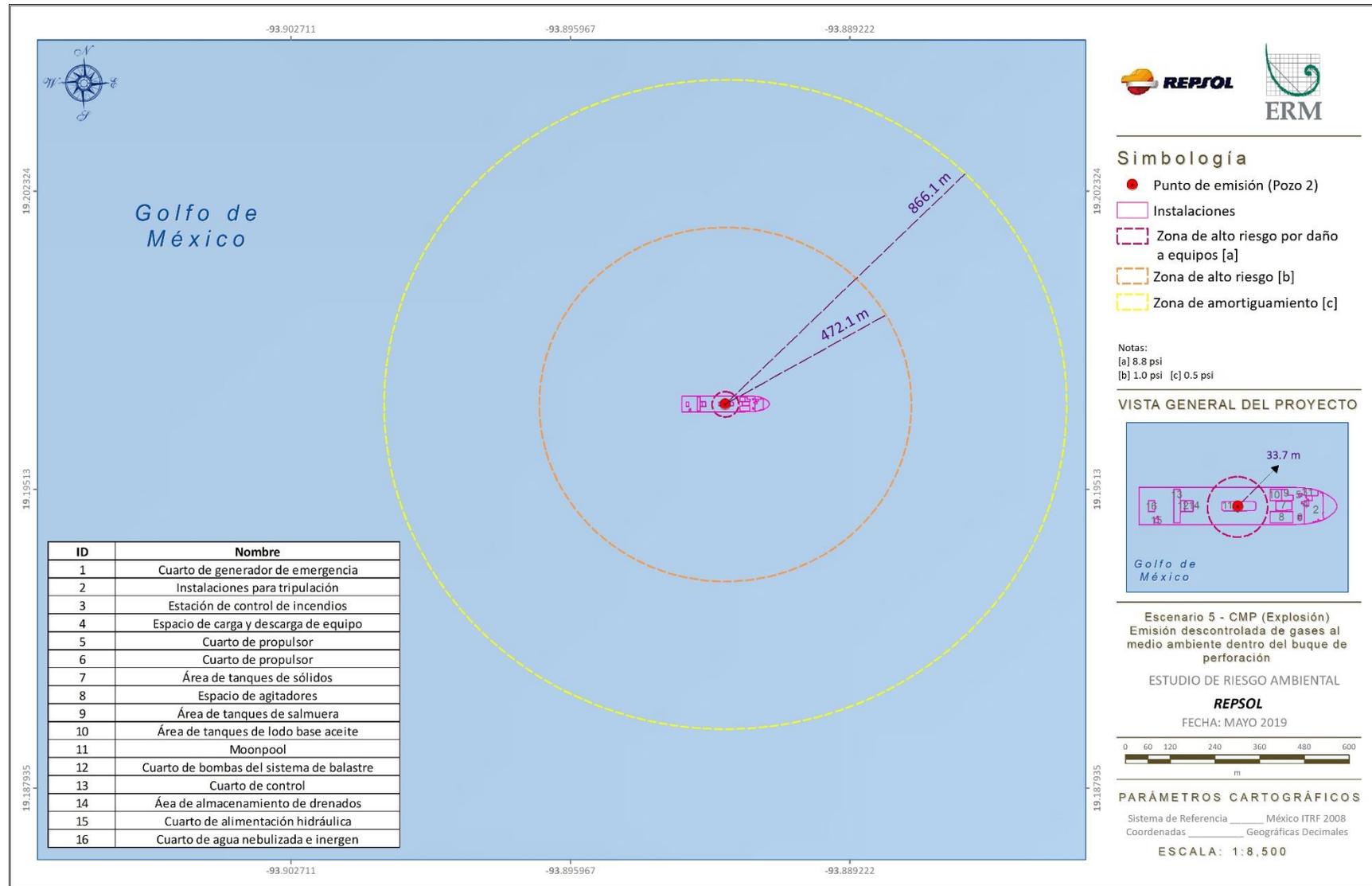


Figura 9.26 Escenario 5. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. Formación de nube inflamable en el 50% del área congestionada en cubierta (CMP Explosión) Pozo-2

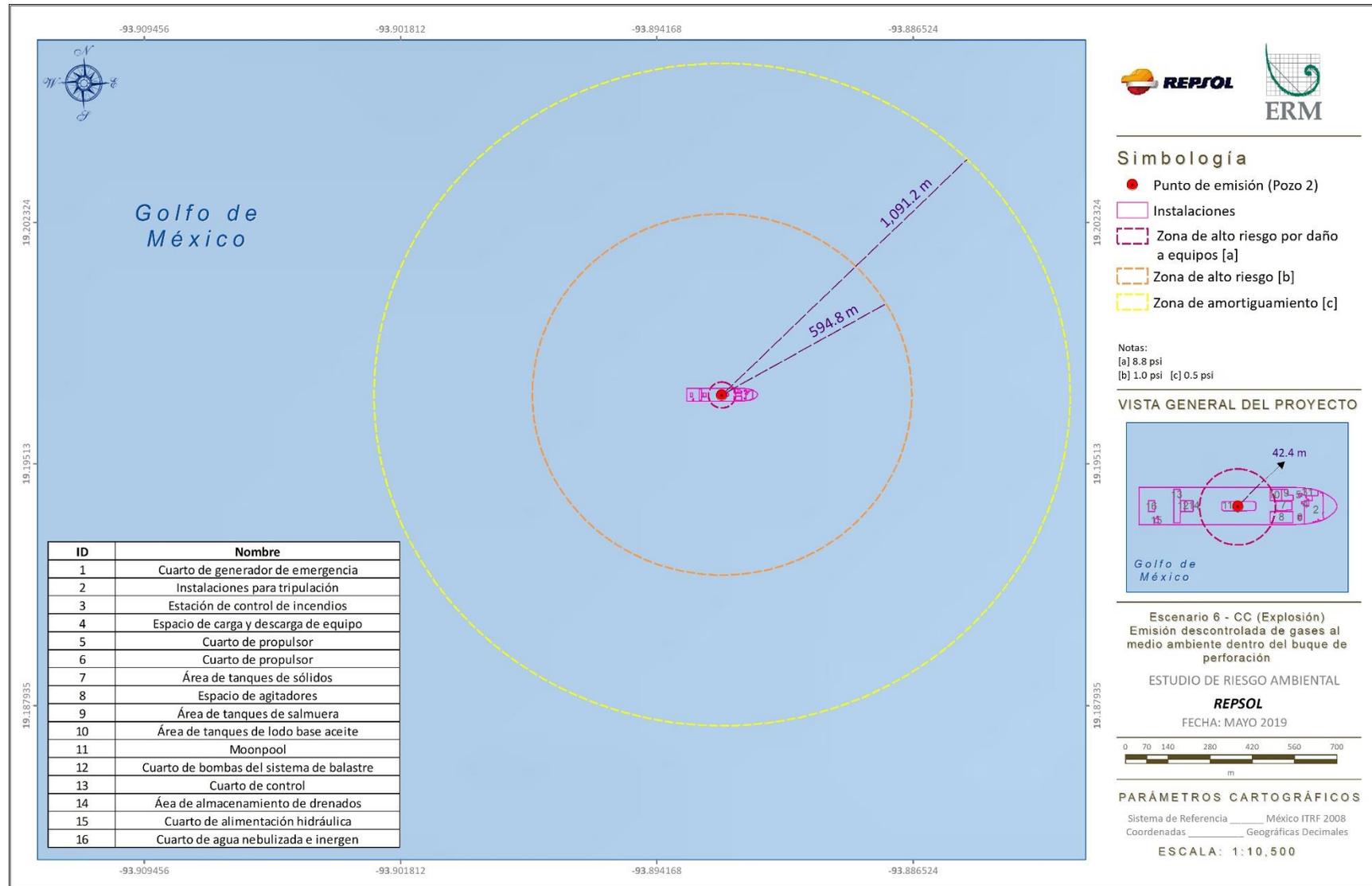


Figura 9.27 Escenario 6. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación . Formación de nube inflamable en el 100% del área congestionada en cubierta (CC Explosión) Pozo 2.

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.

Repsol cuenta con el siguiente plan de acción para cualquiera de los dos casos:

- Para el primer caso, el control de pozo se contemplan varios contratistas (Wild Well Control, OSRL, DSDS) y la activación de respuesta de capping stack, herramientas de control de pozo y pozo de alivio.
- Para el segundo caso, en la situación de derrame de hidrocarburos se contemplan varios contratistas (NRC y ORSL) y la activación de recursos y tiempos de respuesta para atención de derrames Tier 1,2 y 3.

El plan logístico incluye la movilización del Capping Stack desde su base, y el plan de movilización se presenta en la Tabla 9.64. El Plan de Respuesta a Reventón de Pozo (descrito en la sección 9.6.3), en su

versión más actualizada, presentará detalles del plan logístico más preciso, según se vayan definiendo los detalles del proyecto.

Tabla 9.64 Duración estimada para la instalación y control de pozo con el equipo Capping Stack

Acción Requerida	Tiempo (Días)
Evacuación y movilización de equipos de respuesta a derrames y equipos de control	1
Evaluación y planeación	1
Movilización de Capping Stack	27
Conexión y contención	13
Tiempo total	40 Días

Fuente: Repsol, 2019

El programa de operaciones para instalar el Capping Stack será presentado, en caso de ser requerido, una vez que el Capping Stack esté bajo custodia de Repsol 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 40 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 125 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 9.65. El Plan de Respuesta a Reventón de Pozo (descrito en la sección 9.6.3), en su versión más actualizada, presentará detalles del plan logístico más preciso, según se vayan definiendo los detalles del proyecto.

Tabla 9.65 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.	40
Completar trámites aduanales	1
Movilizar material y equipo necesario para iniciar la perforación desde el puerto de Tampico y montaje del equipo de perforación.	En paralelo con movilización de MODU
Perforar la sección de 42" por técnica de <i>jetteo</i> , permitir que se asiente y posteriormente perforar el agujero de 28" a 504 m e instalar la tubería de revestimiento de 22" y el Alojamiento del Cabezal de pozo de alta presión (HPWHH, <i>High Pressure Wellhead Housing</i>)	10
Instalación del Riser y el BOP y engancharlo al HPWHH. Prueba del revestimiento de 22"	2
Perforara agujero de 19" y correr la tubería de revestimiento de 13 5/8". Pruebas de BOP. Perforara agujero de 13" y correr la tubería de revestimiento de 12 1/4". Pruebas de BOP. Ahogo de pozo " <i>Dynamic Killing</i> " y control del pozo (para la perforación, el funcionamiento de la tubería y la cementación de las secciones necesarias para alcanzar la profundidad objetivo)	72
Tiempo Total	125 Días

Fuente: Repsol, 2019

Nota: 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 a que es común que, en eventos de pérdida de control de pozo o reventones, operadores cercanos de unidades 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.

Estimación de flujo de descarga

A continuación, se presenta la metodología, datos y los resultados para la estimación de flujo de descarga.

Metodología

Se utilizó el software Prosper (Petroleum Experts) para simular las tasas de descarga en caso de un reventón de pozo. 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) e 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.

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 unidad, donde existen condiciones atmosféricas. Para los reventones submarinos, 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 unidad.

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, atasque 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.

Datos e información

En la Tabla 9.66 y Tabla 9.67 se presentan los datos y la información respecto a las propiedades de la reserva y del fluido, proporcionada por Repsol, para la determinación del flujo de descarga de ambos pozos.

Tabla 9.66 Datos de la Reserva para Polok.

Propiedad de la Reserva	Unidad	Polok-1 y Pozo 2
Profundidad de formación	m TVD RKB	2926
Temperatura	°C	41
Presión	psia	3012
Porosidad	fracción	0.2
Permeabilidad	mD	120

Fuente: Repsol, 2019

Tabla 9.67 Propiedades del fluido de la reserva esperado de Polok-1 y Pozo 2.

Propiedad	Unidad	Polok-1 y Pozo 2
Densidad crudo	API	25
G.O.R. (Proporción gas/crudo)	scf/STB	432
Factor de Formación, Bo	RB/STB	1.19

Fuente: Repsol, 2019

Resultados de la estimación del flujo de descarga

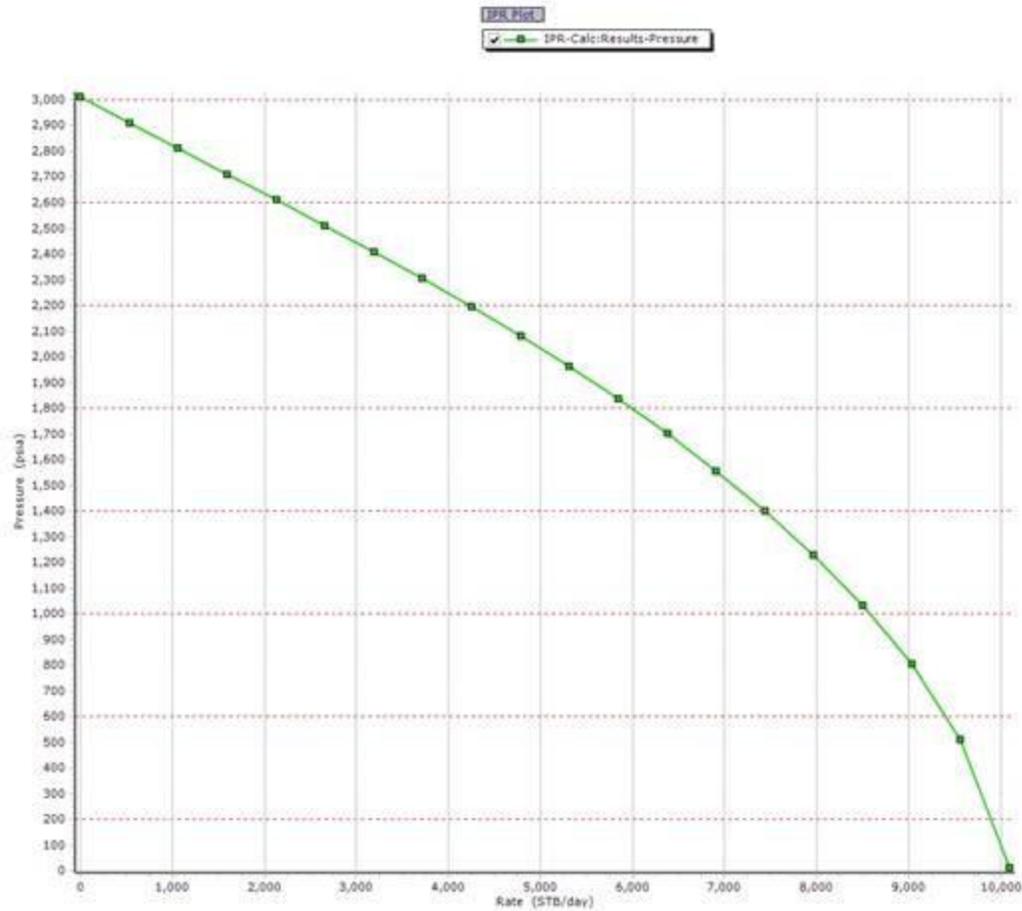
Índice de Productividad

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.

El flujo de descarga es dependiente de las características del reservorio, así como de la tendencia del pozo a llenarse naturalmente, así como el tiempo que tarda la intervención en caso de un reventón de pozo. A continuación, en la Figura 9.28 se presenta el IPR resultante de la simulación en el Software Prosper para el cálculo del flujo de descarga que es de 10,094 STB/ día.²⁶

²⁶ STB: *Stock Tank Barrels* es la cantidad remanente de hidrocarburos estables después de que los componentes líquidos volátiles se disolvieron y evaporaron después del reventón de pozo.



CALCULATED DATA		
AOF :	10094.1	(STB/day)
Formation PI (No Skin) :	8.91	(STB/day/
Skin :	3.00	

Fuente: Repsol, 2019.

Figura 9.28 IPR de Polok-1 y Pozo 2.

Por lo tanto, para los propósitos de la simulación se procedió a utilizar el valor de 10,094 STB/día para ambos pozos (Polok-1 y Pozo 2). Este valor está asociado al mayor flujo de derrame que podría presentarse por las actividades de perforación y se consideró representativo para el AC29.

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.

Referencia de derrame de hidrocarburo en mar.

Espesor significativo de la mancha

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 9.68, 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 9.68 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, 2019

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 9.69).

Tabla 9.69 Valores Umbral de los Espesores del Hidrocarburo.

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

Fuente: ERM, 2019

μm = micrómetros

Umbrales de COSIM

Flujo másico significativo en la línea de costa

Para evaluar el potencial de los impactos del petróleo en las aves y la vida silvestre en las costas para su uso en estudios de evaluación de riesgos ambientales, French-McCay (2009) publicó una evaluación de la sensibilidad de varios animales al petróleo. French-McCay recomendó un umbral de 100 g/m² como valor razonable para indicar cuándo una cantidad suficiente de masa de petróleo por unidad de área puede causar un impacto a las aves playeras y la vida silvestre en o a lo largo de la costa.

Concentración crítica Hidrocarburos Aromáticos Disueltos (HAD)

Para la evaluación toxicológica, se calculó la suma de los HAD para evaluar el potencial de efectos acuáticos agudos en la biota (es decir, por narcosis). Los umbrales de toxicidad para los aromáticos se encuentran en la literatura en términos de una LC50 de 96 horas (es decir, la concentración en la que el 50% de los organismos de ensayo mueren después de la exposición a condiciones constantes durante un período de 96 horas).

Según ANZECC y ARMCANZ (2000) y French (2000), los valores aromáticos disueltos de LC50 de 96 horas oscilan entre 100 y 1.000 ppb. Se supone que los desencadenantes de baja fiabilidad, concentraciones por debajo de las cuales no cabe esperar efectos tóxicos (en realidad, una concentración sin efectos observables o CSEO), son de 10 a 100 veces inferiores a la CL50 de 96 horas. Para permitir un margen de seguridad significativo, se eligió un valor muy conservador de 5 ppb como umbral de disparo de baja confiabilidad de 96 horas para organismos sensibles.

En la Tabla 9.70 se presenta un resume de la importancia de los resultados del modelo de derrames y cómo se pueden usar en una evaluación general de riesgos con base a diferentes componentes. Esto componentes son: términos de la probabilidad de que el hidrocarburo entre en contacto con el agua, la distribución espacial de la capa oleosa de la superficie, el espesor del hidrocarburo, la probabilidad de que el hidrocarburo llegue a la costa, el tiempo que tarda el hidrocarburo en desplazarse a varias ubicaciones, así como las concentraciones de hidrocarburos aromáticos disueltos (HAD).

Tabla 9.70 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, 2019

Para la presentación de resultados, se usaron dos suposiciones de umbrales críticos en el diseño de los modelos y la interpretación de los resultados. Estas suposiciones abordan los umbrales críticos para el espesor de las capas oleosas del hidrocarburo y las concentraciones de HAD, así como la relación directa con los efectos ecológicos (ver Tabla 9.71).

Tabla 9.71 Suposiciones de Umbrales.

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

Fuente: ERM, 2019

µm = micrómetros; ppb = partes por billón

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, Máxima Cantidad de Petróleo en la línea costera y Tiempo más corto en llegar a la costa*) 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)²⁷. Estos tres diferentes peores casos y condiciones meteoceanicas se consideraron para simular un derrame promedio de 10,094 Barriles “Stock tank” por día (sbpd) de crudo con una duración de la liberación de 40 días y 125 días (con un volumen total de 407, 760 STB y 1,261,750 STB 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.

²⁷ Información obtenida del Informe Detallado de la Línea Base Ambiental para el Área Contractual No. 9 en el Golfo de México preparado por ERM.

En la Tabla 9.72 y en la Tabla 9.73 se presentan un resumen de los diferentes escenarios y temporadas del año simuladas, respectivamente para el Área Contractual No. 29 en el pozo *Polok-1* y *el Pozo 2*.

Tabla 9.72 Escenarios simulado.

Escenarios	Pozo	Duración del derrame	Latitud (N)	Longitud (O)	Profundidad de la liberación (m)
Reventón (hidrocarburo)	Polok - 1	40 días / 55 días	18° 58' 12.600" N	94° 2' 11.150" O	Tirante de agua (606m)
Reventón (hidrocarburo)	Polok - 1	125 días/ 155 días	18° 58' 12.600" N	94° 2' 11.150" O	Tirante de agua (606 m)
Reventón (hidrocarburo)	Pozo 2	40 días / 55 días	19° 11' 49.870" N	93° 53' 32.010" O	Tirante de agua (816m)
Reventón (hidrocarburo)	Pozo 2	125 días/ 155 días	19° 11' 49.870" N	93° 53' 32.010" O	Tirante de agua (816 m)

Fuente: ERM, 2019

Tabla 9.73 Temporadas del año simuladas.

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

Fuente: ERM, 2018

Diseño de escenario

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 40 días (407, 760 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 15 días adicionales después de que se control del reventón.

El segundo escenario de reventón evaluó un reventón de 125 días (1,261,750 STB) seguido de 30 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 40 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). Para el análisis probabilístico del reventón de 125 días, cubriendo un rango de condiciones hidrodinámicas y meteorológicas, se realizaron un total de 30 simulaciones (las simulaciones no fueron divididas en temporadas debido a que el periodo de tiempo es mayor comparándolo con la duración promedio de las temporadas especificadas y por lo tanto no pertenece a una temporada en particular). Dichas simulaciones se llevaron a cabo para el Área Contractual No. 29 cubriendo 5 años de información hidrodinámica y meteorológica (desde el 1 de junio del 2013 hasta el 31 de diciembre del 2018). Los datos del 2018 también fueron considerados para las simulaciones del reventón de pozo al final del 2017, que continúan en el 2018.

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 25° (903.11 kg/m³) y una viscosidad dinámica de 1.01 centipoise (cP). A continuación, se presentan las propiedades estimadas del hidrocarburo del pozo exploratorio, las cuales también fueron utilizadas para las modelaciones de derrame de hidrocarburo al mar. Para propósitos de modelación de derrame se asumió que el volumen de hidrocarburo está ausente de los gases disueltos (como el ácido sulfúrico) que normalmente escapan del petróleo tras su extracción del yacimiento una vez que la presión que rodea al petróleo se reduce a la presión atmosférica. Por lo tanto, las proporciones volumétricas de los componentes del petróleo crudo están ausentes de los gases disueltos.

Debido a que para los 2 pozos a perforar no se conoce la composición real del hidrocarburo por la etapa actual del Proyecto (exploración) se procedió a utilizar la composición genérica presentada en la Tabla 9.11 para el análisis de consecuencias.

En 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
- Poliaromáticos
- 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 9.29.



Figura 9.29 Área de cuadrícula de derrame de hidrocarburo con ampliación de la sub-cuadrícula de costa.

Resultados de modelaciones de derrame de hidrocarburo al mar

Como resultado de la evaluación de consecuencias realizada para la determinación de la extensión espacial del crudo derramado para tres diferentes peores casos (*Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua, Máxima Cantidad de Petróleo en la línea costera Tiempo más corto en llegar a la costa*) para ambos pozos (Polok-1 y Pozo 2) por los tiempos considerados para el Caso Más Probable (40 días) y el Caso Catastrófico (125 días), se presentan los resultados de las áreas de afectación por la generación de los escenarios indicados de la Tabla 9.74 a la Tabla 9.77.

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

Tabla 9.74 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 40 días por los tres peores casos Polok-1.

Peor escenario	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 con hidrocarburo visible en la superficie oceánica > 1µm	Área máxima con hidrocarburo en la superficie impactando a la vida silvestre > 10µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del hidrocarburo en la costa)	Masa total de hidrocarburo en las costas mexicanas >100 g/m ³
	km ²	km ²	km ²	días	km
Temporada lluviosa (junio a octubre)	38,140	527	0	7.5	0
Temporada frentes fríos anticiclónicos (noviembre a febrero)	60,890	641	0	3.5	0
Temporada Seca (marzo a mayo)	56,824	812	0	3.25	0

STB = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos; µm= micrómetros.

Fuente: ERM 2019

Tabla 9.75 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 40 días por los tres peores casos Pozo 2.

Peor escenario	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 con hidrocarburo visible en la superficie oceánica > 1µm	Área máxima con hidrocarburo en la superficie impactando a la vida silvestre > 10µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del hidrocarburo en la costa)	Masa total de hidrocarburo en las costas mexicanas >100 g/m ³
	km ²	km ²	km ²	días	km
Temporada lluviosa (junio a octubre)	54, 295	153	0	9.5	0
Temporada frentes fríos anticiclónicos (noviembre a febrero)	54, 671	214	0	5.5	0
Temporada Seca (marzo a mayo)	47, 662	198	0	4.5	0

STB = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos; µm= micrómetros.

Fuente: ERM 2019

Tabla 9.76 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 125 días por los tres peores casos Polok-1²⁸.

Peor escenario	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 con hidrocarburo visible en la superficie oceánica > 1µm	Área máxima con hidrocarburo en la superficie impactando a la vida silvestre > 10µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del hidrocarburo en la costa)	Masa total de hidrocarburo en las costas mexicanas >100 g/m ³
	km ²	km ²	km ²	días	km
Total	274,876	1,382	0	4.25	0

STB = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos; µm= micrómetros.

Fuente: ERM 2019

²⁸ Las simulaciones no fueron divididas en temporadas debido a que el periodo de tiempo es mayor comparándolo con la duración promedio de las temporadas especificadas (lluviosa, frentes fríos anticiclónicos y seca) y por lo tanto no pertenece a una temporada en particular.

Tabla 9.77 Resumen de los Resultados del Modelo – Derrame de 10,094 STB/día de Crudo en el Golfo de México por 125 días por los tres peores casos Pozo 2²⁹.

Peor escenario	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 con hidrocarburo visible en la superficie oceánica > 1µm	Área máxima con hidrocarburo en la superficie impactando a la vida silvestre > 10µm	Tiempo mínimo en impactar la costa (deposición del hidrocarburo en la costa)	Masa total de hidrocarburo en las costas mexicanas >100 g/m ³
	km ²	km ²	km ²	días	km
Total	206, 903	601	0	5.25	0

STB = barriles por día; km = kilómetros; km² = kilómetros cuadrados; ppb = partes por billón; HAD= Hidrocarburos Aromáticos Disueltos; µm= micrómetros.

Fuente: ERM 2019

²⁹ Las simulaciones no fueron divididas en temporadas debido a que el periodo de tiempo es mayor comparándolo con la duración promedio de las temporadas especificadas (lluviosa, frentes fríos anticiclónicos y seca) y por lo tanto no pertenece a una temporada en particular

Representación en planos de afectación de los resultados de modelaciones de derrame de hidrocarburo

Derrame por 40 días de 10, 094 STB/día de Hidrocarburo en el Golfo de México para los tres peores casos Polok-1

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, 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 lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca respectivamente para el escenario con duración del derrame de 40 días.

De la Figura 9.36 a la Figura 9.38, se muestran las trayectorias en las temporadas de los resultados más significativos para los peores casos identificados como *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua* (la mayor área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos con 60, 890 km² y la mayor área visible cubierta de hidrocarburo sobre la superficie oceánica durante la temporada seca con 812 km², así como el flujo máximo en la línea de costa durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos. Asimismo se presentan la trayectoria del *Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera* para el escenario de derrame de 40 días durante la temporada seca, ya que representa el tiempo mínimo para impactar la costa siendo de 3.25 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 en el Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación. Al mismo tiempo, los resultados para los WC para cada temporada fueron presentados en la Tabla 9.74.

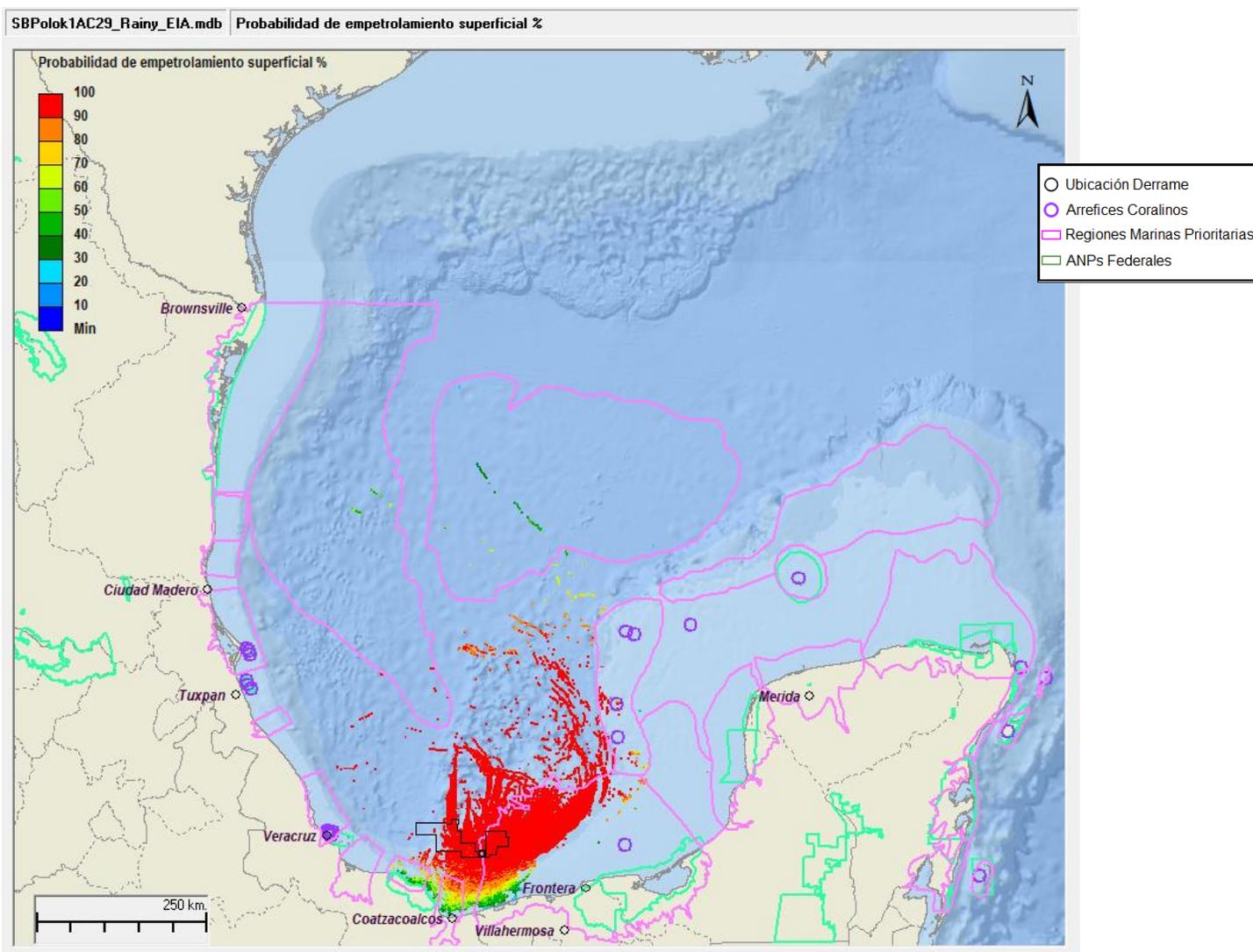


Figura 9.30 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa Polok-1.

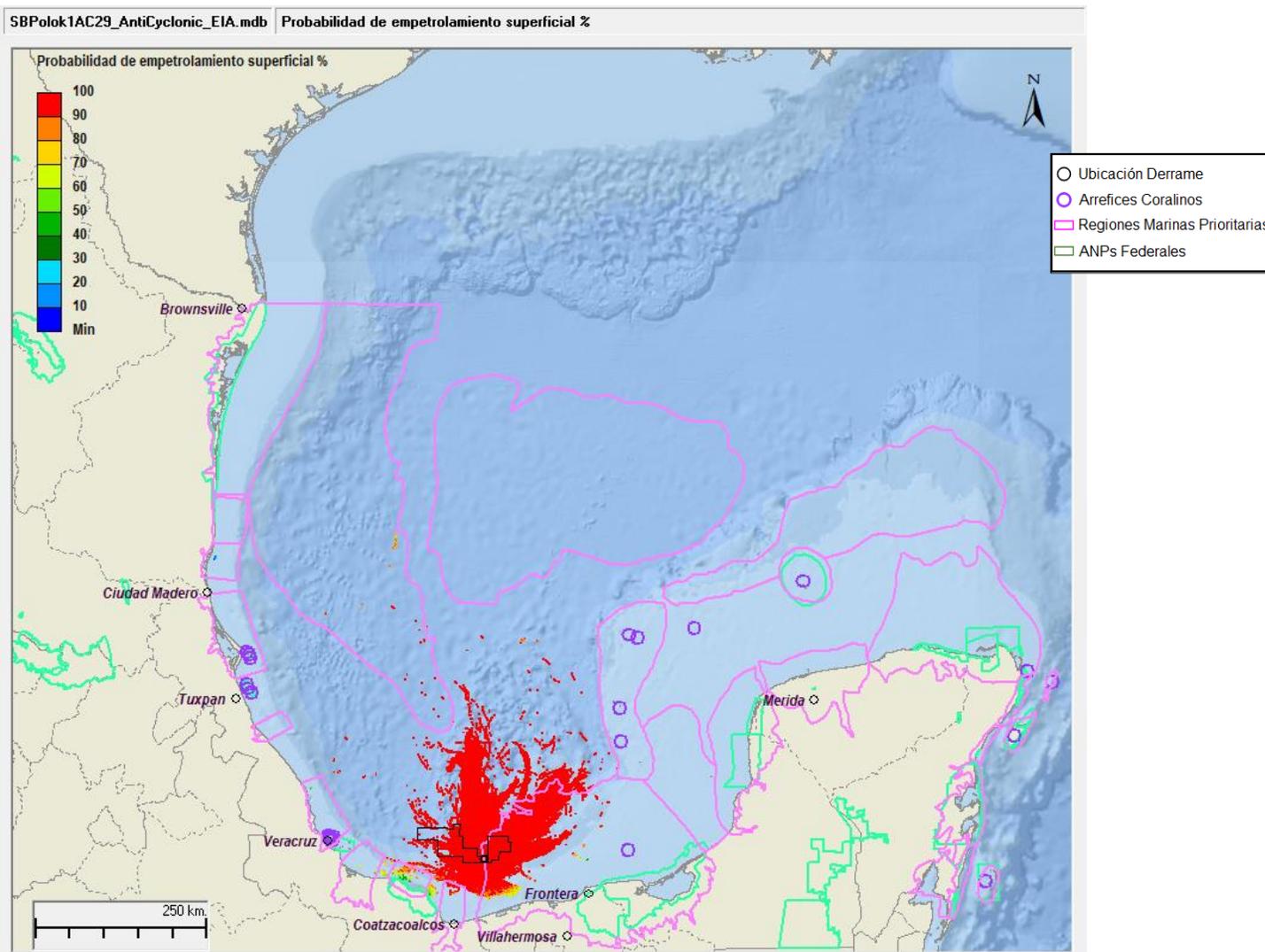


Figura 9.31 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1.

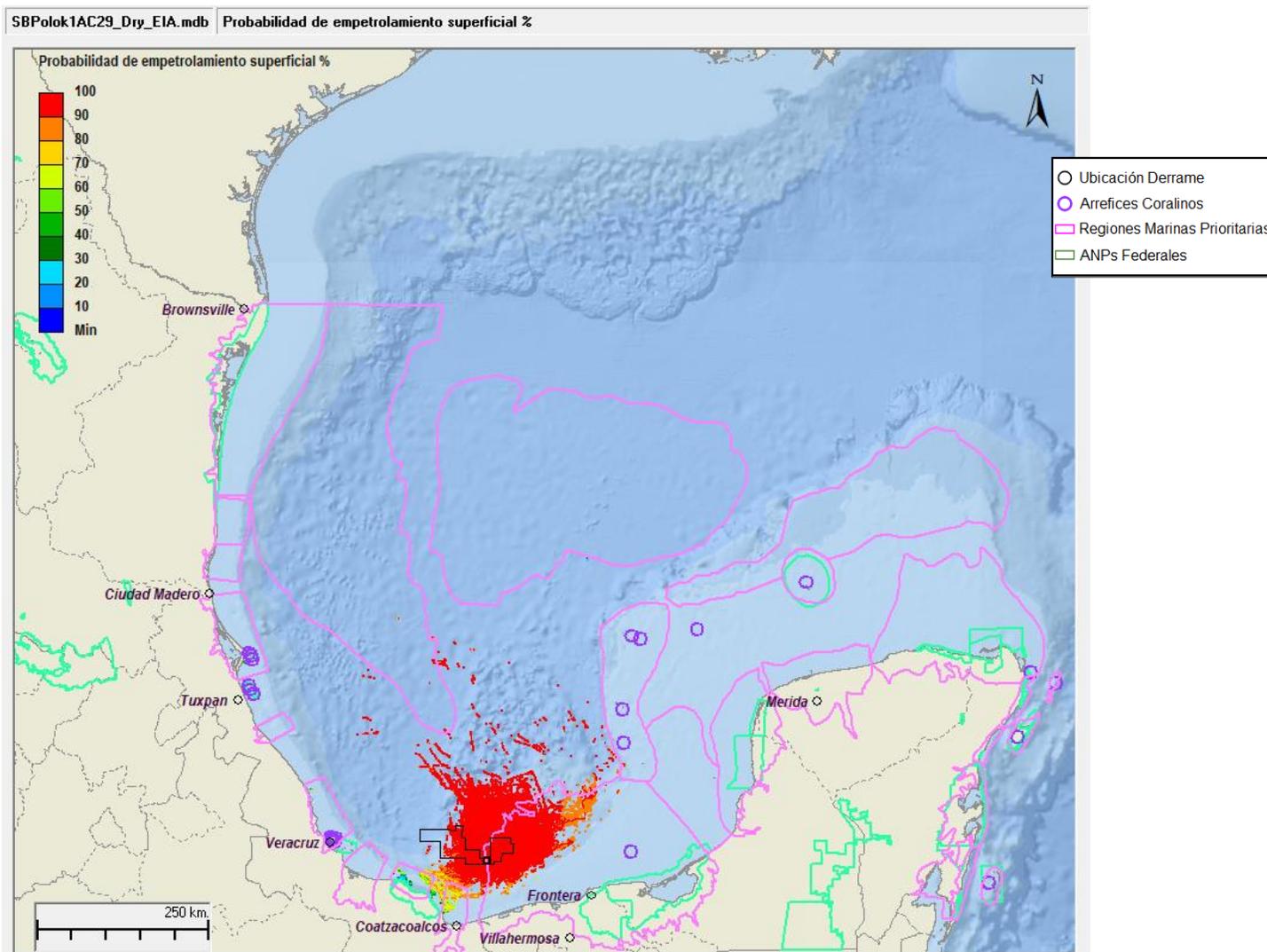


Figura 9.32 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Polok-1.

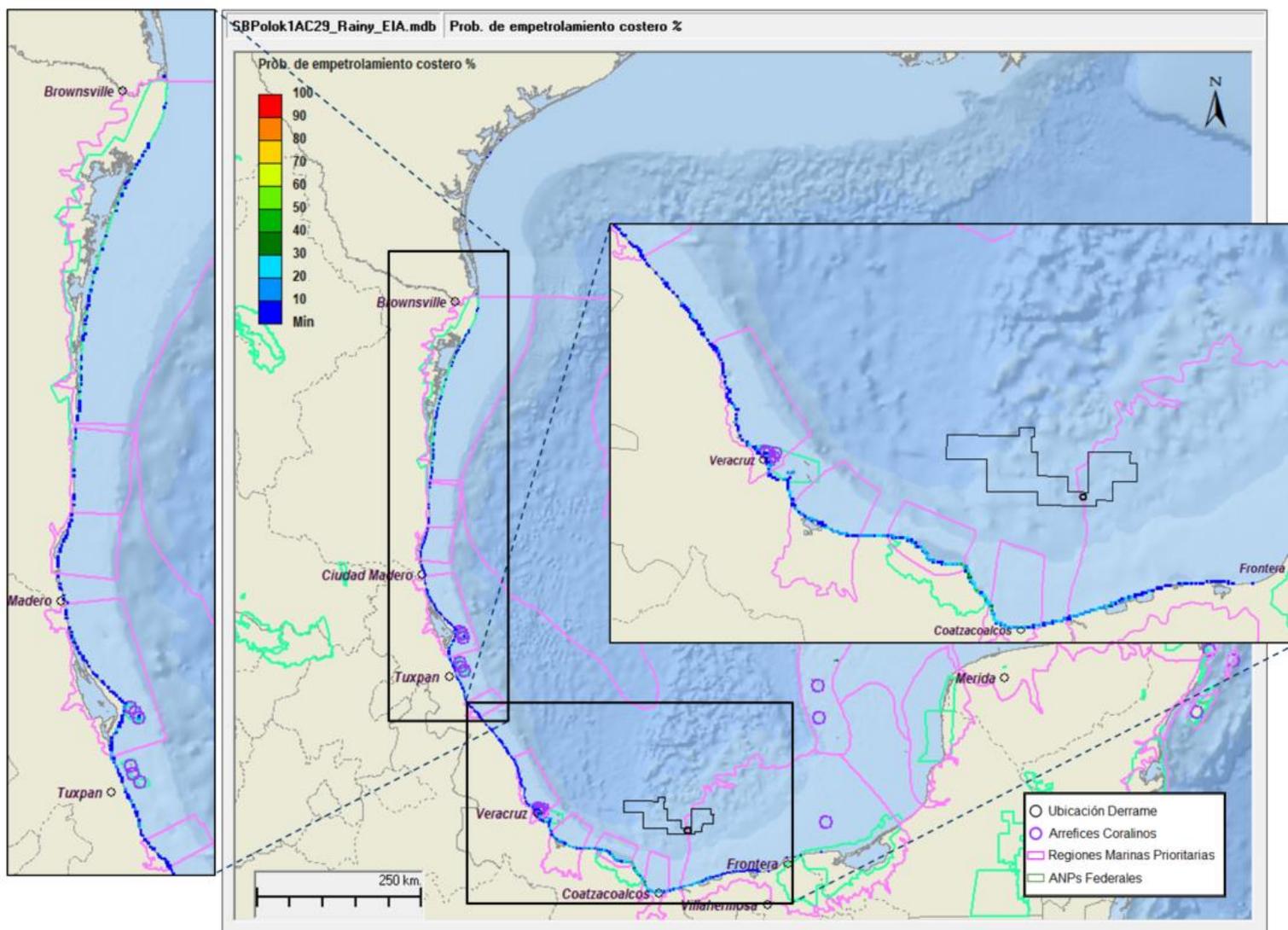


Figura 9.33 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa Polok-1.

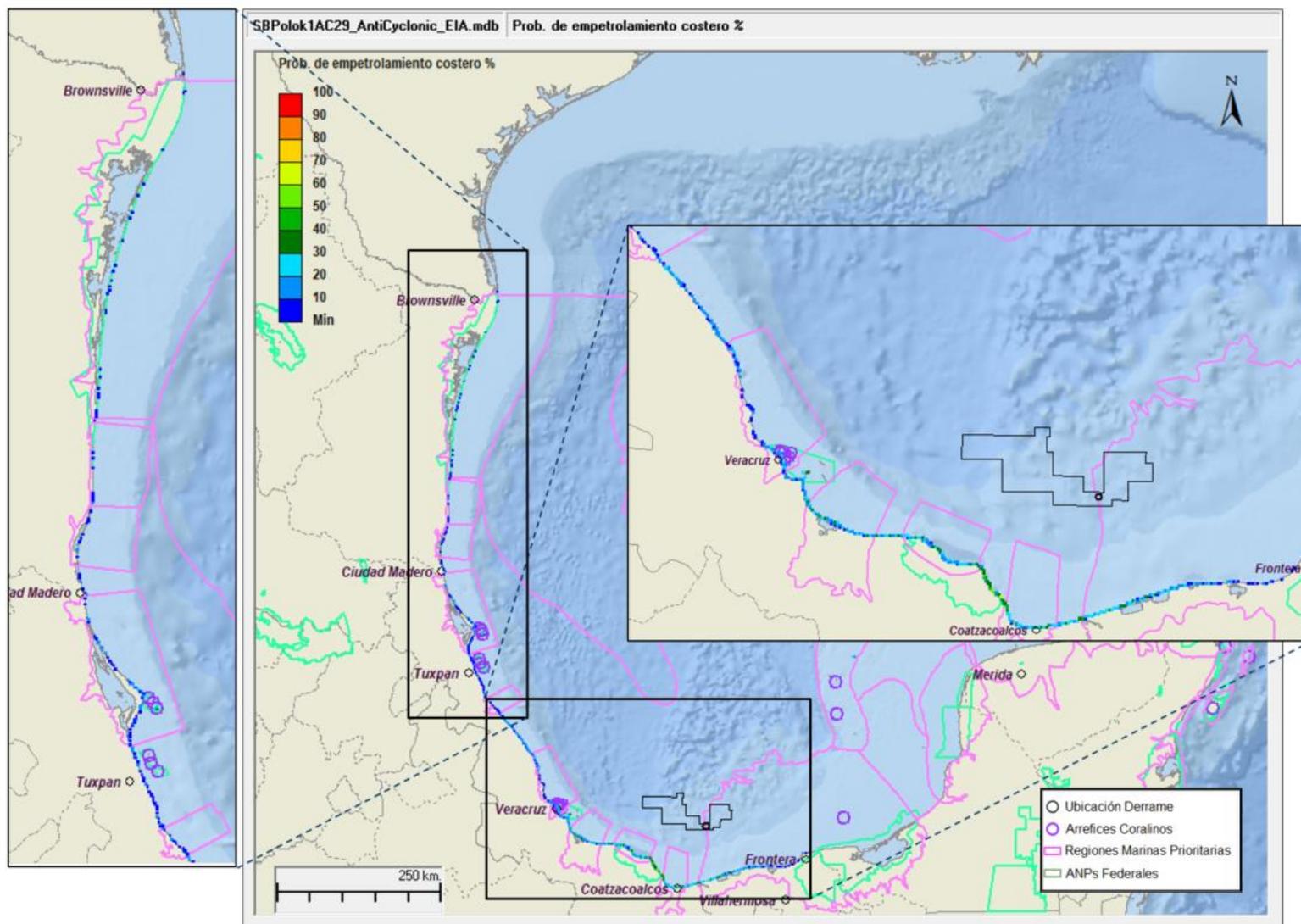


Figura 9.34 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1.

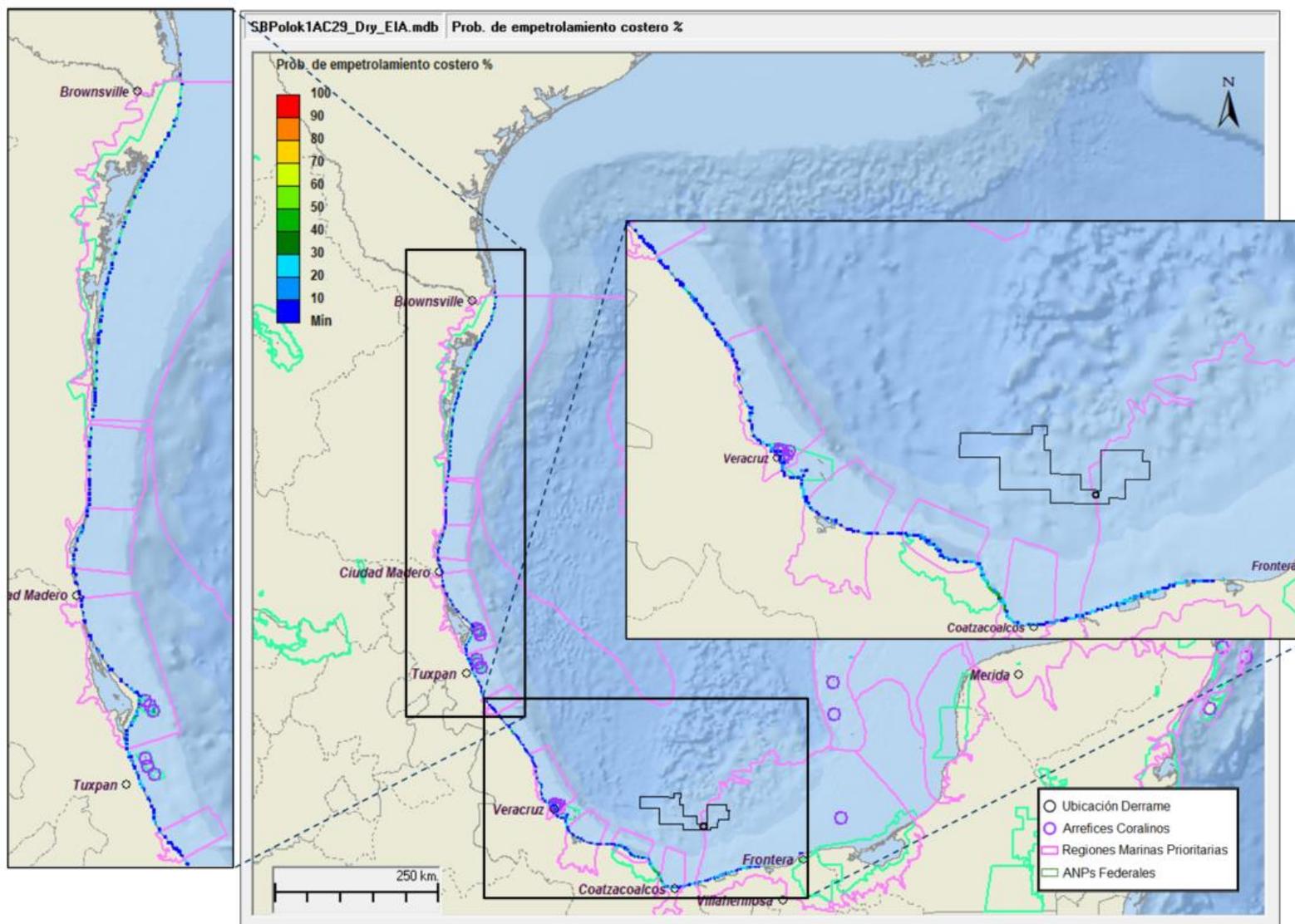


Figura 9.35 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativa en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Polok-1.

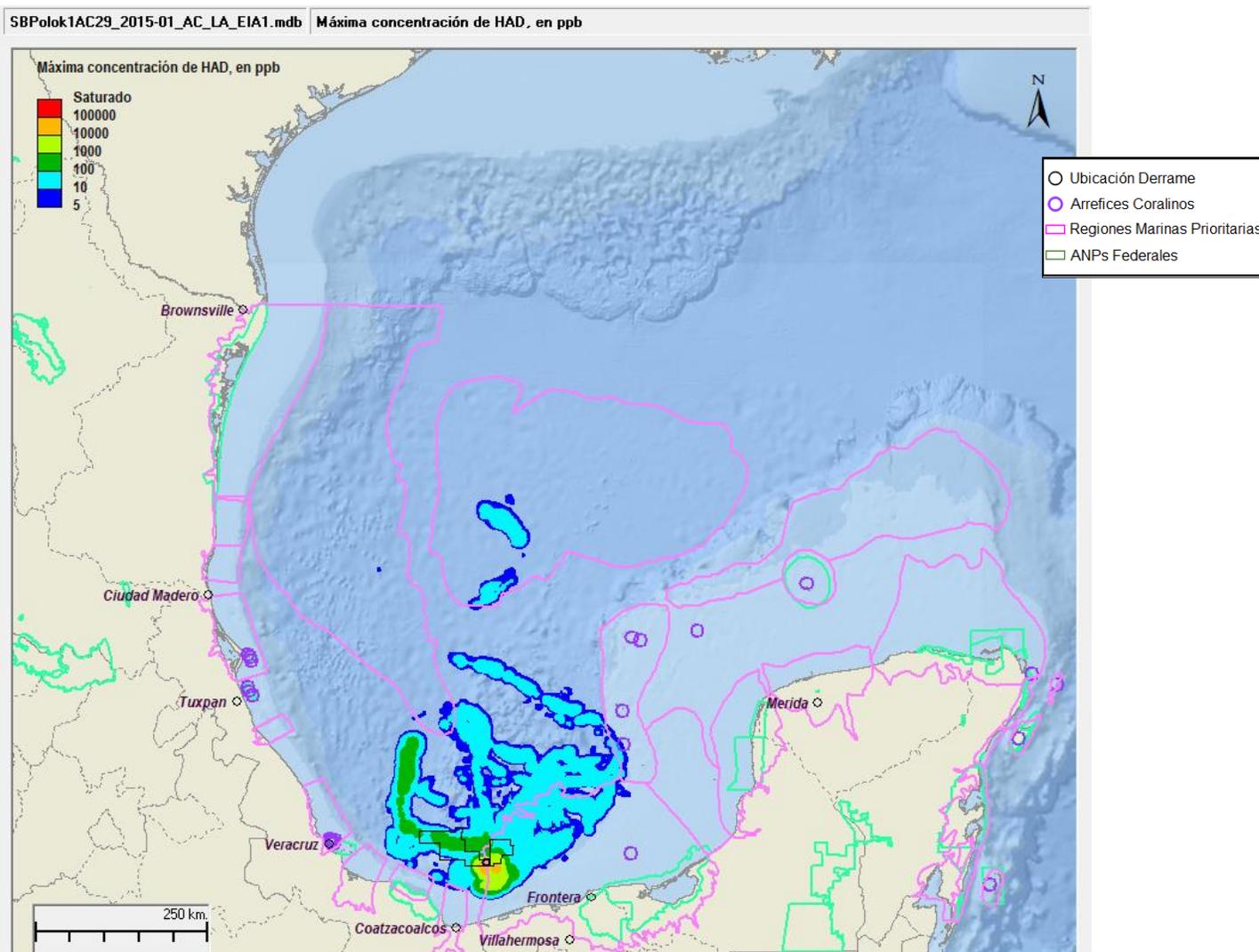


Figura 9.36 Reventón de pozo (40 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1.

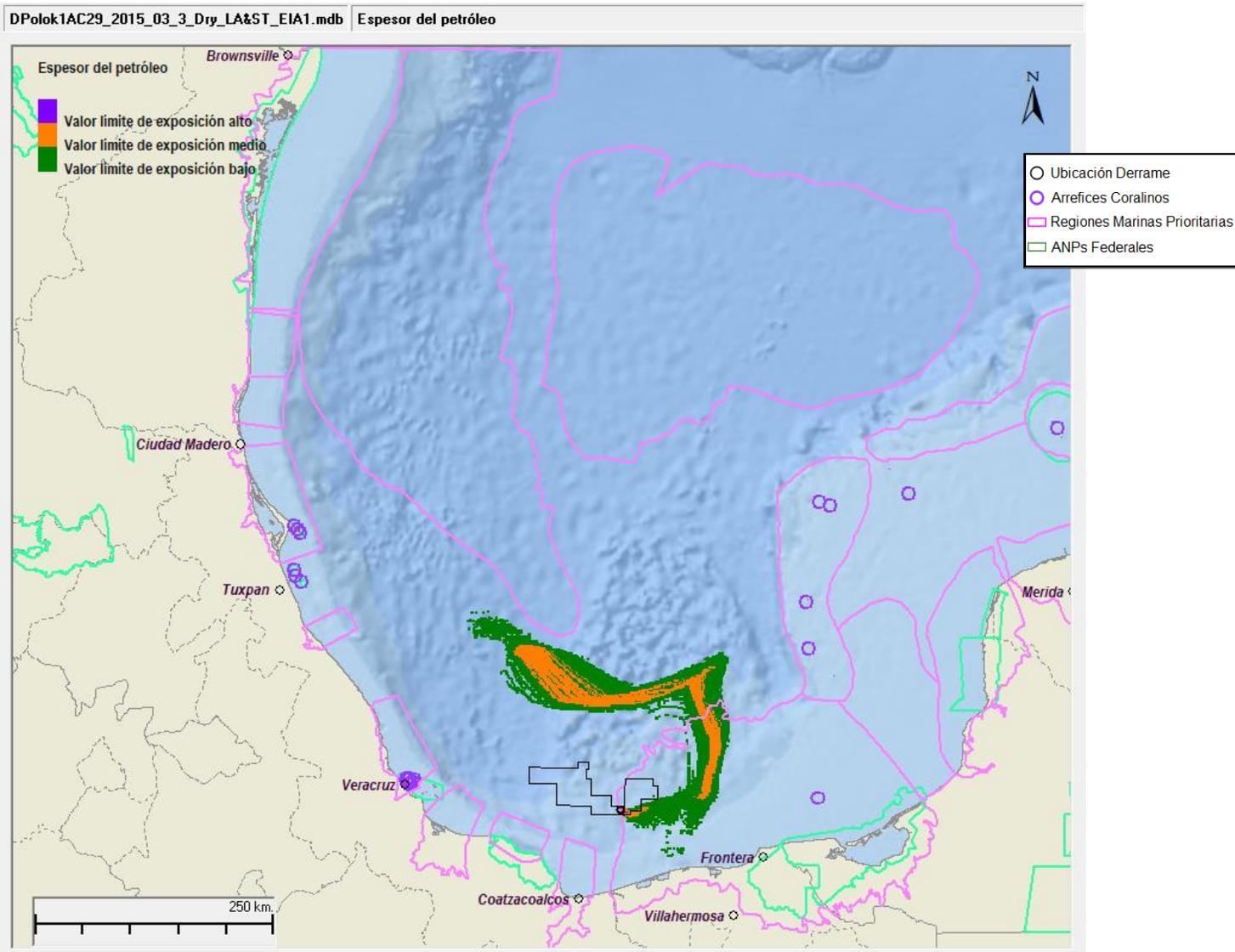


Figura 9.37 Reventón de pozo (40 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica, temporada seca Polok-1.

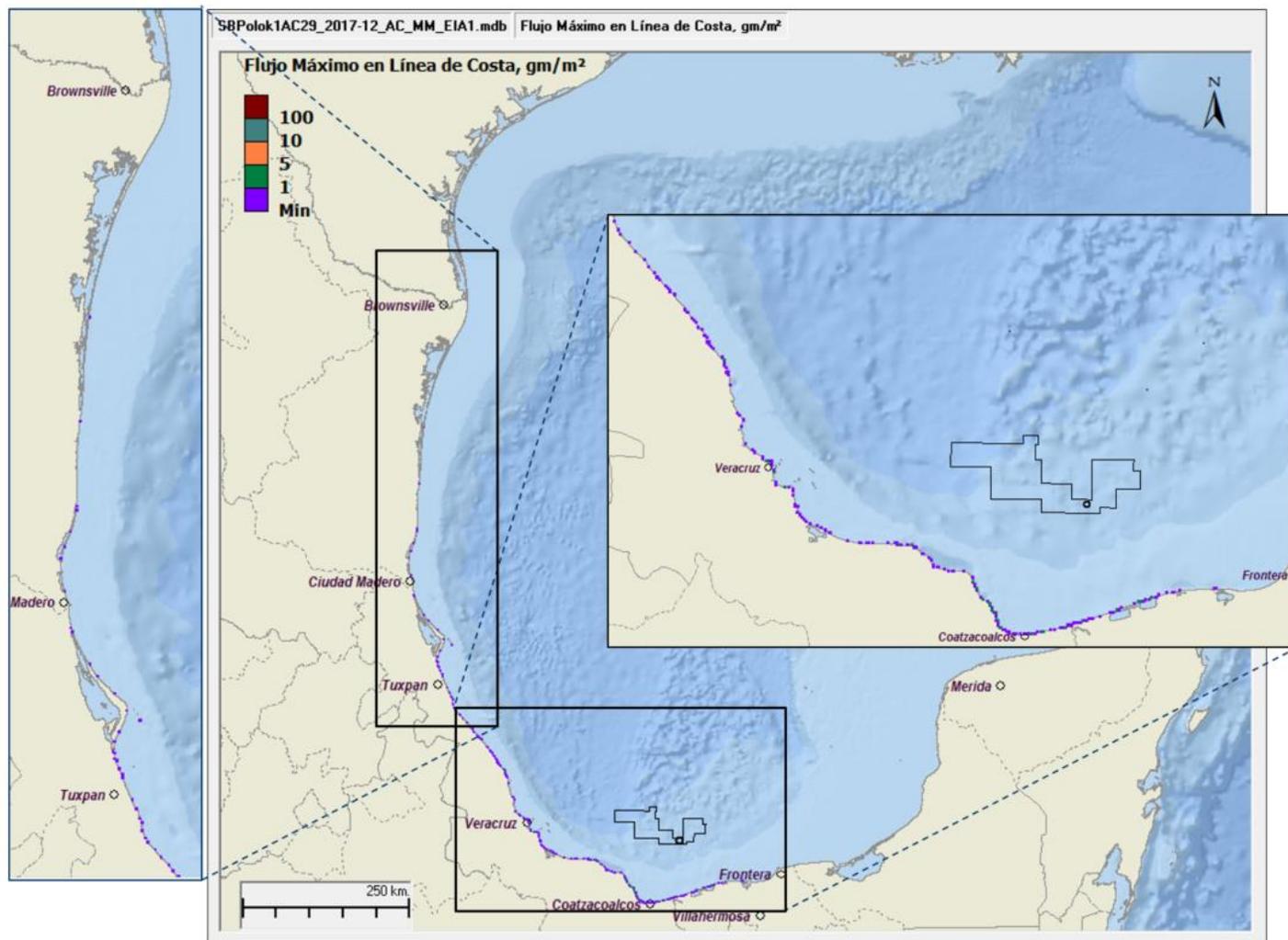


Figura 9.38 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (40 Días): Flujo máximo gm/m2, temporada de frentes fríos anticiclónicos Polok-1.

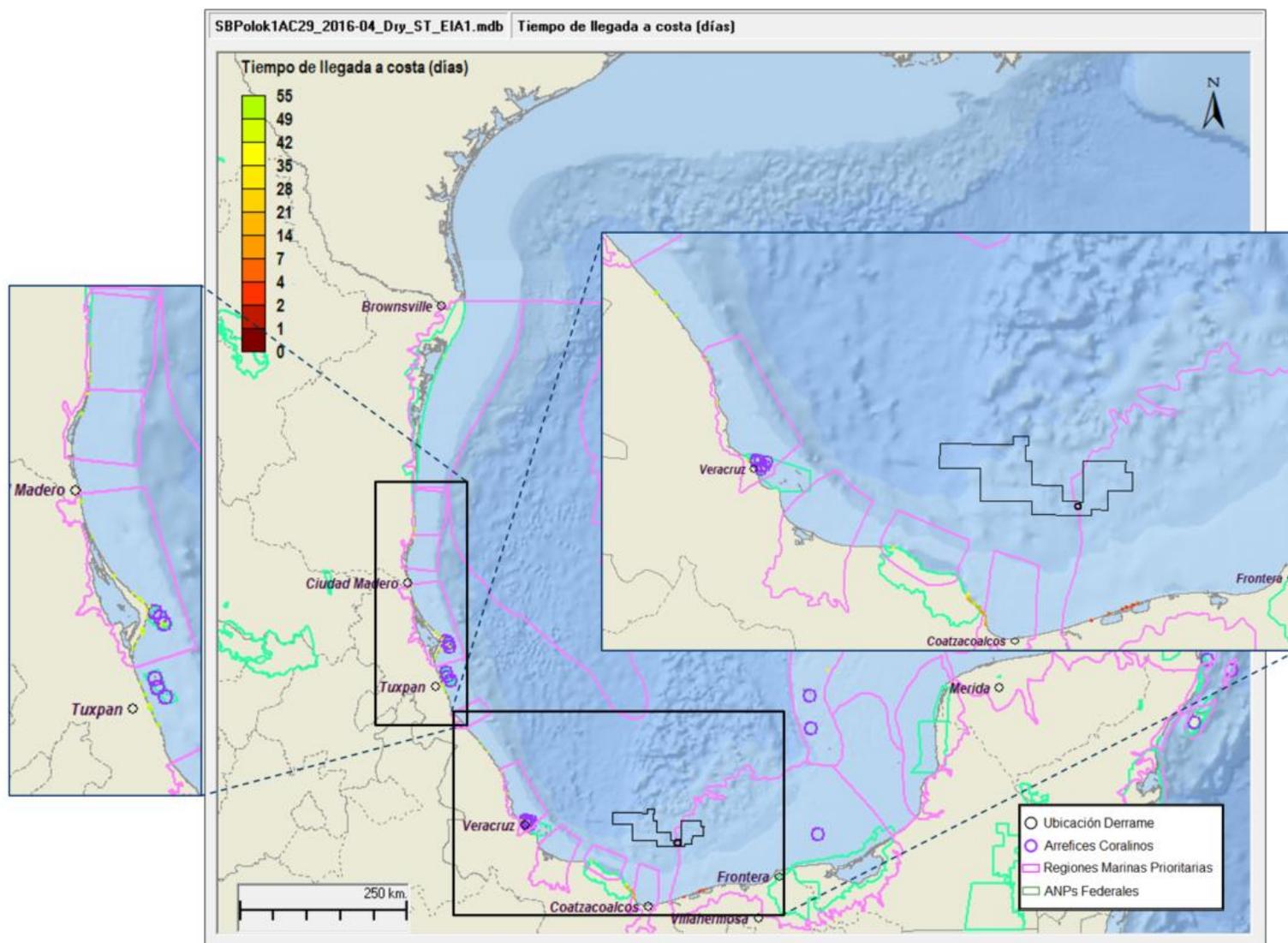


Figura 9.39 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (40 Días): Tiempo de llegada más corto (en días), temporada seca Polok-1.

Derrame por 40 días de 10, 094 STB/día de Hidrocarburo en el Golfo de México para los tres peores casos Pozo 2.

De la Figura 9.40 a la Figura 9.42 se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho 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 lluviosa, temporada de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca respectivamente para el escenario con duración del derrame de 40 días.

De la Figura 9.46 a la Figura 9.49, se muestran las trayectorias en las temporadas de los resultados más significativos para los peores casos identificados como *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua* (la mayor área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos con 54, 671 km² y la mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos con 214 km², así como el flujo máximo en la línea de costa durante la temporada de frentes fríos anticiclónicos. Asimismo se presentan las trayectorias del *Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera* durante las temporadas de frentes fríos anticiclónicos y la temporada seca para el escenario de derrame de 40 días, ya que presenta el tiempo mínimo en impactar la costa con 4.5 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 del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación. Al mismo tiempo, los resultados para los WC para cada temporada fueron presentados en la Tabla 9.74.

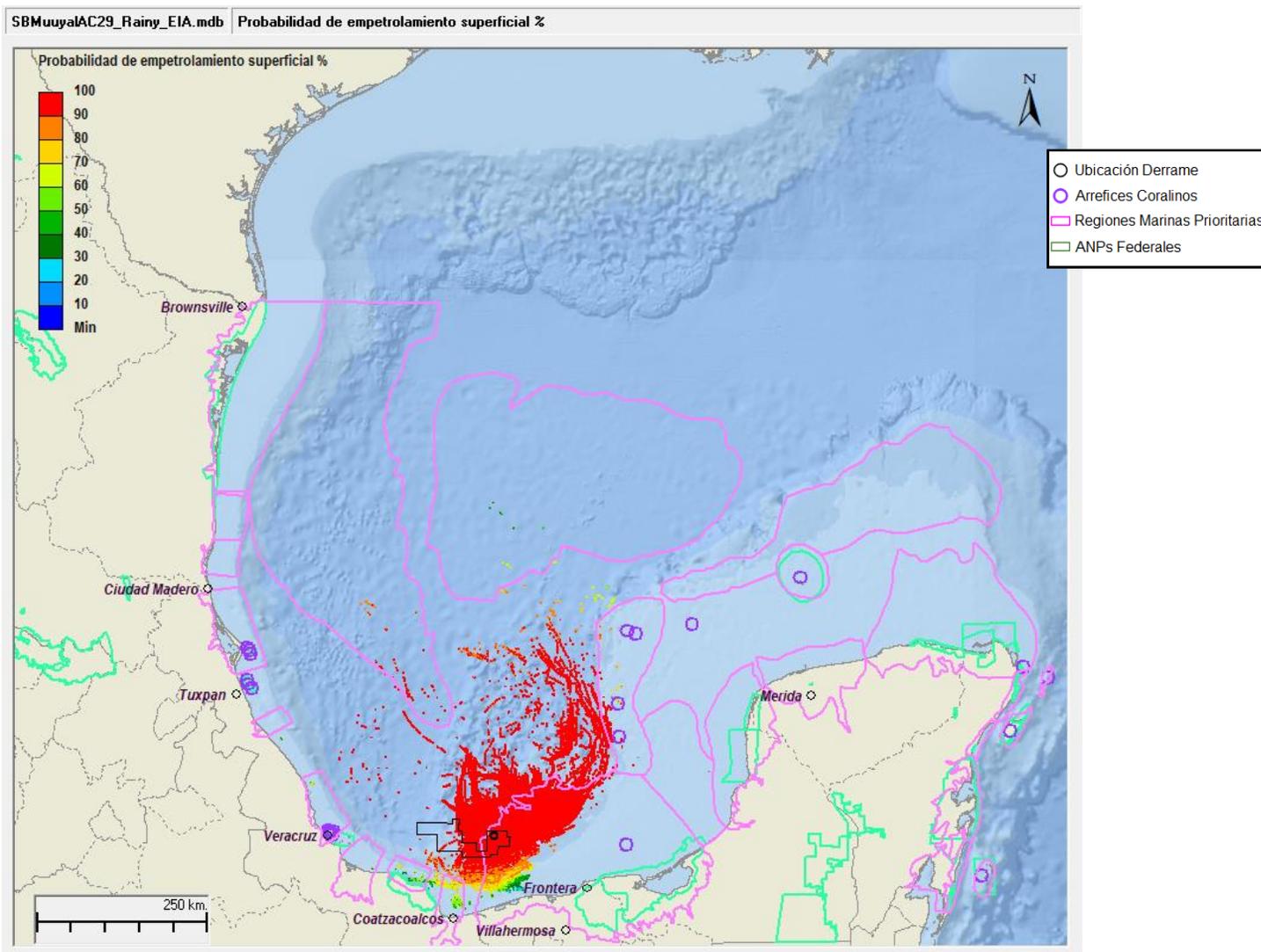


Figura 9.40 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada lluviosa Pozo 2.

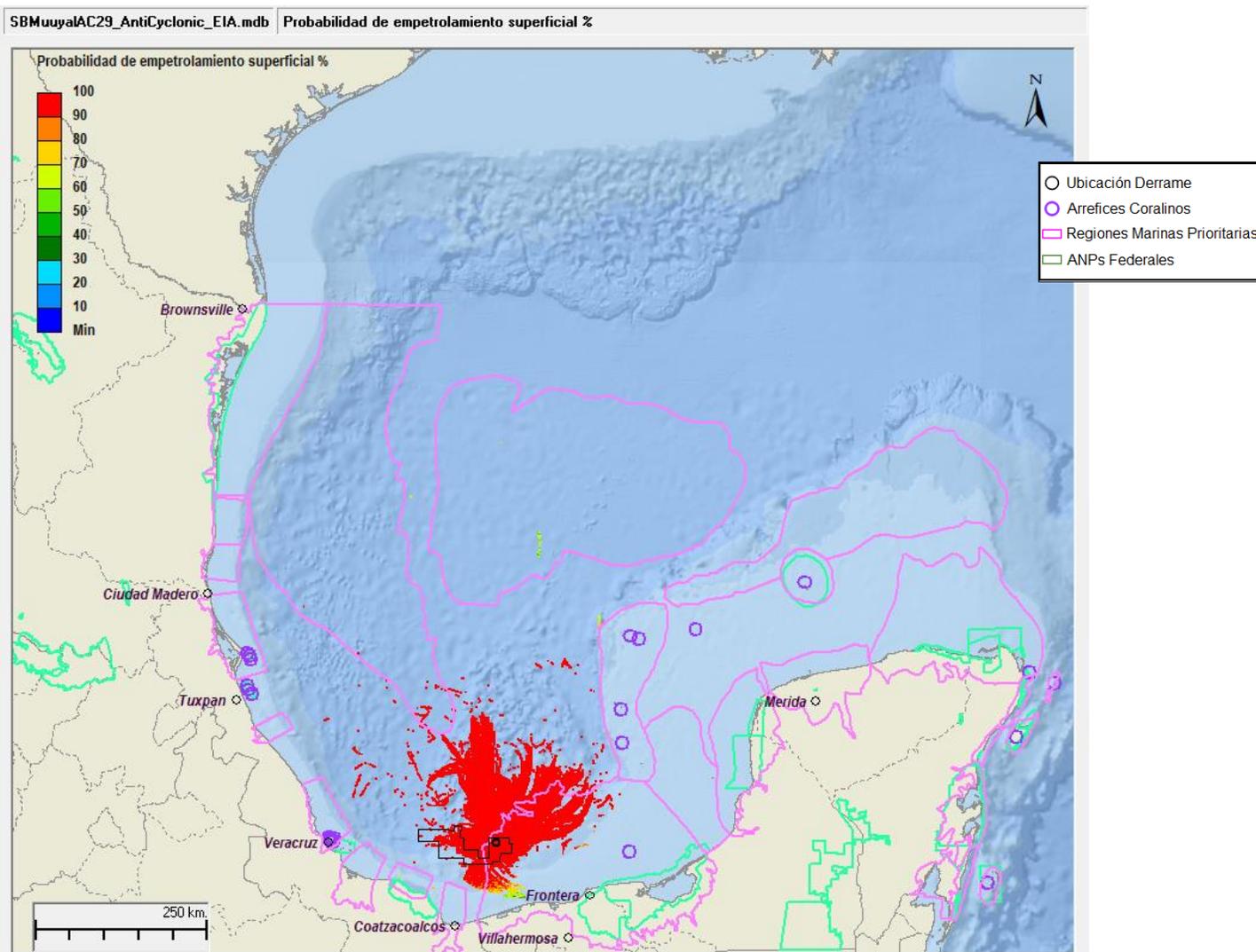


Figura 9.41 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.

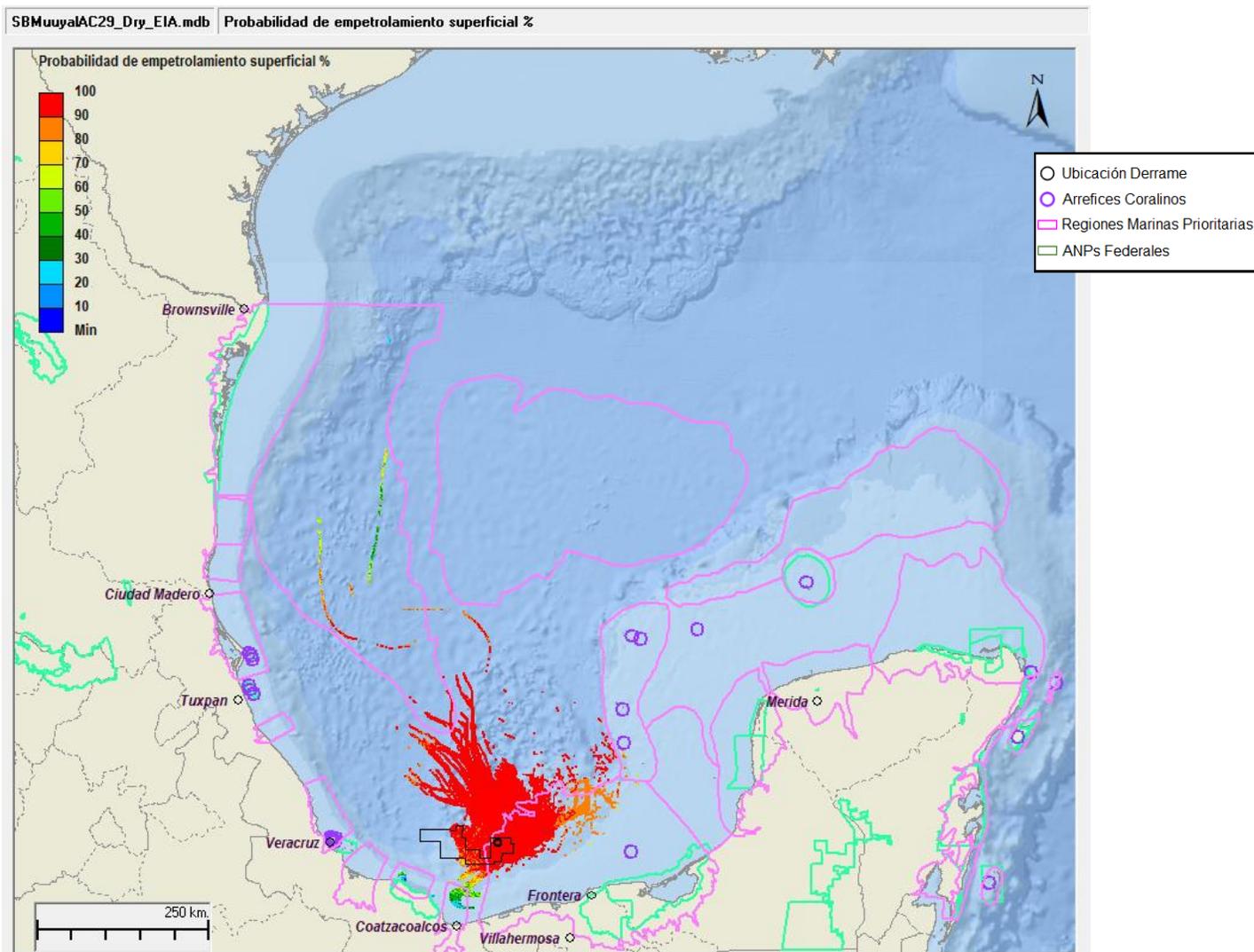


Figura 9.42 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Pozo 2.

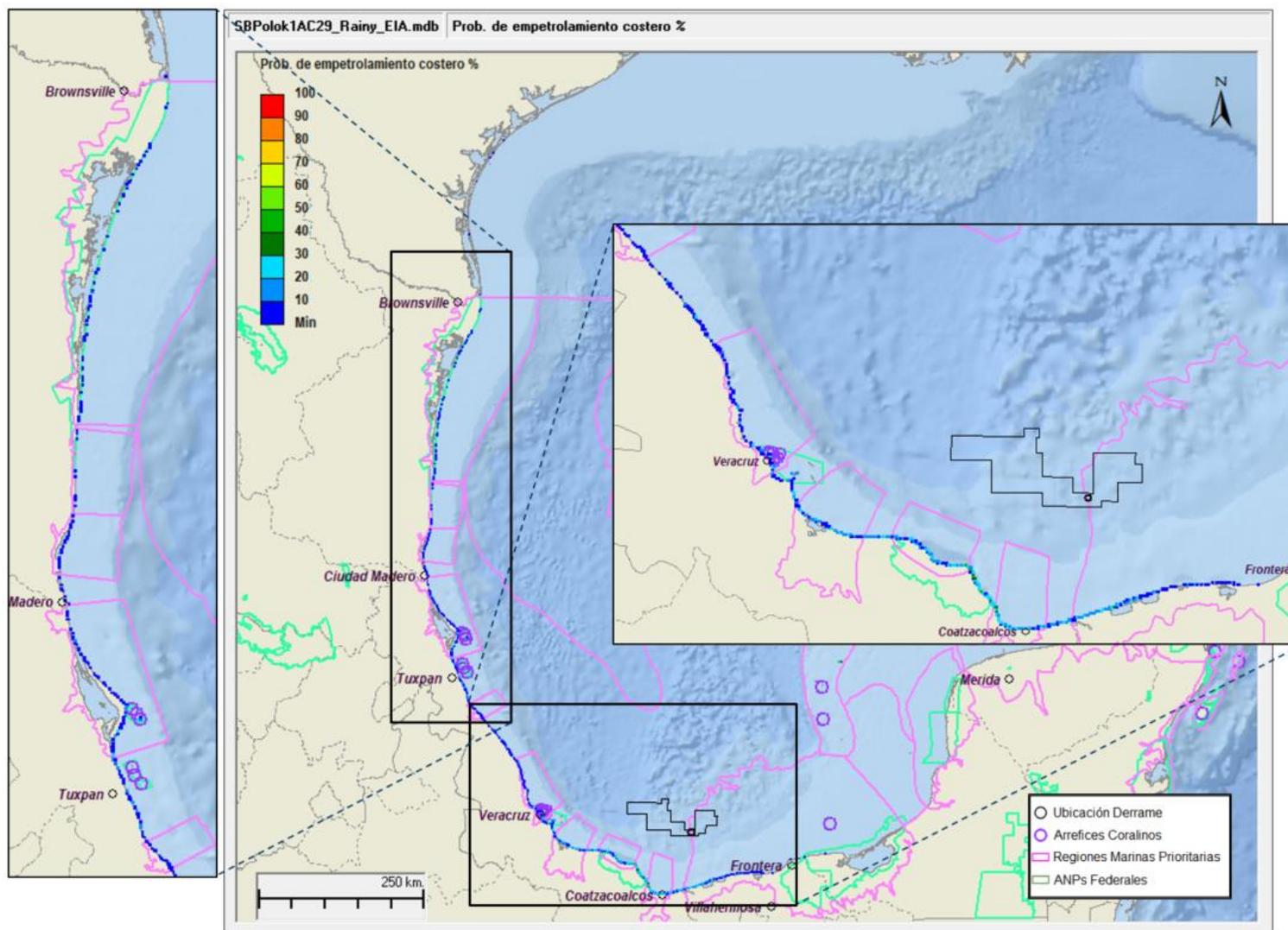


Figura 9.43 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (40 Días): Tiempo de Llegada más corto (en días) , temporada lluviosa Pozo 2.

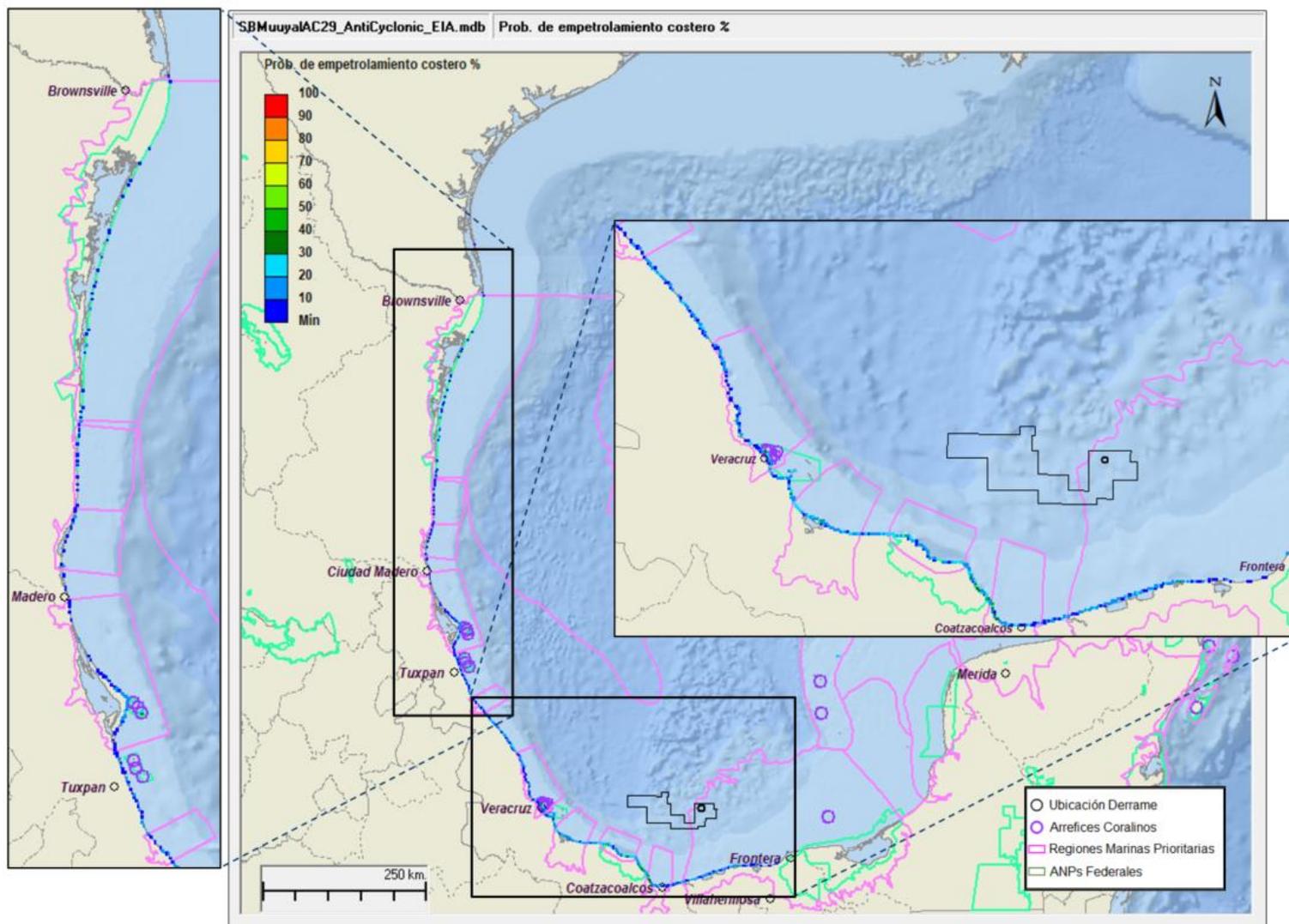


Figura 9.44 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significante en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.

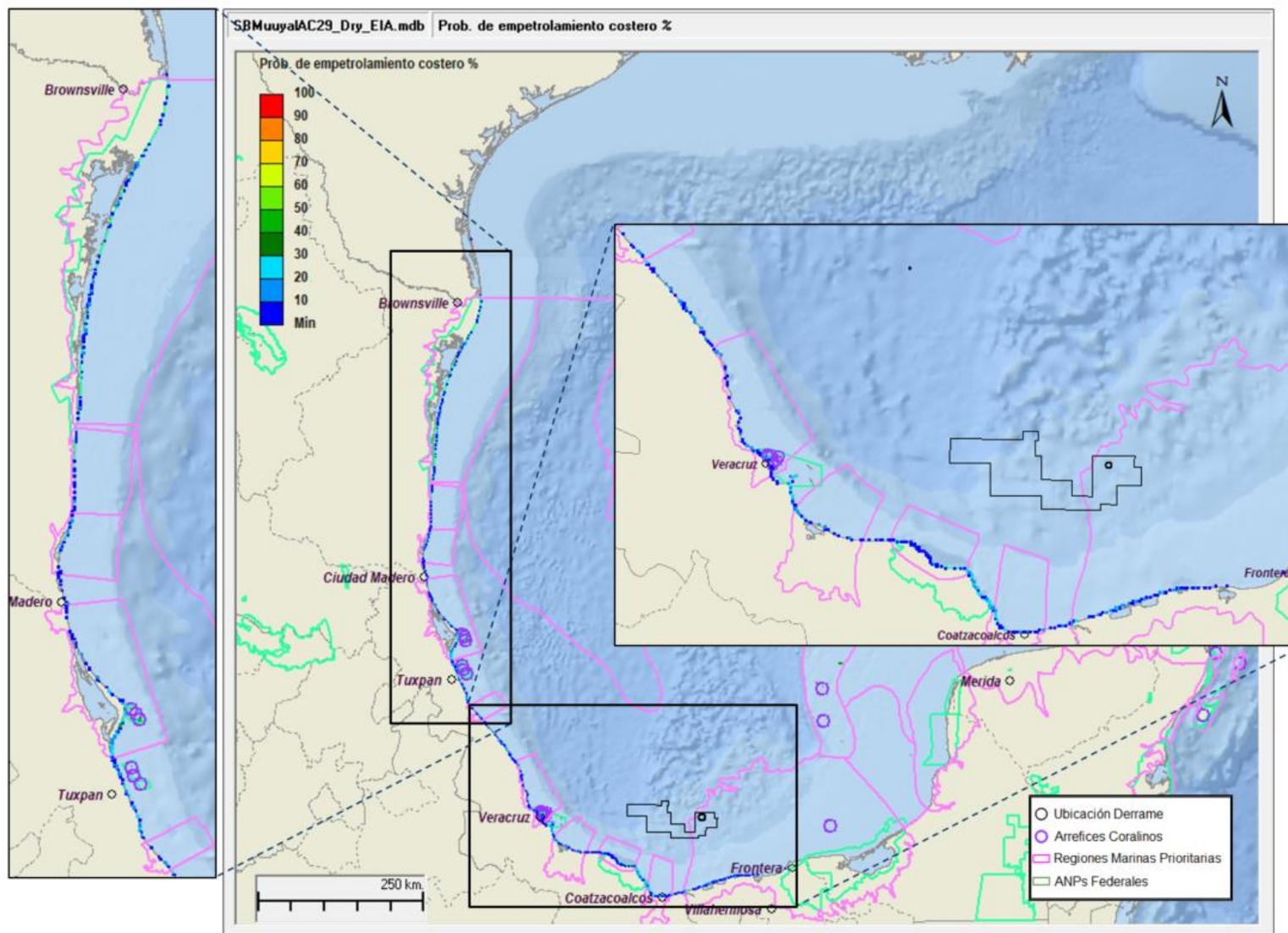


Figura 9.45 Reventón de pozo (40 días) Probabilidades de deposición de crudo significativa en la costa para una descarga en el Golfo de México, temporada seca Pozo 2.

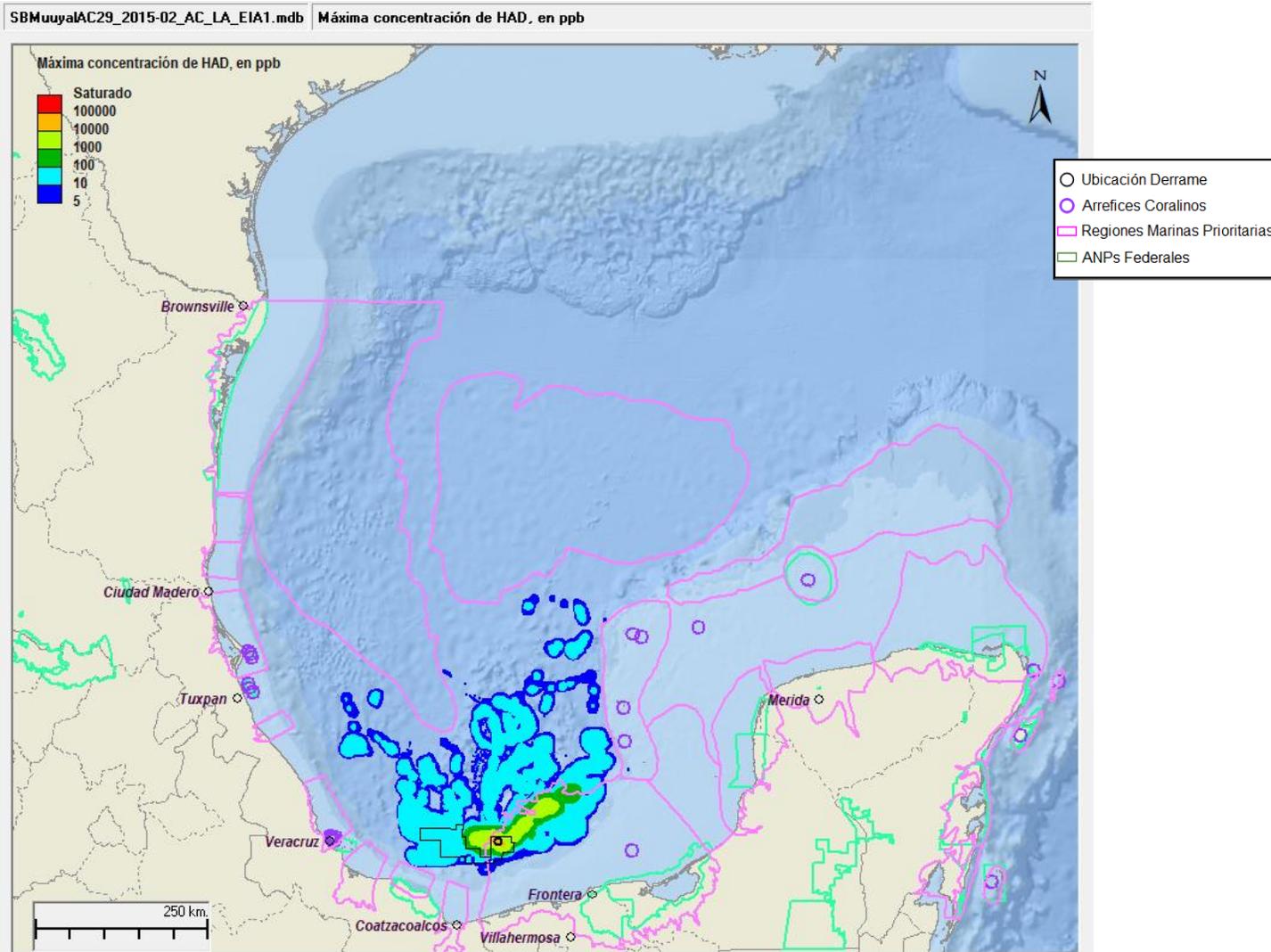


Figura 9.46 Reventón de pozo (40 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.

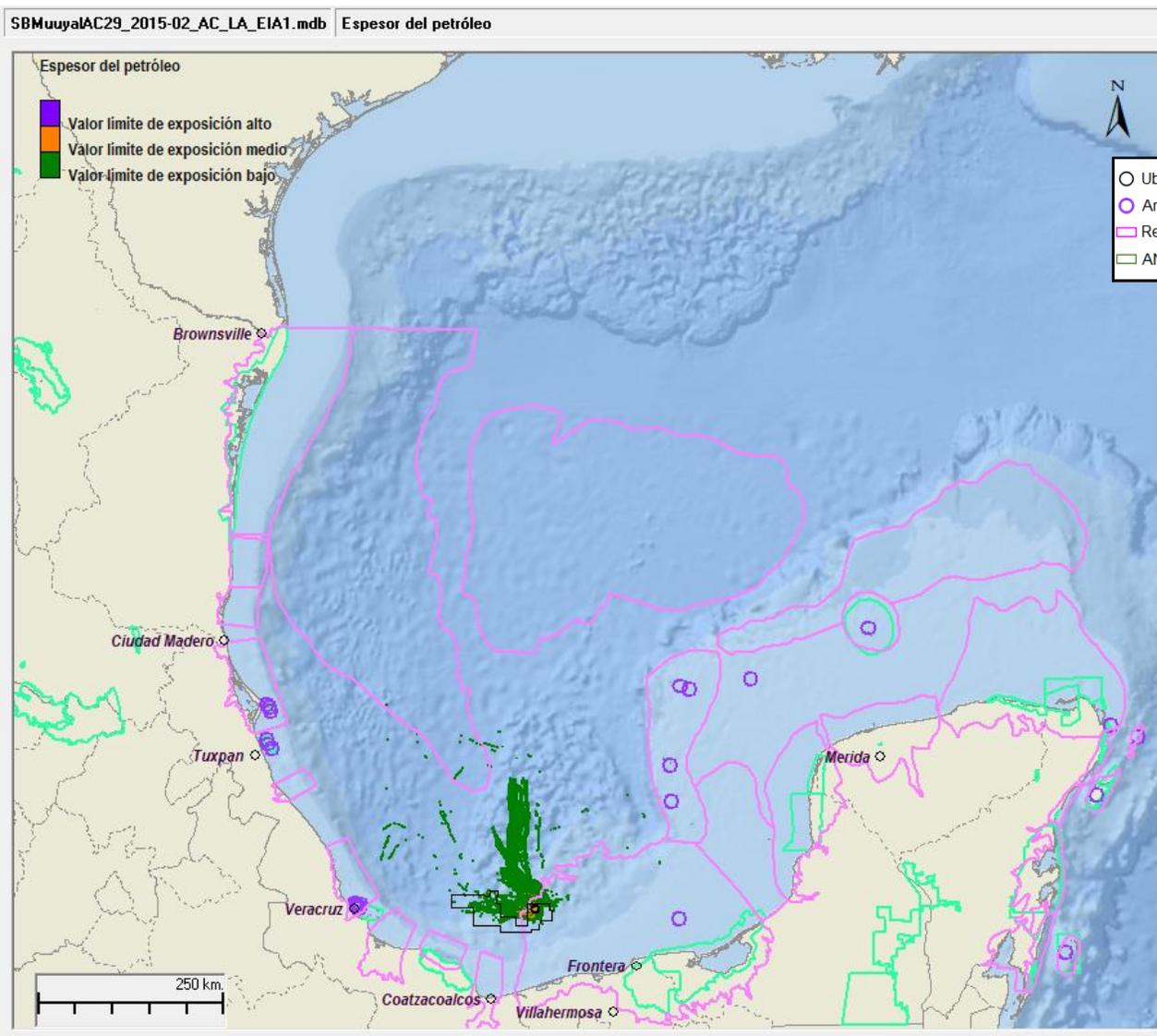


Figura 9.47 Reventón de pozo (40 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica, temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.

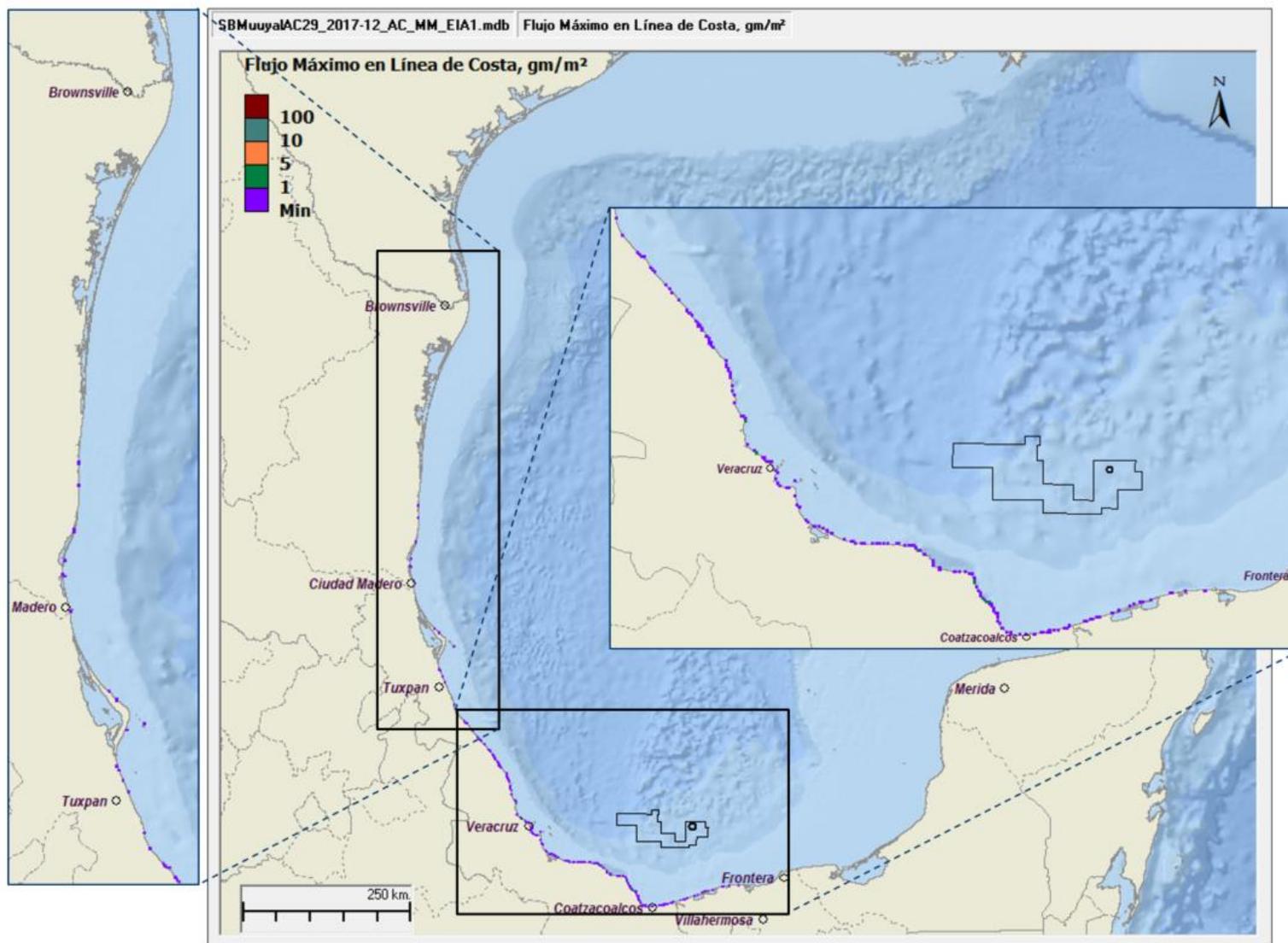


Figura 9.48 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (40 Días): Flujo máximo gm/m², temporada de frentes fríos anticiclónicos Pozo 2.

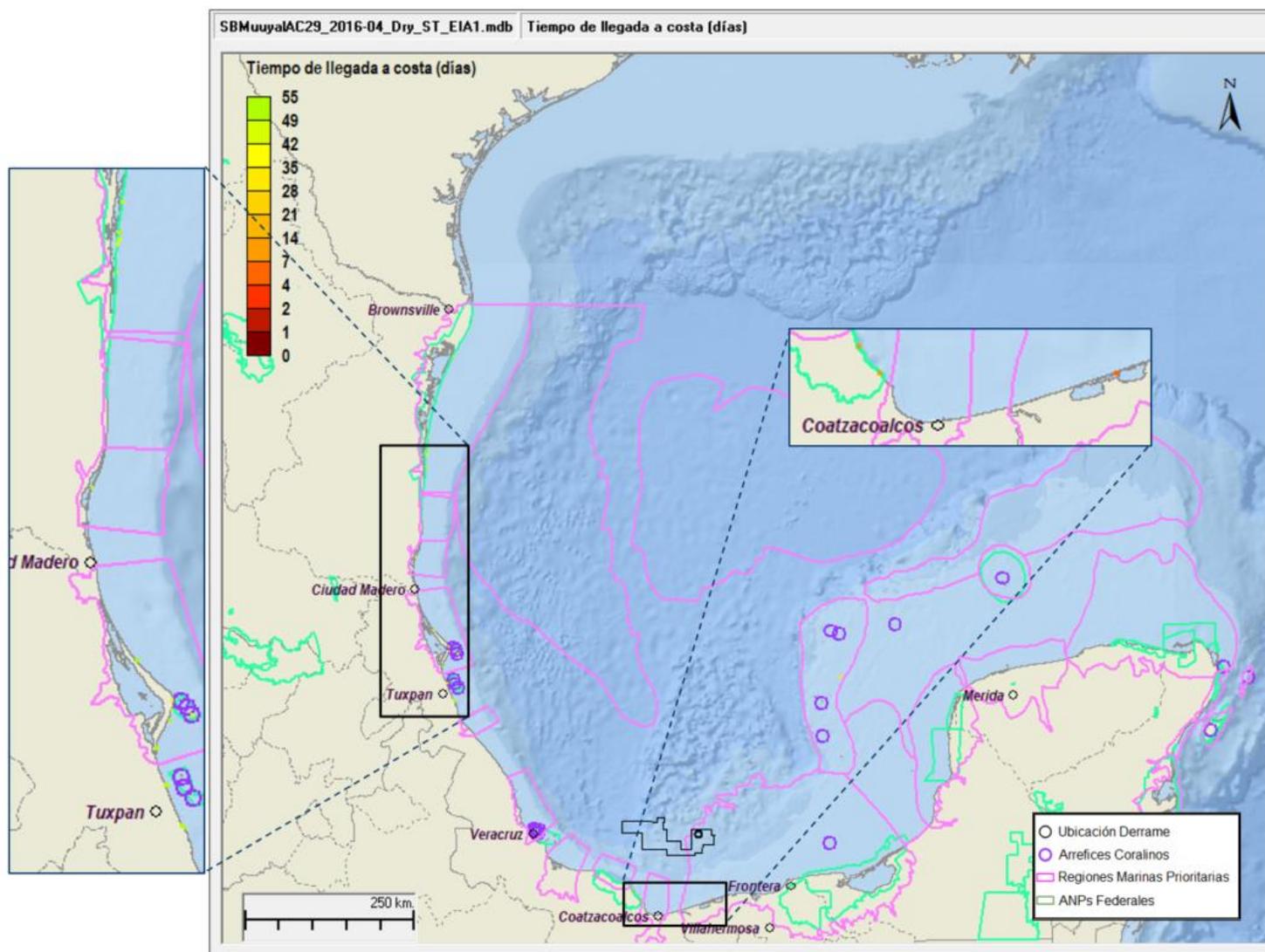


Figura 9.49 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (40 Días): Tiempo de llegada más corto (en días), temporada seca Pozo 2.

Derrame por 125 días 10,094 STB/día de Hidrocarburo en el Golfo de México para los tres peores casos Polok-1

En la Figura 9.50 se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, debido a que el evento fue evaluado como improbable por el equipo evaluador en la sesión de identificación de peligros.

En la Figura 9.51 se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en las zonas costeras.

De la Figura 9.52 a la Figura 9.55, se muestran las trayectorias en las temporadas de los resultados más significativos para los peores casos identificados como *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua* (la mayor área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb con 274, 876 km² y la mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica con 1, 382 km², así como el flujo máximo en la línea de costa. Asimismo se presentan las trayectorias del *Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera* para el escenario de derrame de 125 días, ya que presenta el tiempo mínimo en impactar la costa con 4.25 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 en el Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación. Al mismo tiempo, los resultados para los WC para cada temporada fueron presentados en la Tabla 9.74.

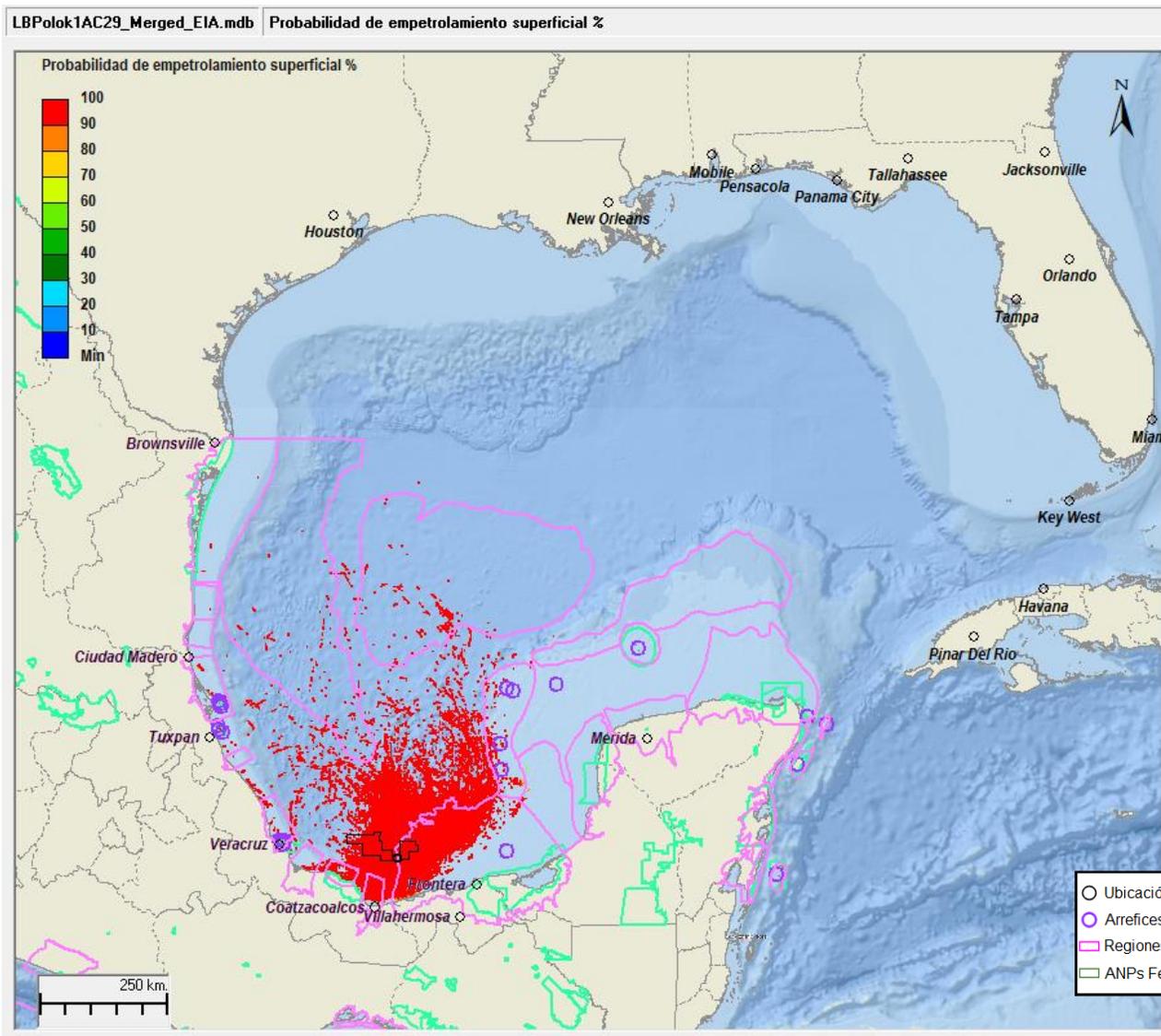


Figura 9.50 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México Polok-1.

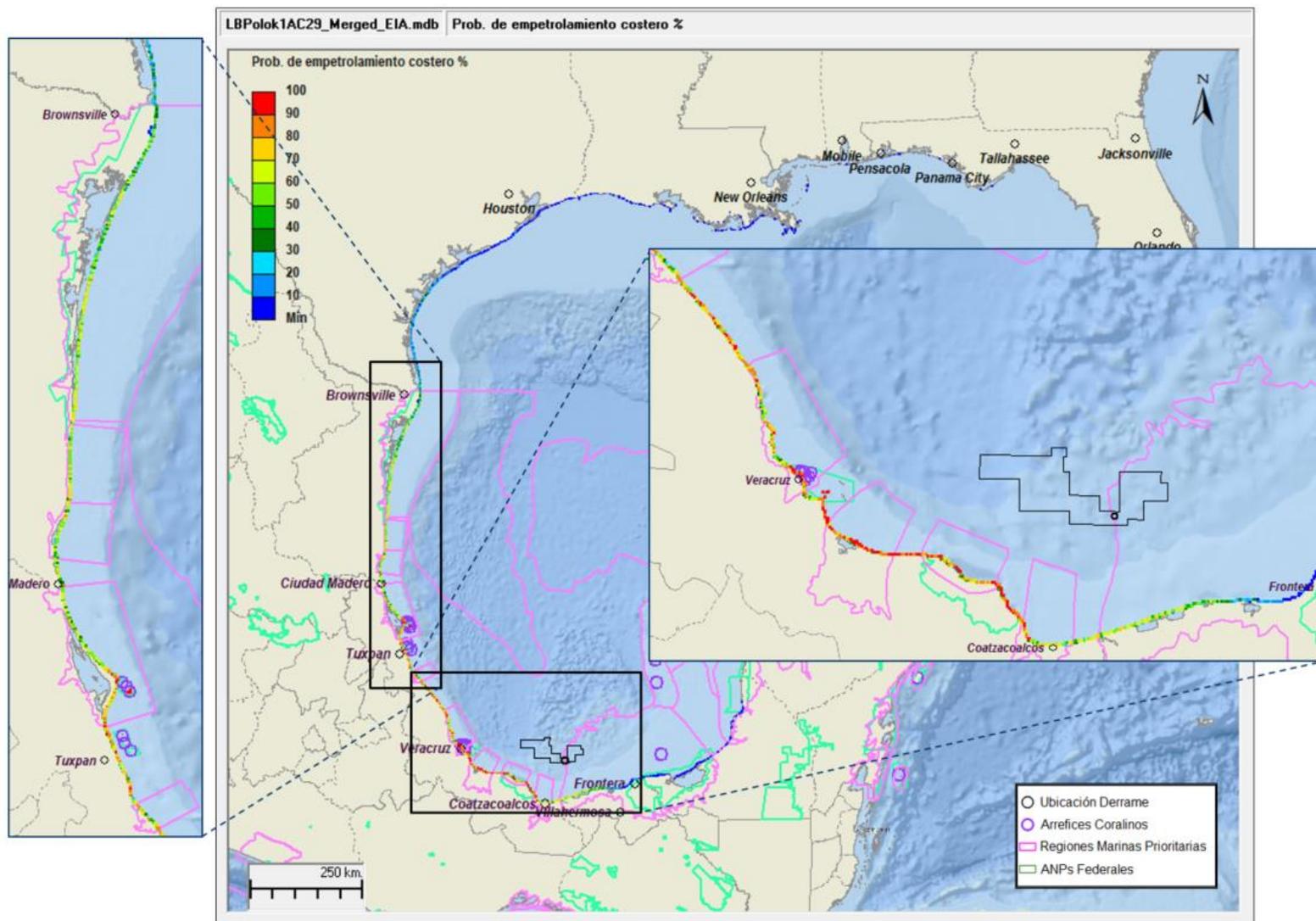


Figura 9.51 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de crudo significativo en la costa para una descarga en el Golfo de México Polok-1.

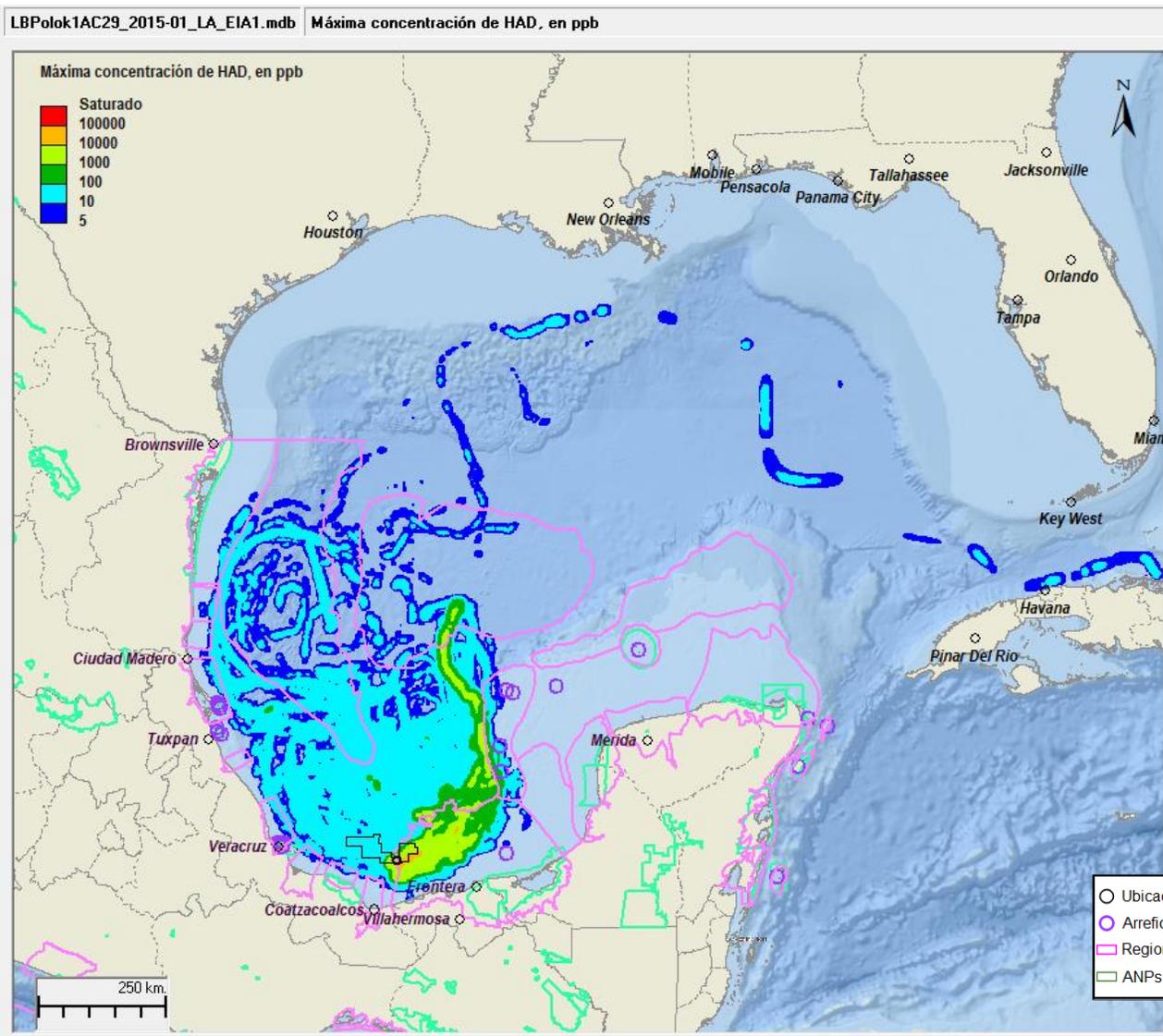


Figura 9.52 Reventón de pozo (125 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb Polok-1.

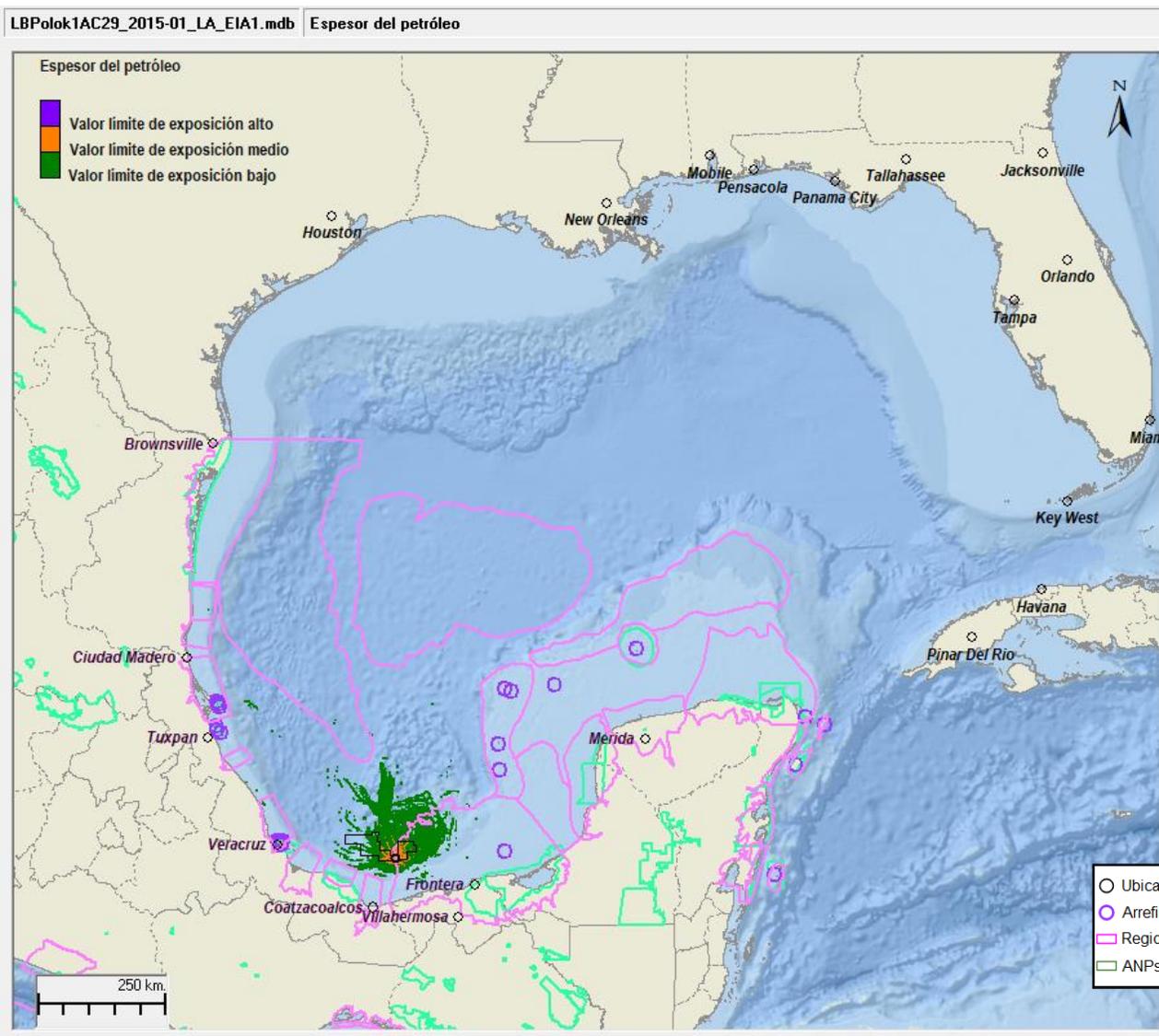


Figura 9.53 Reventón de pozo (125 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica Polok-1.

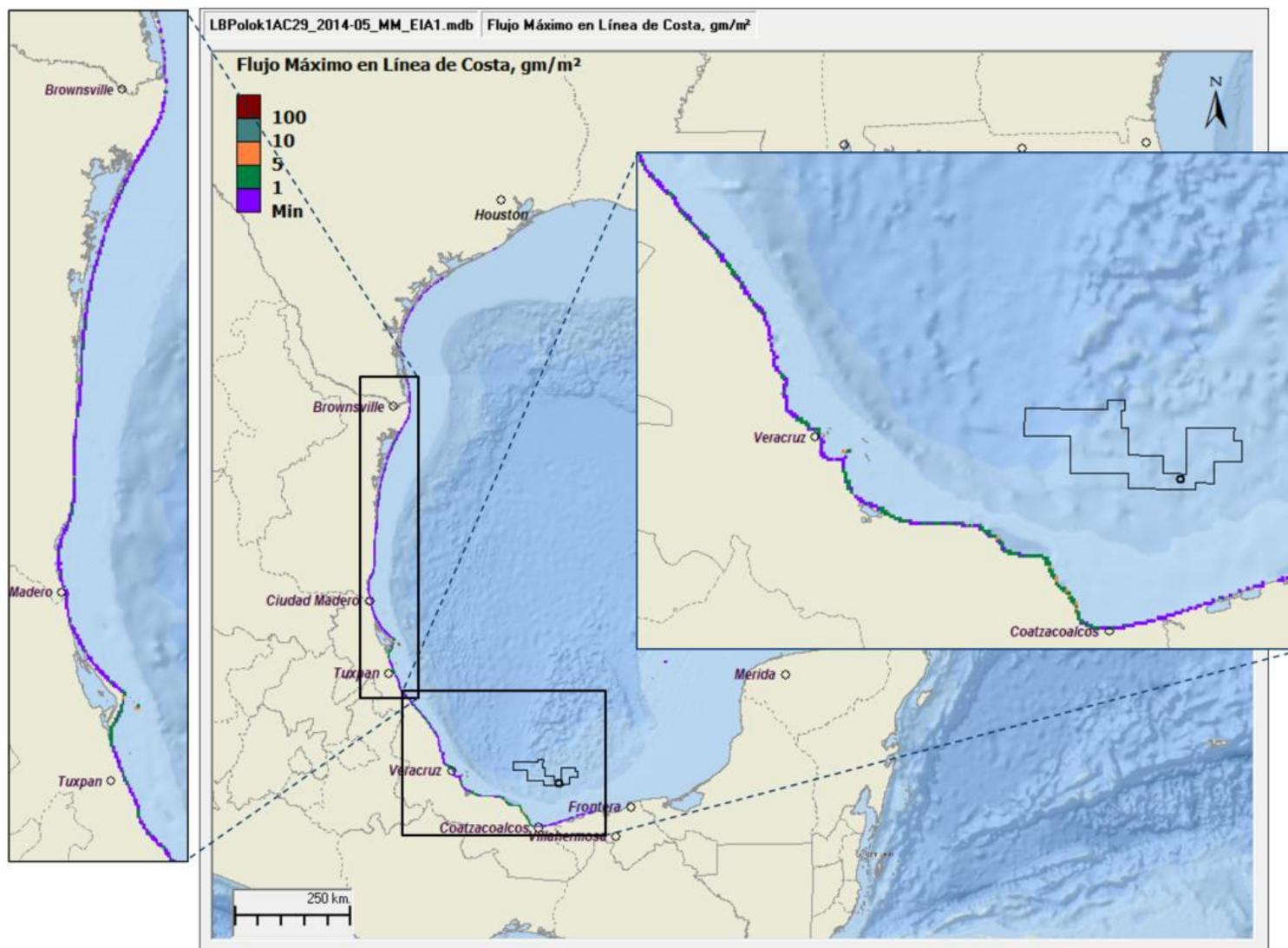


Figura 9.54 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (125 Días): Flujo máximo gm/m² Polok-1.

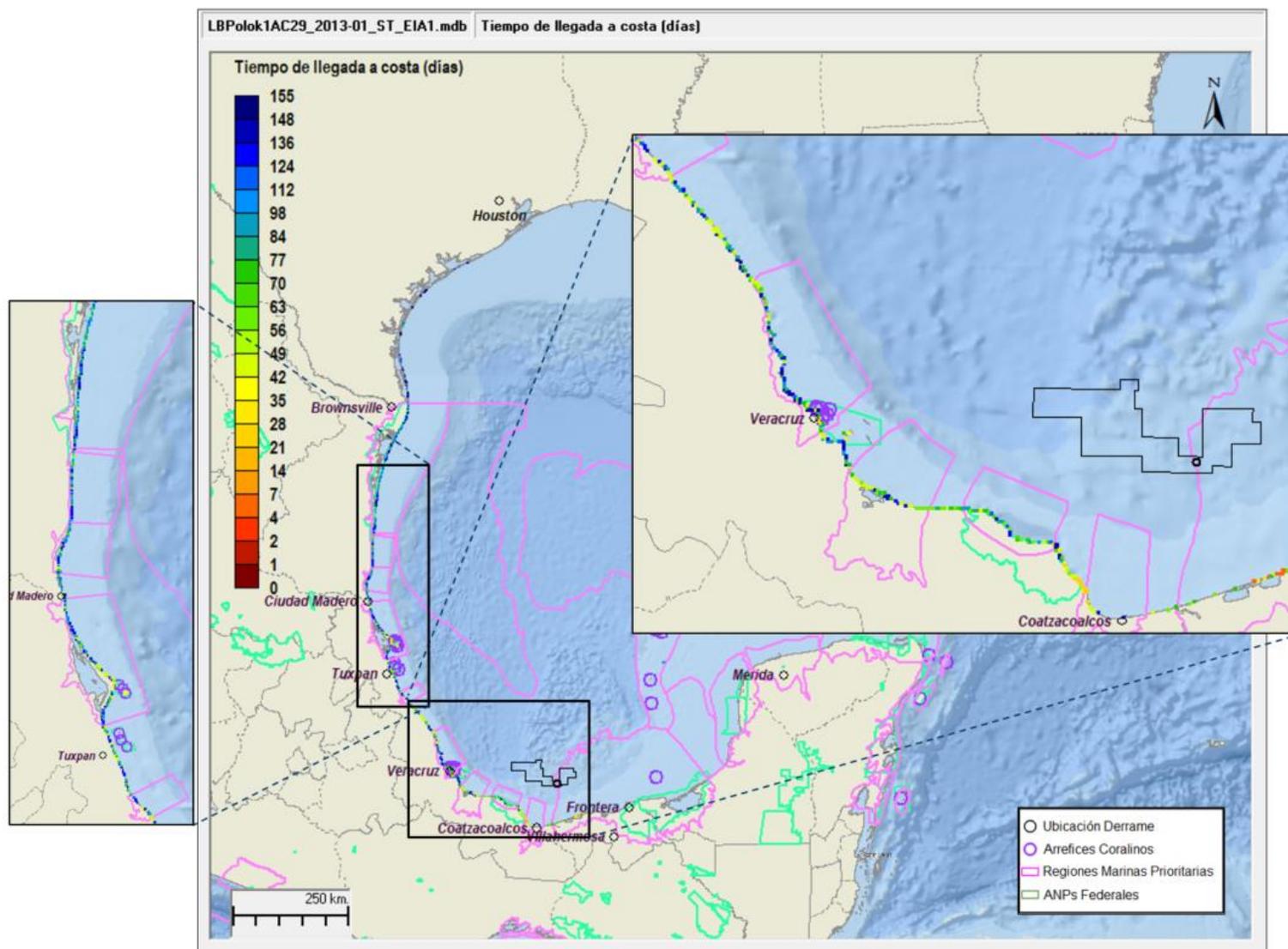


Figura 9.55 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (125 Días): Tiempo de llegada más corto (en días) Polok-1.

Derrame por 125 días 10,094 STB/día de Hidrocarburo en el Golfo de México para los tres peores casos Pozo 2

En la Figura 9.56 se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, pero la probabilidad real es mucho menor, debido a que el evento fue evaluado como improbable por el equipo evaluador en la sesión de identificación de peligros.

En la Figura 9.57 se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en las zonas costeras.

De la Figura 9.58 a la Figura 9.61, se muestran las trayectorias en las temporadas de los resultados más significativos para los peores casos identificados como *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua* (la mayor área de superficie en riesgo de HAD > 5 ppb con 206,903 km² y la mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica con 601 km², así como el flujo máximo en la línea de costa. Asimismo se presentan las trayectorias del *Tiempo más corto para que el hidrocarburo entre en contacto con la línea costera* para el escenario de derrame de 125 días, ya que presenta el tiempo mínimo en impactar la costa con 5.25 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 del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación. Al mismo tiempo, los resultados para los WC para cada temporada fueron presentados en la Tabla 9.74.

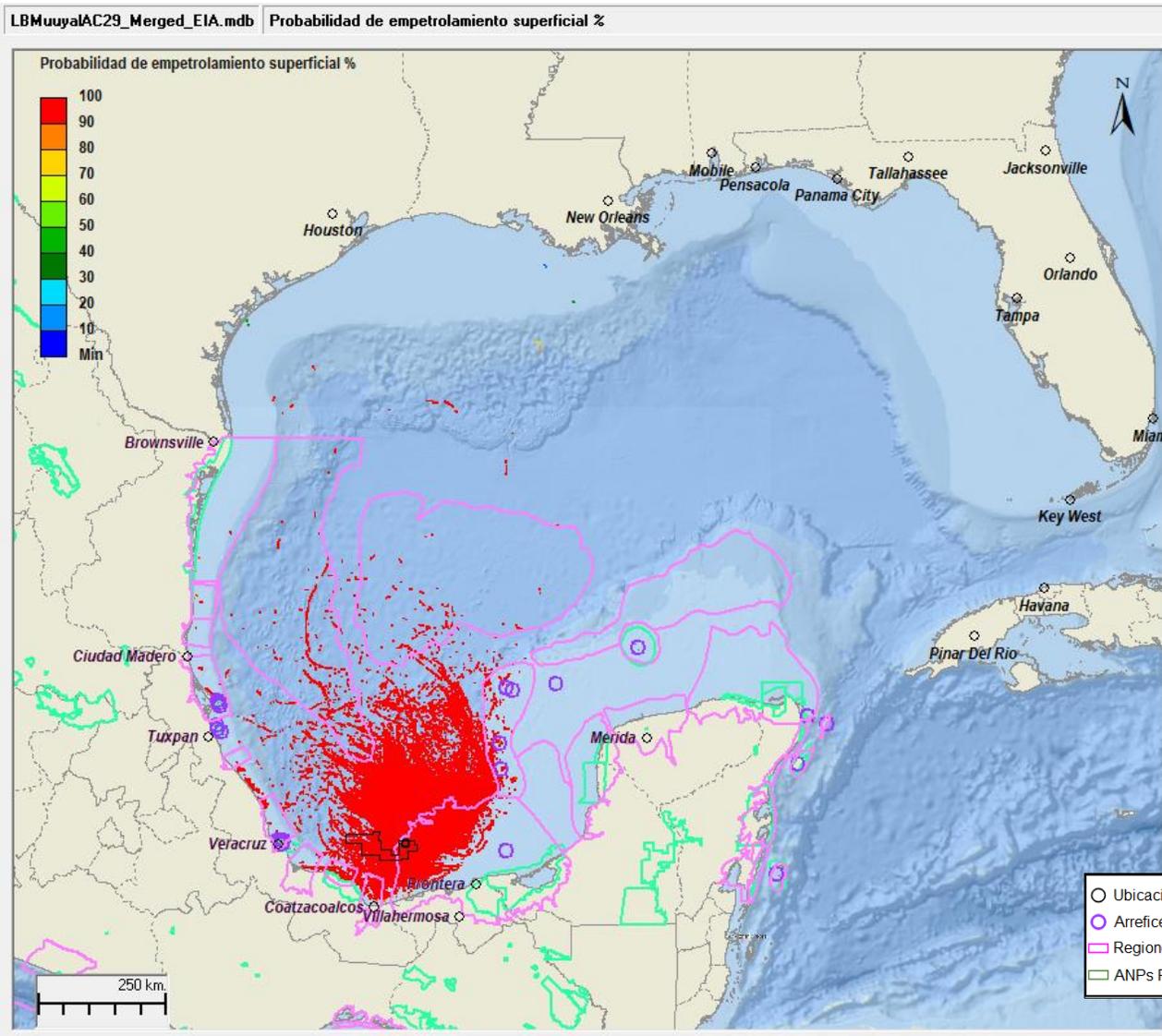


Figura 9.56 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de hidrocarburo en la superficie oceánica para una descarga en el Golfo de México Pozo 2.

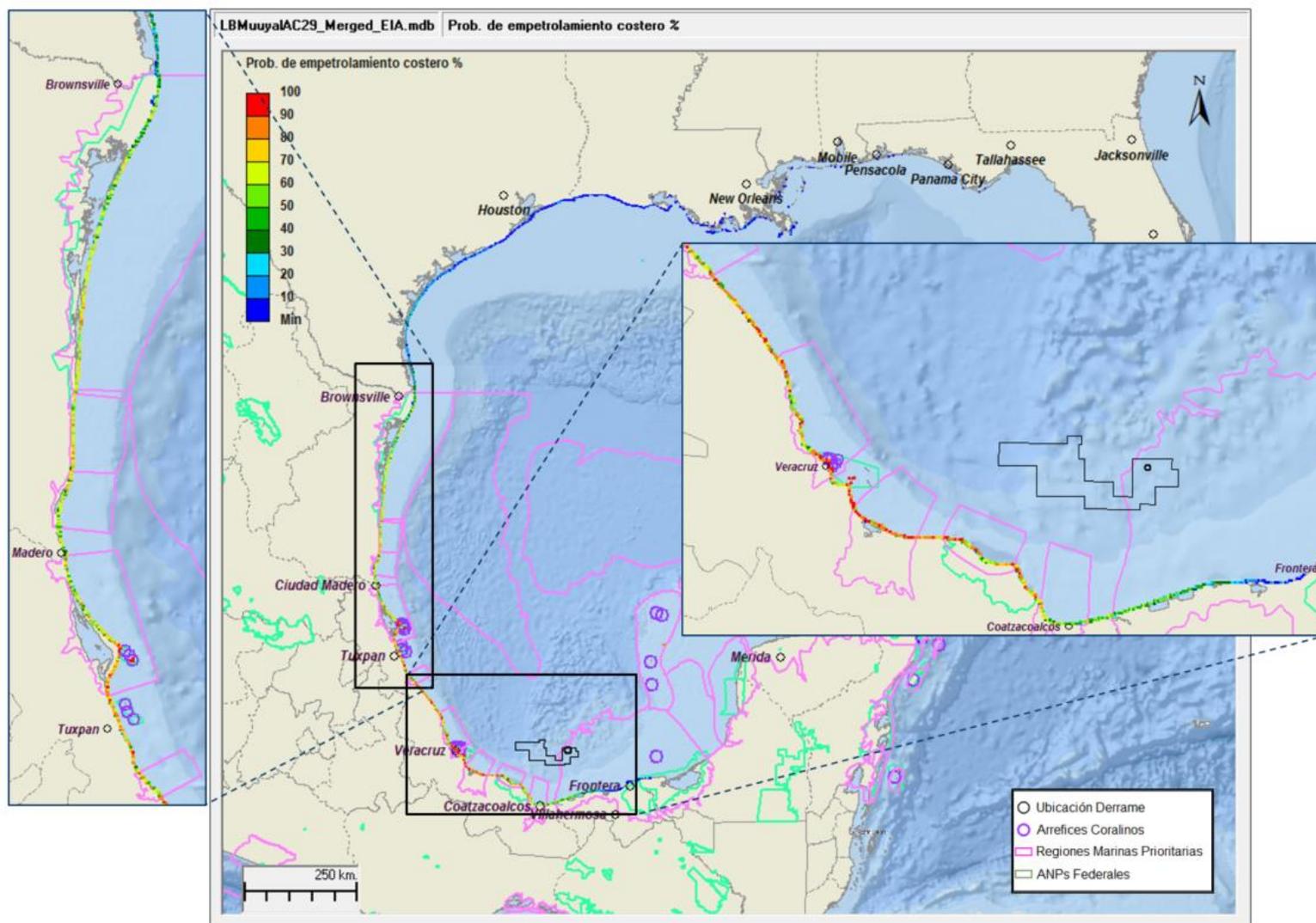


Figura 9.57 Reventón de pozo (125 días) Probabilidades de deposición de crudo significativa en la costa para una descarga en el Golfo de México Pozo 2.

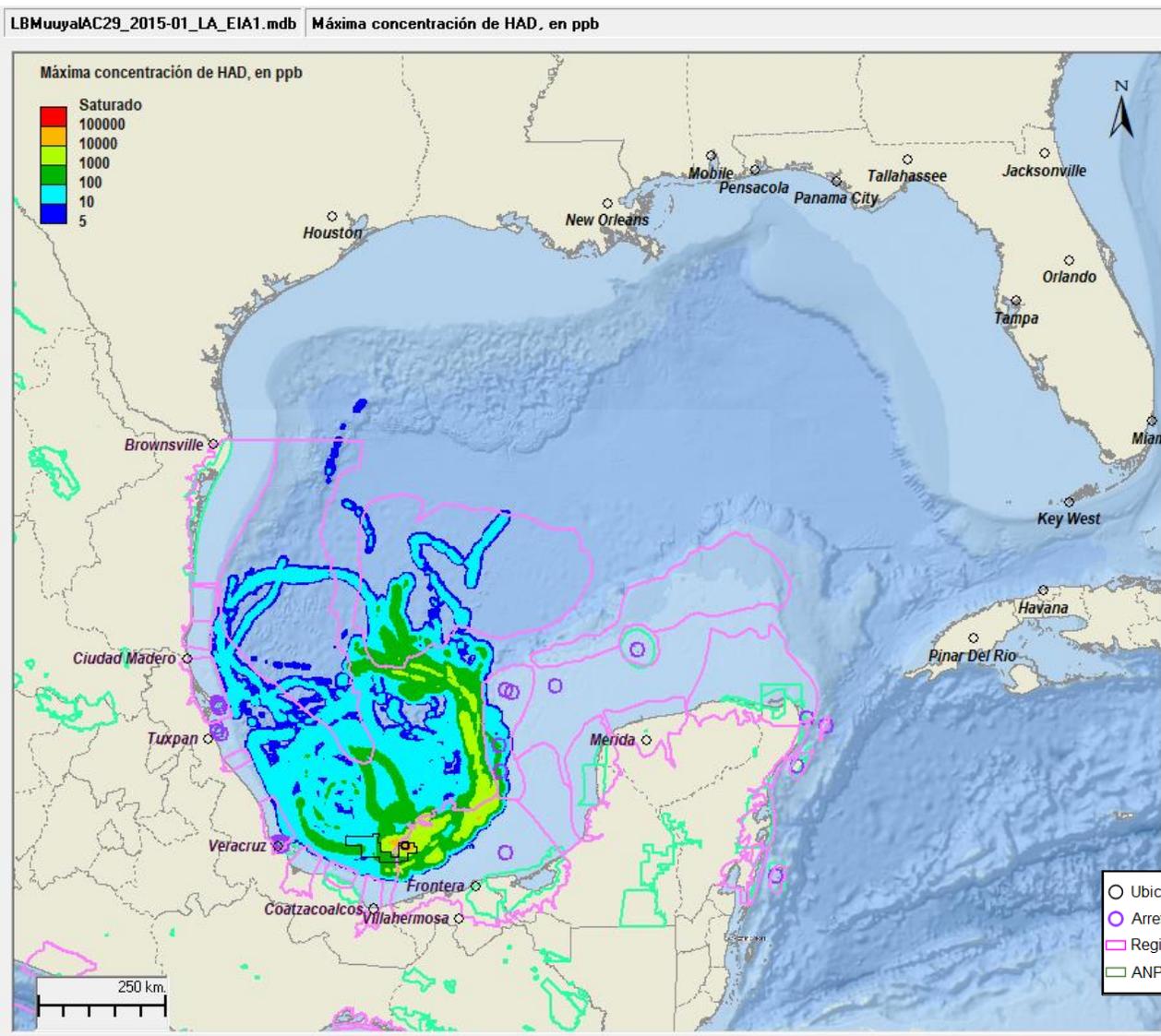


Figura 9.58 Reventón de pozo (125 días) Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua- Mayor área de superficie en riesgo de HAD>5ppb Pozo 2.

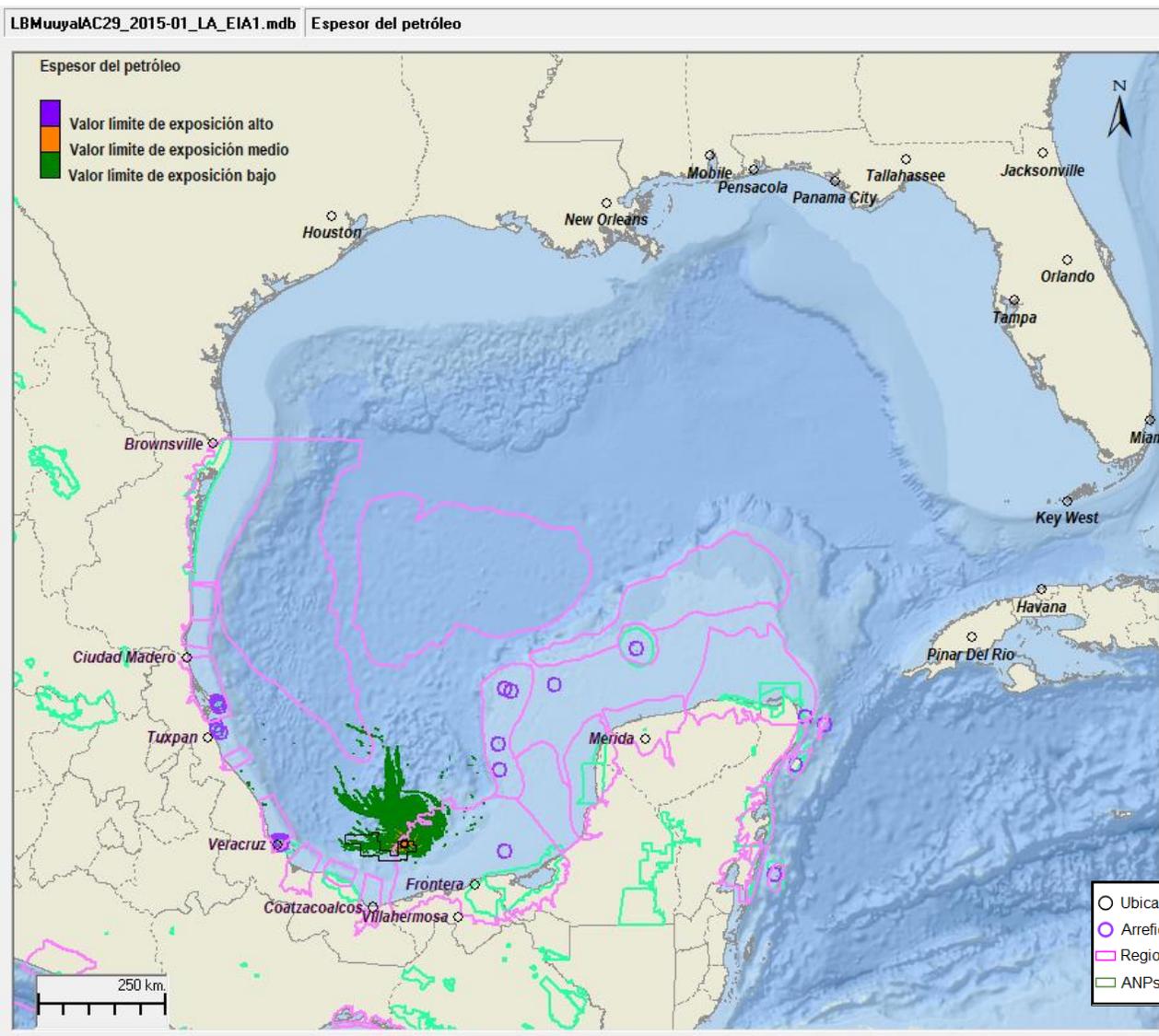


Figura 9.59 Reventón de pozo (125 días) Mayor mayor área con hidrocarburo visible en la superficie oceánica Pozo 2.

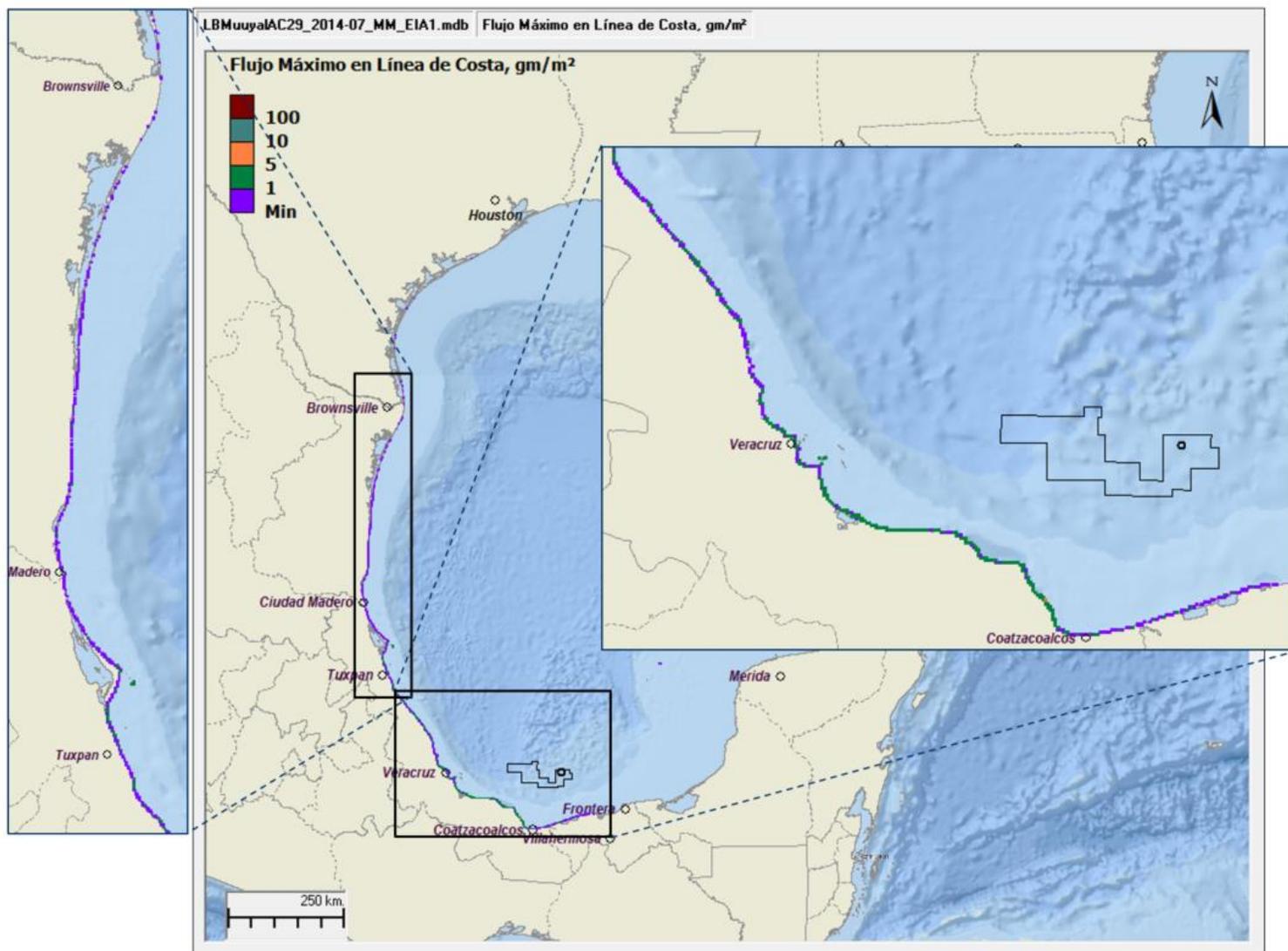


Figura 9.60 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la línea de costa - Reventón de pozo (125 Días): Flujo máximo gm/m² Pozo 2.

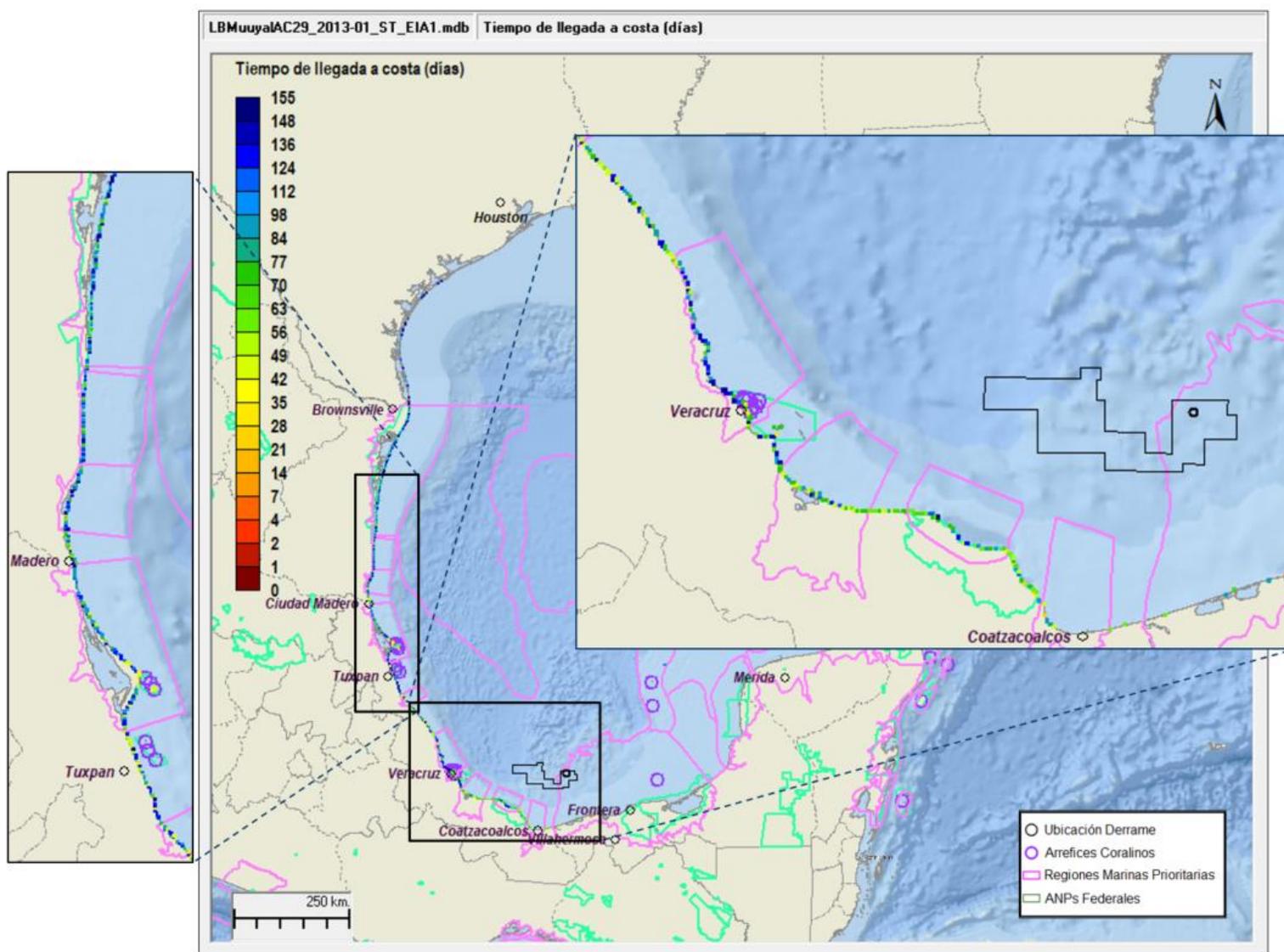


Figura 9.61 Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua - Reventón de pozo (125 Días): Tiempo de llegada más corto (en días) Pozo 2.

9.5.2 *Análisis de Riesgo*

9.5.2.1 *Reposicionamiento de Escenarios de Riesgo*

Durante la sesión de identificación de riesgos y su jerarquización se identificaron 11 impactos clasificados con el nivel de riesgo residual “Moderado” y con el nivel de consecuencia de mayor magnitud (Desastroso) y el mayor nivel de probabilidad asignado (frecuencia anual de 10^{-6} a 10^{-5}). Estos impactos fueron documentados en la Tabla 9.38 de la sección 9.5.1.4. Es importante notar que en los riesgos con mayor nivel de consecuencia y evaluados con un mayor nivel de riesgo residual 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 del Capítulo 9 Registro de Riesgos de la sesión HAZID) 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.

9.5.2.2 *Análisis de Vulnerabilidad*

Para propósitos del Análisis de Vulnerabilidad, se tomarán en cuenta únicamente los resultados de las modelaciones hechas para Polok-1, ya que es el pozo que se tiene confirmado para la realización de este proyecto.

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 del Capítulo 9 Planos de afectación del Análisis detallado de consecuencias.

Casos Máximos Probables (CMP) Polok-1

Los escenarios CMP que contempla la exploración de hidrocarburos en el AC29 son el Escenario 1 para el caso de dispersión tóxica, el Escenario 3 para el caso de Radiación térmica y el Escenario 5 para el caso de Explosión.

Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación, CMP (Dispersión de Nube Tóxica).

De acuerdo con los resultados de las simulaciones, se superan los límites de las instalaciones del buque de perforación en los alrededores inmediatos, para los radios de afectación 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 1.6 km como puede observarse en la Figura 9.16.

Por otra parte, en la Figura 9.62, se presenta la gráfica de Concentración versus Distancia en altura, que nos permite observar, que, al momento de liberación, encontraremos un pico de concentración (12,000 ppm) de la nube tóxica, sin embargo, esta concentración decrece rápidamente a la concentración del IDLH (2,000 ppm), y se mantiene constante a una altura de 50 m; esto debido que la densidad de la mezcla de gases es menor a la densidad del aire, lo que provoca la pronta disipación de la nube. Por lo que si no existe personal cerca del área de liberación de los gases, no habrá afectación hacia la tripulación.

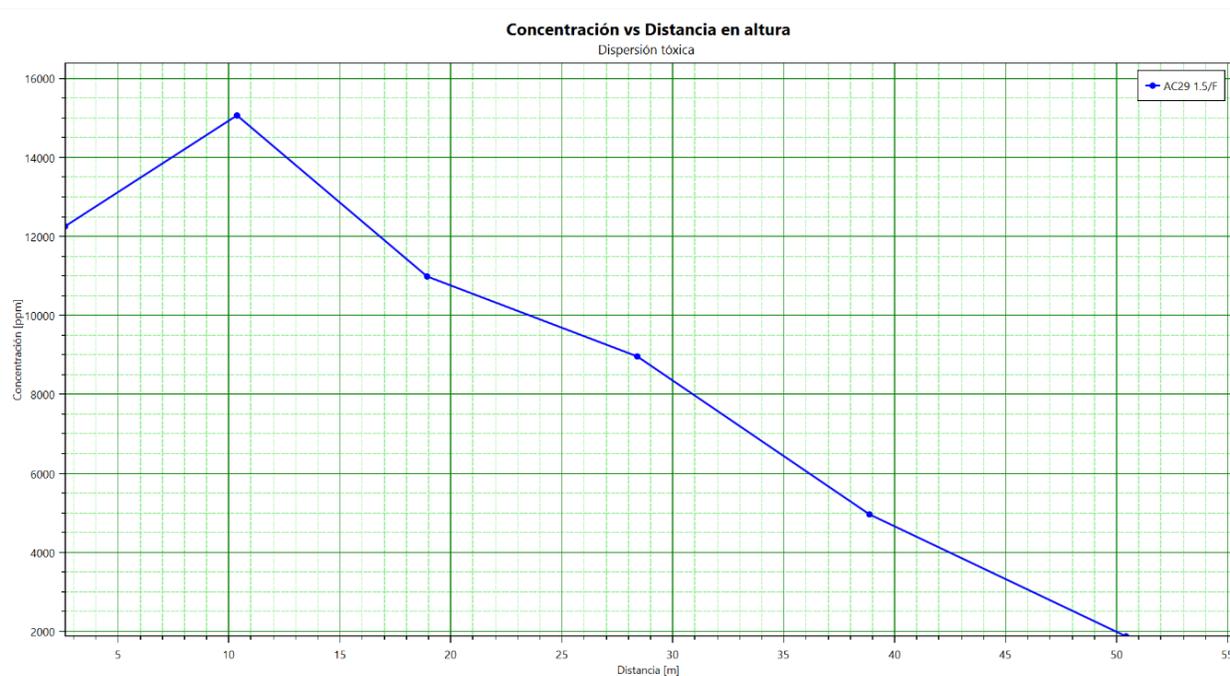


Figura 9.62 Concentración vs. Distancia en altura de la nube tóxica

De acuerdo a la Figura 9.63, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente a 752.5 m de la fuente de emisión en todas las direcciones teniendo una tendencia de mayor concentración en la dirección del viento dominante en la zona (Noreste a Suroeste), por lo cual, la nube viajaría al moonpool (ver Anexo del Capítulo 9 Arreglo General del Buque de Perforación) y continuaría hacia un área abierta en dirección al océano.

Además, cabe resaltar que en la Figura 9. 63, indica la distancia viento abajo a la que se pudo alcanzar la concentración particular; debido a este mecanismo, la concentración de interés no será constante dentro de los contornos, en cambio la gráfica indica 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.

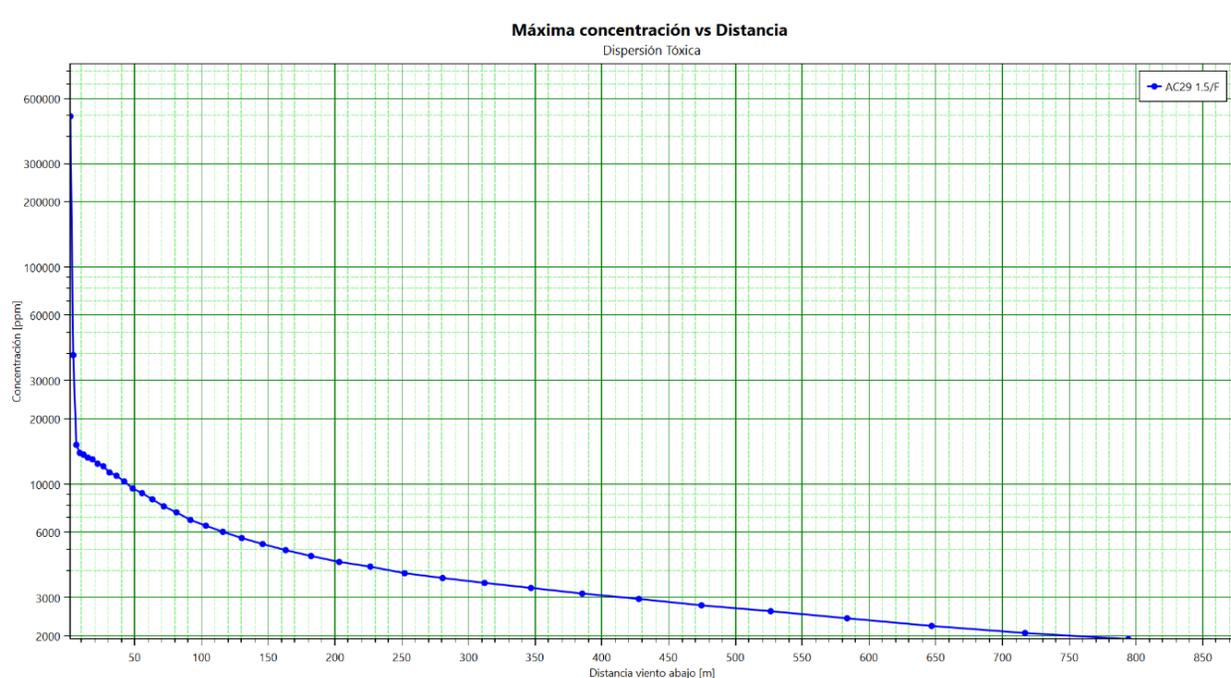


Figura 9.63 Concentración Máxima vs Distancia de la nube tóxica

Escenario 5. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación, CMP (Explosión).

Con base en los resultados de la simulación del Escenario 1, como se muestra en la Figura 9.63, se espera que se tenga la mayor concentración (496,746 ppm) en 1.8 m de distancia viento abajo, y tomando en cuenta el congestionamiento en el piso de perforación, a esta concentración podría ocurrir una onda de sobrepresión dentro del área de liberación.

De acuerdo a los resultados de las simulaciones, la zona de alto riesgo (1.0 psi) y la de amortiguamiento (0.5 psi) superan los límites del buque de perforación con 472.1 m y 886.1 m respectivamente. En la

Figura 9.20 se presentan las mayores ondas de sobrepresión que se producirán dentro del piso de perforación con una sobrepresión máxima de 8.8 psi y un alcance de 4.9 m, tomada como zona de alto riesgo para los equipos.

Por otra parte, en la Figura 9.64 se presenta la relación entre la sobrepresión alcanzada en caso de que ocurra una explosión y la distancia viento abajo que alcanzaría, dejando ver que las ondas de sobrepresión (8.8 a 3 Psi) por daño a equipos se mantendrán hasta los 184 m aproximadamente, por lo cual, debe tenerse especial cuidado en esta área, dado que es el punto donde mayor parte del personal se encuentra, además de, las estructura de soporte se verían afectadas.

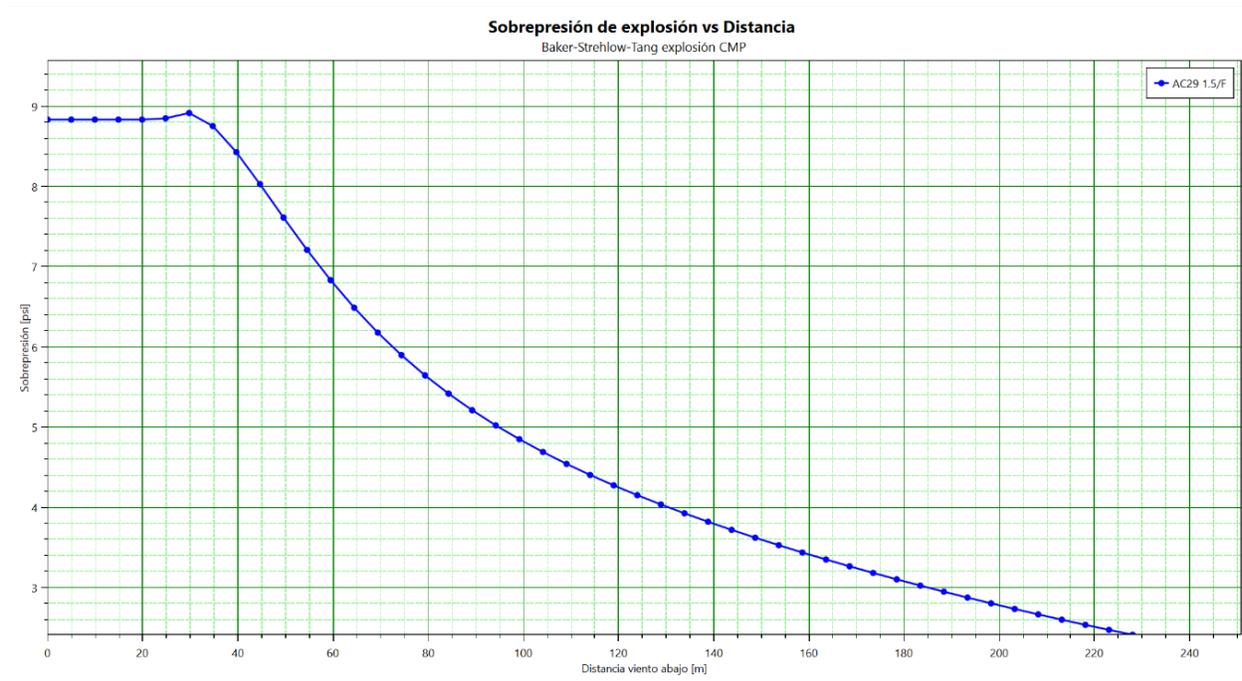


Figura 9.64 Sobrepresión de explosión vs Distancia

De acuerdo a la

Figura 9.20, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente 472.1 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 9.44 y Tabla 9.45). Además, debe mencionarse que existiría daños a las estructuras del buque de perforación, con posible demolición de las estructuras cercanas y daños a los equipos del moon pool; así como fatalidades inmediatas debido a que se presentan 8.8 Psi, en un radio de 4.9 m (Ver Tabla 9.44 y Tabla 9.45).

Escenario 3. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación, CMP (Radiación térmica- Jet Fire)

Para este escenario de acuerdo a los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m²) supera los límites del buque de perforación con 904.1 m. En la Figura 9.65 se representa la radiación máxima alcanzada respecto a la distancia viento abajo. En esta gráfica se puede apreciar que la radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 20 kW/m², además, la radiación de daño a equipos (20 a 12.5 kW/m²) se mantiene hasta los 120 m. Sin embargo, a pesar de que el impacto de esta radiación abarca gran parte del piso de perforación (ver Figura 9.18), no se esperan efectos estructurales ni para las personas en la zona de amortiguamiento

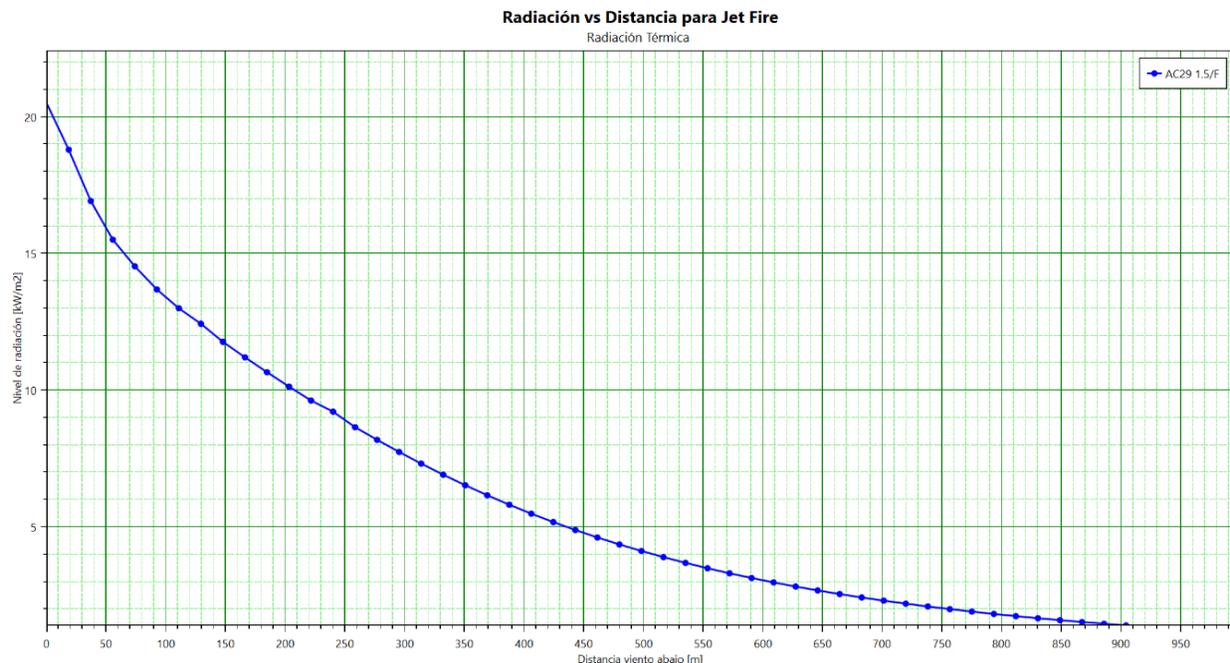


Figura 9.65 Radiación vs Distancia para Jet Fire

En la Figura 9.18, se puede observar que el dardo de fuego generado a partir del escenario, tiene un alcance de 435.5 m para la zona de alto riesgo, 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 y 904.1 para la zona de amortiguamiento. La flama o el dardo, tiene las siguientes características de acuerdo a los resultados arrojados por el software (Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación):

- Velocidad de la flama: 295.9 m/s
- Longitud de la flama: 397.3 m
- Poder emisor de la flama: 350 kW/m²
- Ángulo de la flama: 3.7°

Con lo que se puede concluir que, aunque la emisión se produjo de forma vertical, la flama o el dardo presentarán un grado de inclinación por las condiciones del lugar.

Además, debe mencionarse que el umbral del dolor del personal que esté cerca del piso de perforación, podría presentarse en 4 s de exposición, ya que la radiación alcanzaría un valor de 18.8 kW/m² en una distancia aproximada de 18.4 m. Aunado a esto, la cantidad de oxígeno dentro del área de perforación será disminuido drásticamente y sustituido por gases de combustión (monóxido de carbono, dióxido de carbono) dado el gran flujo de gases que se tendrá desde el pozo y que consumirá el oxígeno durante el proceso de combustión, por lo cual, el personal estará expuesto a una atmósfera deficiente de oxígeno; por otro lado en el caso de daño a equipos, producto de la exposición a esta radiación térmica, podría generarse daño a equipos de cubierta de plástico y tuberías del mismo material. 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.

Casos Catastróficos (CC) Polok-1

Los escenarios CC que contempla la exploración de hidrocarburos en el AC29 son el Escenario 2 para el caso de dispersión tóxica, el Escenario 4 para el caso de Radiación térmica y el Escenario 6 para el caso de Explosión.

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 9.78.

Tabla 9.78 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos

Escenario	Efecto potencial	Impactos potenciales
Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación, CC (Dispersión Tóxica).	Dispersión tóxica	<p>De acuerdo con los resultados de las simulaciones, se superan los límites de las instalaciones del buque de perforación en los alrededores inmediatos, para los radios de afectación 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 2.9 km.</p> <p>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.</p> <p>Ver Anexo del Capítulo 9 Planos de afectación del análisis detallado de consecuencias.</p>
Escenario 6. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación, CC (Explosión).	Ondas de sobrepresión	<p>Con base en los resultados de la simulación del Escenario 1, se espera que se tenga la mayor concentración (804,145 ppm) en 1.2 m de distancia viento abajo, y de acuerdo a la acción inflamable del compuesto y al congestionamiento en el piso de perforación, a esta concentración podría ocurrir una</p>

Escenario	Efecto potencial	Impactos potenciales
		<p>onda de sobrepresión dentro del piso de perforación.</p> <p>De acuerdo a la Figura 9.21 la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente 594.8 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 9.44). Además, debe mencionarse que existiría daños a las estructuras del buque de perforación, 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; así como fatalidades inmediatas debido a que se presentan 8.8 Psi, en un radio de 42.4 m (Ver Tabla 9.44 y Tabla 9.45). Ver Anexo del Capítulo 9 Planos de afectación del análisis detallado de consecuencias.</p>
<p>Escenario 4. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación, CC (Radiación térmica- Jet Fire)</p>	<p>Radiación térmica</p>	<p>Para este escenario de acuerdo a los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m²) supera los límites del buque de perforación con 1,013.2 m.</p> <p>En la Figura 9.19, se puede observar que el dardo de fuego generado a partir del escenario, tiene un alcance de 484.7 m para la zona de alto riesgo, 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 y 1,013.2 m para la zona de amortiguamiento. La flama o el dardo, tiene las siguientes características de acuerdo a los resultados arrojados por el software (Anexo del Capítulo 9 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación):</p> <p>Velocidad de la flama: 307.1 m/s Longitud de la flama: 453.1 m Poder emisivo de la flama: 350 kW/m² Ángulo de la flama: 3.5°</p> <p>Con lo que se puede concluir que, aunque la emisión se produjo de forma vertical, la flama o el dardo presentarán un cierto grado de inclinación por las condiciones del lugar.</p> <p>Ver Anexo del Capítulo 9 Planos de afectación del análisis detallado de consecuencias.</p>

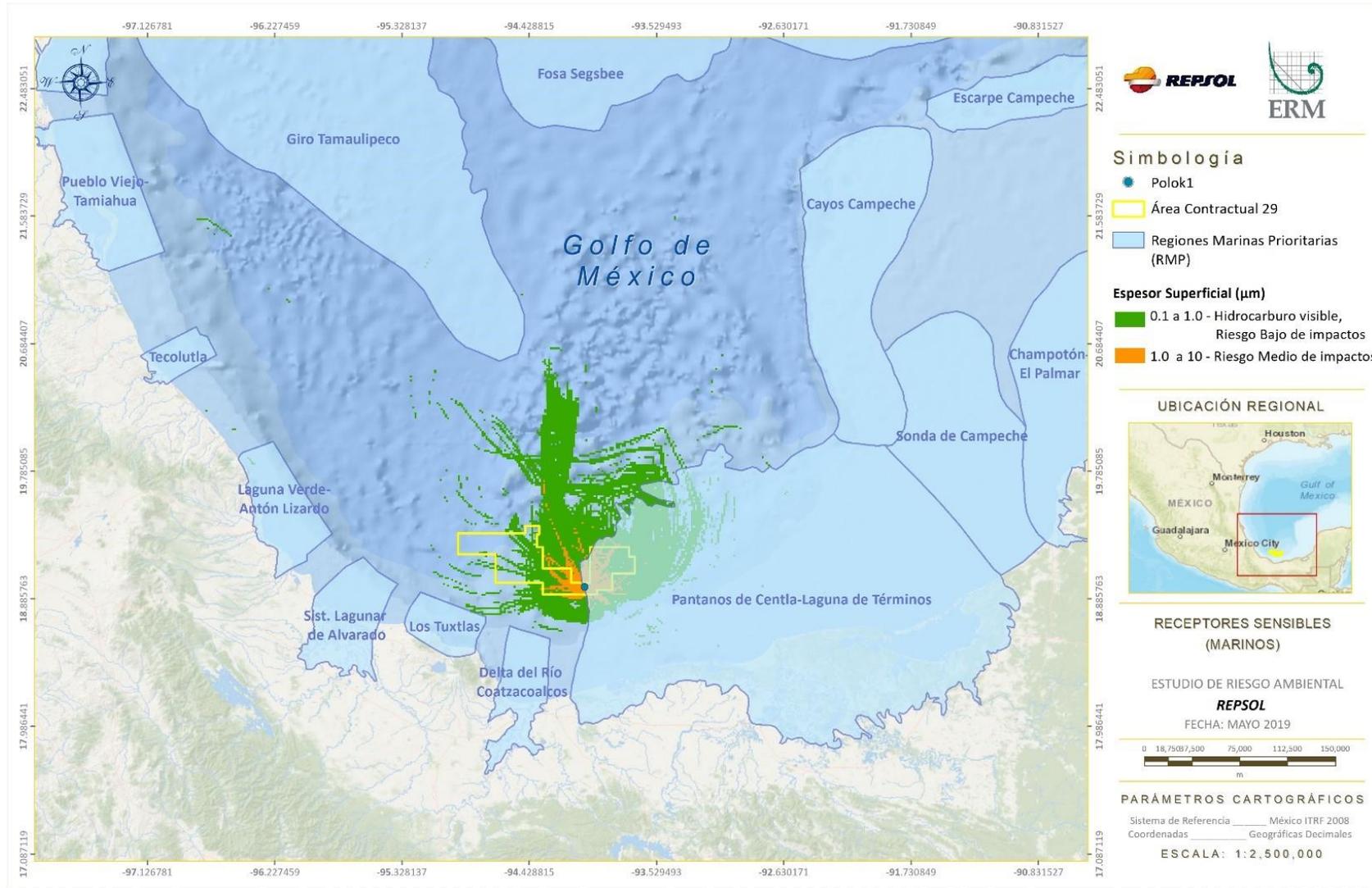
Fuente: Anexo del Capítulo 9 Hojas de resultados de Escenarios de Simulación.

Análisis de sensibilidad del impacto del derrame de hidrocarburos sobre áreas de biodiversidad

Para el análisis de vulnerabilidad se consideró como representativo utilizar el reventón con una duración de 125 días para Polok-1, con la trayectoria del WC *Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua*. 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 Fuente: Elaborado por ERM con información de CONABIO, 2008.

Figura 9.66 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 9.69. Se observa que, en el mar, el riesgo medio de impactos por derrame de hidrocarburos se extiende en su totalidad sobre la región marina prioritaria Pantanos de Centla –Laguna de Términos y sería impactada directamente, estimando riesgos bajos y medios. Además, los residuos de hidrocarburos alcanzarían el área de Los Tuxtlas y de Delta del Río Coatzacoalcos.

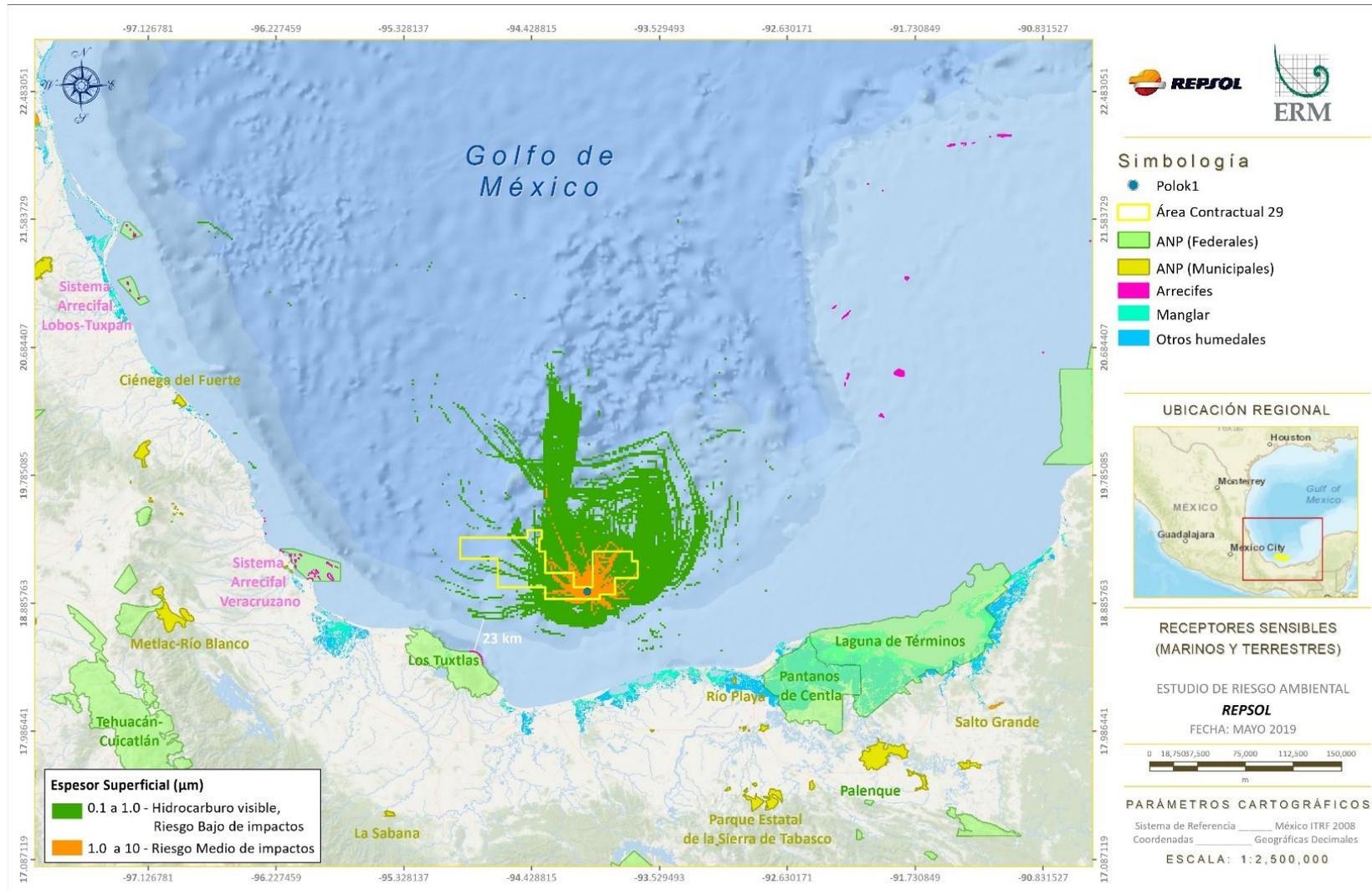


Fuente: Elaborado por ERM con información de CONABIO, 2008.

Figura 9.66 Receptores Sensibles (Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburos flotando sobre la superficie del agua.

En la figura Fuente: Elaborado por ERM con información de Red Nacional de Sistemas Estatales (2018), CONANP (2019), SEGOB (2018), WRI (2011), CONABIO (2016).

Figura 9.67 se muestra la modelación de la mancha del derrame, la cual no alcanza zonas de arrecifes, manglares o humedales ni Áreas Naturales Protegidas (ANP), el área mas cercana es una zona de arrecifes a 23 km al suroeste de la mancha, esta zona se encuentra a un lado del ANP Federal Los Tuxtlas.

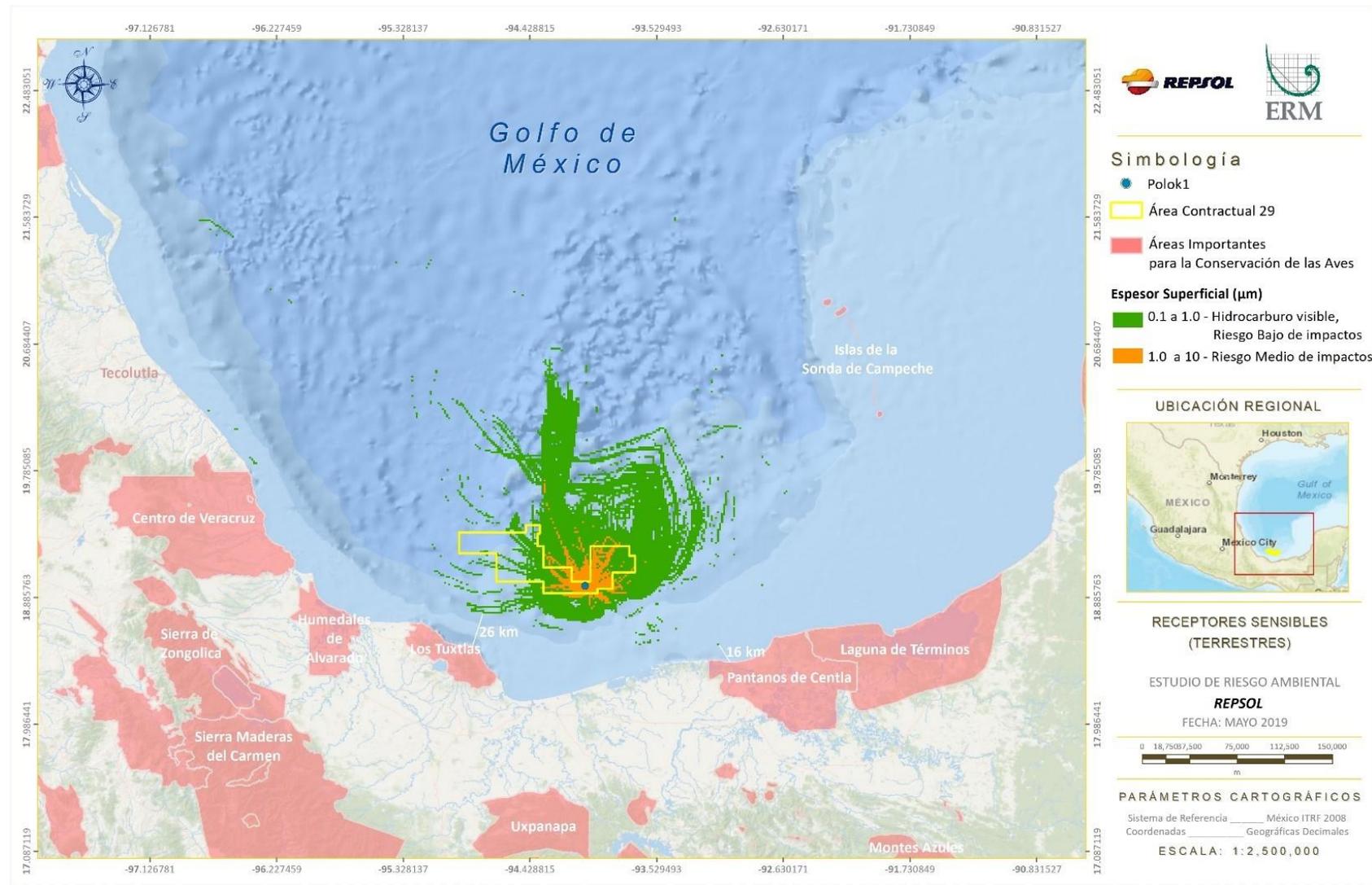


Fuente: Elaborado por ERM con información de Red Nacional de Sistemas Estatales (2018), CONANP (2019), SEGOB (2018), WRI (2011), CONABIO (2016).

Figura 9.67 Receptores Sensibles (Terrestres y Marinos) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua.

El derrame de hidrocarburos no llega a ningún Área de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAS), a donde diferentes especies llegan estacionariamente o los utilizan como lugares de tránsito. En la Fuente: Elaborado por ERM con información de CONABIO (2015).

Figura 9.68 se muestra que la AICAS mas cercanas a los residuos del derrame son Los Tuxtlas, a 26 km al suroeste y Pantanos de Centla a 16 km al sureste.

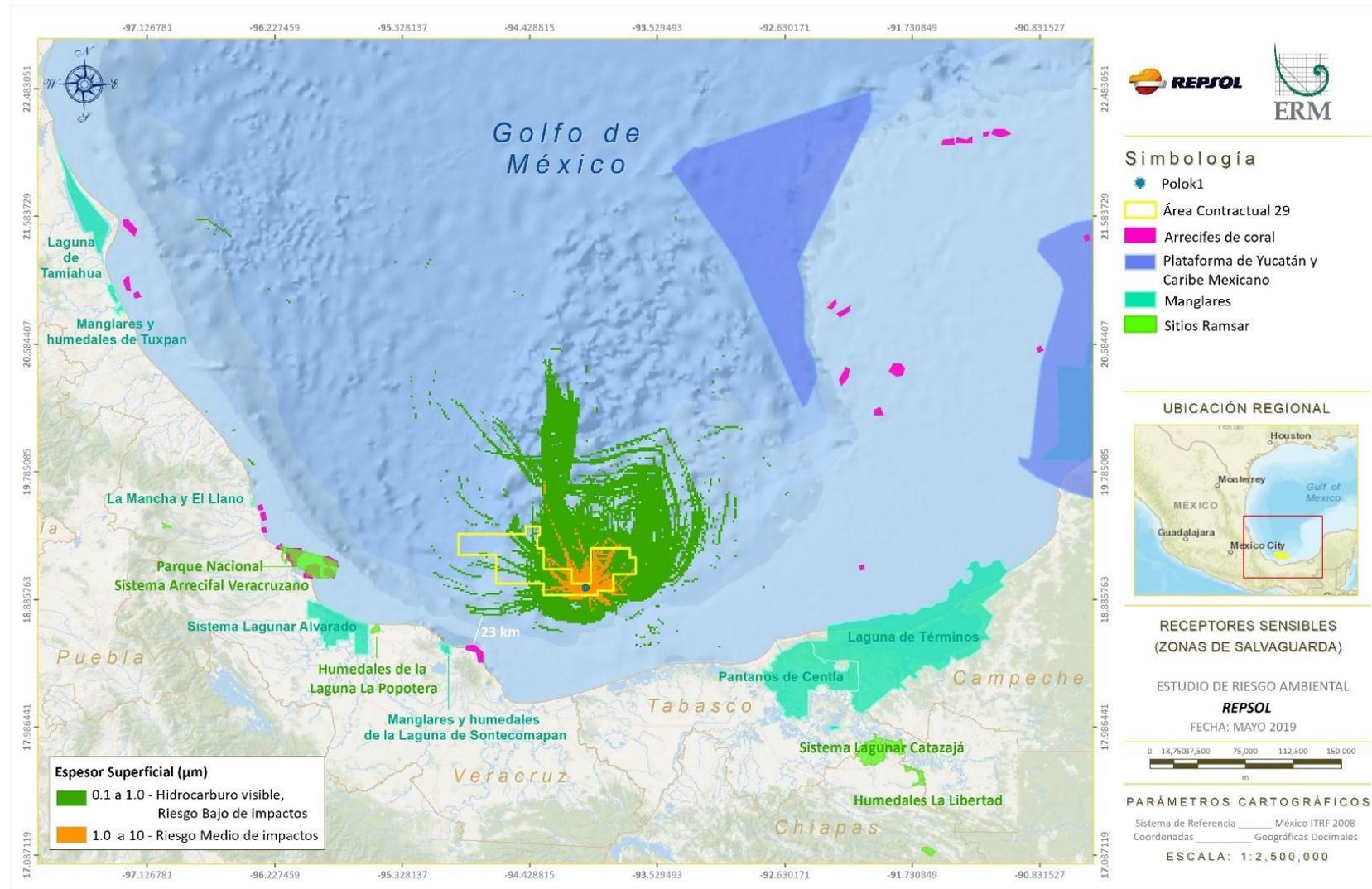


Fuente: Elaborado por ERM con información de CONABIO (2015).

Figura 9.68 Receptores Sensibles (Terrestres AICA) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburos flotando sobre la superficie del agua.

Las zonas de salvaguarda son lugares en donde se prohíbe la exploración y extracción de hidrocarburos por su alto valor ambiental, éstas zonas son áreas de protección de flora y fauna, manglares, arrecifes de coral y Sitios Ramsar. En la figura Fuente: Elaborado por ERM con información del Diario Oficial de la Federación, Secretaría de Gobierno (SEGOB) ((DOF: 07/12/2016)).

Figura 9.69 se muestra que el derrame de hidrocarburos no alcanza ninguna zona de salvaguarda, el área ambiental mas cercana es una zona de arrecifes de coral a 23 km al suroeste de la mancha del derrame frente a la costa de Veracruz.



Fuente: Elaborado por ERM con información del Diario Oficial de la Federación, Secretaría de Gobierno (SEGOB) ((DOF: 07/12/2016)).

Figura 9.69 Receptores Sensibles (Zonas de Salvaguarda) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburos flotante sobre la superficie del agua.

De acuerdo a la identificación de receptores sensibles (fauna) indicada en la Tabla 9.79, se identificaron diferentes especies a lo largo del Golfo de México, en la Tabla 9.79 se indica el nombre común de cada una de éstas y su ubicación en el litoral mexicano.

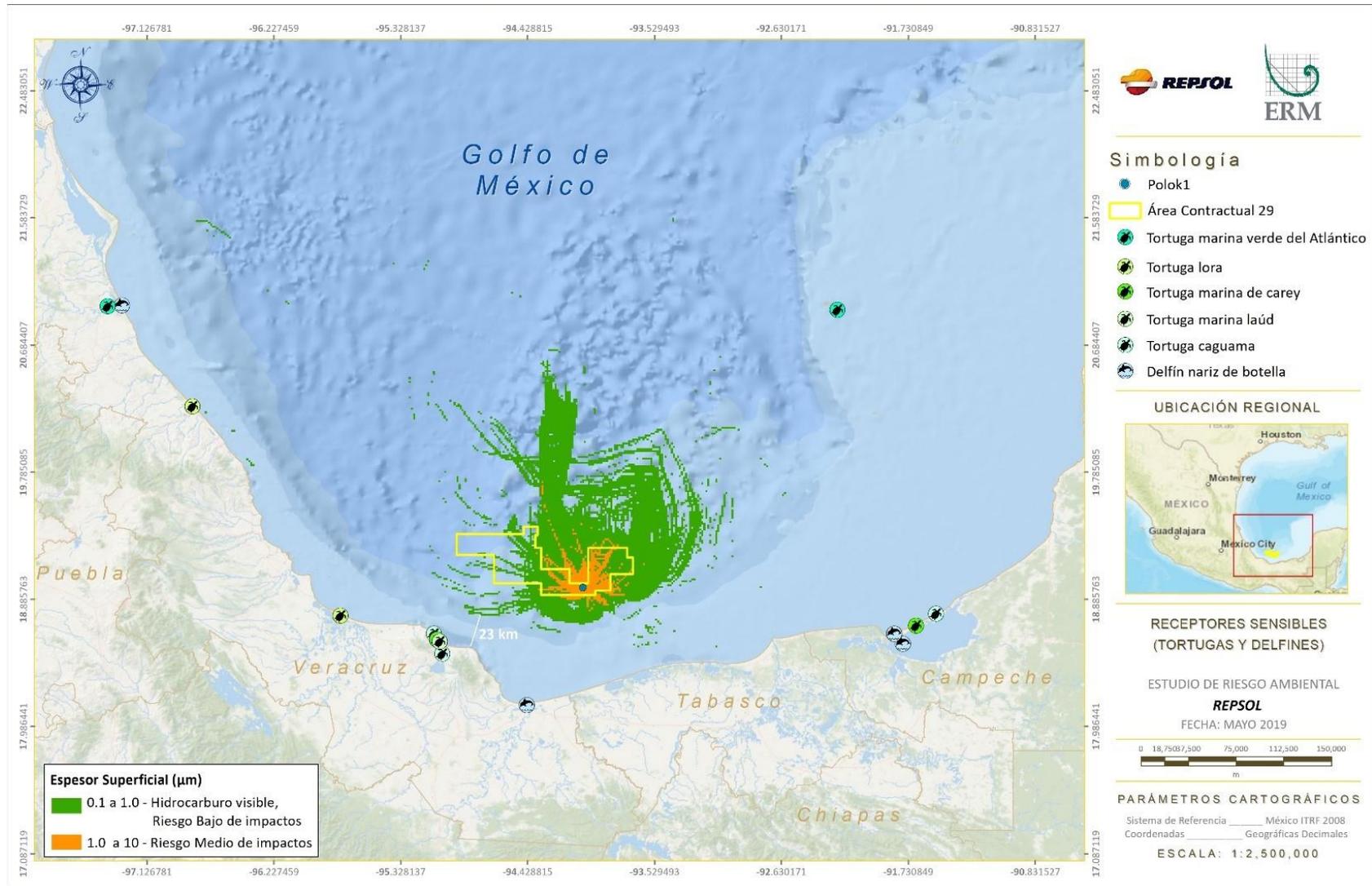
Tabla 9.79 Distribución de fauna en el Golfo de México.

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 e Veracruz, Campeche, Yucatán y Quintana Roo.
Ballenas	Ballena Picuda de Couvier		Costa de Quintana Roo, Michoacán y BCS.
	Ballena Piloto		Costa de Yucatán y Quintana Roo.

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

En la Fuente: Elaborado por ERM con información de CONABIO (2009).

Figura 9.70, se presentan algunas de las especies de tortugas y delfines que llegan a las costas del Golfo de México, se observa que los residuos del derrame no alcanzan la línea de costa, lugar donde llegan las tortugas y delfines, sin embargo, se podrían ver afectadas durante su trayectoria.



Fuente: Elaborado por ERM con información de CONABIO (2009).

Figura 9.70 Receptores Sensibles (Fauna) para Trayectoria Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua.

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

9.5.3.1 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 consecuencia y evaluados con un mayor nivel de riesgo residual (Tabla 9.38) pueden ser adjudicados, en su mayoría, a errores humanos u operacionales.

Aun así, para los eventos de "Pérdida de control/ integridad 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 principal 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.

9.5.3.2 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 11 casos con nivel de riesgo Moderado, mayor nivel de consecuencia (Desastroso) y probabilidad evaluada, se consideró que los sistemas de seguridad y medidas preventivas permiten la correcta administración de riesgos en esta etapa del proyecto.

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 los controles adicionales a las amenazas por el equipo evaluador.(véase Tabla 9.80).

Tabla 9.80 Recomendaciones Técnico Operativas.

No	Recomendación	Identificación del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo Residual
			Código de Peligro	Descripción		
R1	Asegurar que toda la logística del personal sea revisada y puesta en marcha antes de comenzar operaciones incluyendo instrucciones a bordo	1. Diseño y Planeación	1.1	Conflictos sociales/ políticos/ de seguridad	Repsol y Maersk	Menor
R2	Considerar revisar competencias y certificación de personal clave de perforación	1. Diseño y Planeación	1.6	Pérdida de control de pozo por liberación de hidrocarburos en formación bajo presión	Repsol	Moderado
R3	Realizar Análisis Bow-Tie - Hidrocarburos bajo presión/Reventón de pozo	1. Diseño y Planeación 3.1 Actividades rutinarias Perforación	1.6, 3.1.1, 3.1.5, 3.1.7, 3.1.11, 3.1.14, 3.1.24, 3.1.27	Pérdida de integridad/ control de pozo	Repsol	Moderado
R4	Realizar Bow-Tie de colisión de embarcaciones (operaciones marinas)	2. Construcción (movilización/ desmovilización)	2.1	Colisión con otros buques y estructuras costa afuera	Repsol	Menor
R5	Asegurar el cumplimiento del sistema de gestión de mantenimiento del buque de perforación.	3.1 Actividades rutinarias Perforación	3.1.2	Pérdida de integridad mecánica o estructural de la unidad durante operación	Maersk	Menor
R6	Asegurar que se mantengan redundancias.	3.1 Actividades rutinarias Perforación	3.1.3	Pérdida de posición estable (station keeping)	Maersk	Menor
R7	Revisar Bow-Tie Maersk 11.05.10 Estabilidad de Posicionamiento (station keeping)	3.1 Actividades rutinarias Perforación	3.1.3	Pérdida de posición estable (station keeping)	Maersk	Menor
R8	Revisar Bow-Tie 11.03.03 Hidrocarburos liberados en unidad	3.1 Actividades rutinarias Perforación	3.1.4, 3.1.23	Sobrepresión inesperada	Maersk	Menor

No	Recomendación	Identificación del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo Residual
			Código de Peligro	Descripción		
R9	Revisar BowTie Maersk (Análisis HSE)- 11.05.15. Manejo de tubería	3.1 Actividades rutinarias Perforación	3.1.12	Colocación incorrecta de tubería de revestimiento	Maersk	Menor
R10	Revisar Bow-Tie Maesk 11.05.13 - Operaciones de grúa en cubierta	3.1 Actividades rutinarias Perforación 3.2 Actividades rutinarias-Logística	3.1.20, 3.2.7	Liberación de energía almacenada en el cable (tensión)	Maersk	Menor
R11	Revisar BowTie Maersk (Análisis HSE)- 11.05.03 Liberación de hidrocarburos en el buque.	3.1 Actividades rutinarias Perforación	3.1.25	Liberación de gas en la unidad	Maersk	Menor
R12	Repsol verificará a los SECE (sistemas críticos de seguridad), de acuerdo con resultados de inspección de ADC (Consultores de Perforación Aberdeen)	3.1 Actividades rutinarias Perforación	3.1.31	Pérdida de contención primaria por fluidos inesperados	Repsol	Menor
R13	Asegurar comunicación antes de cambio de turno para identificar exposición a enfermedades infecciosas y Asegurar que el MERP cuenta con protocolos de evacuación para casos no urgentes.	3.1 Actividades rutinarias Perforación 3.3 Actividades rutinarias-En cubierta	3.1.32 3.3.18	Pérdida de control de condiciones médicas del personal	Repsol	Menor
R14	Asegurar que almacenamiento apropiado de recortes y métodos de transferencia se pongan marcha antes de operación: tanques ISO, skip and ship, cajas de corte grandes.	3.2 Actividades rutinarias-Logística	3.2.1	Pérdida de contención primaria	Repsol	Menor

No	Recomendación	Identificación del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo Residual
			Código de Peligro	Descripción		
R15	Asegurar que la capacitación apropiada se le dé al personal relevante en operaciones de elevación seguro.	3.2 Actividades rutinarias-Logística	3.2.1	Pérdida de contención primaria	Repsol	Menor
R16	Asegurar que la válvula de presión de seguridad usada para operaciones de carga de combustible sea compatible con el sistema de carga de la unidad (ejemplo, mangueras)	3.2 Actividades rutinarias-Logística	3.2.3	Pérdida de contención primaria de diesel durante operaciones de transferencia	Maersk	Menor
R17	Asegurar que se lleve a cabo la revisión de seguridad previa a operaciones por parte de los asesores de aviación de Repsol y que las acciones se realicen.	3.2 Actividades rutinarias-Logística	3.2.5	Pérdida de control de helicóptero durante operaciones para transporte de materiales, suministros, productos y personas.	Repsol	Moderado
R18	Realizar Bow-Tie para operaciones aéreas	3.2 Actividades rutinarias-Logística	3.2.5	Pérdida de control de helicóptero durante operaciones para transporte de materiales, suministros, productos y personas.	Repsol	Moderado
R19	Revisar Bow-Tie Maesk 11.05.13 - Operaciones de grúa en cubierta	3.2 Actividades rutinarias-Logística 3.3 Actividades rutinarias-En cubierta	3.2.8, 3.3.1, 3.3.2, 3.3.3, 3.3.5	Caída de cargamento/ objetos debido a equipo colgando (levantamiento de material y equipo)	Maersk y Repsol	Menor
R20	Revisar Bow-Tie Maesk 11.05.14 - lizado en piso de perforación	3.2 Actividades rutinarias-Logística 3.3 Actividades rutinarias-En cubierta	3.2.8, 3.3.1, 3.3.5	Caída de cargamento/ objetos debido a equipo colgando (levantamiento de material y equipo)	Maersk y Repsol	Menor

No	Recomendación	Identificación del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo Residual
			Código de Peligro	Descripción		
R21	Desarrollar Bow-Tie Objetos suspendidos	3.2 Actividades rutinarias-Logística	3.2.8	Caída de cargamento debido a equipo colgando (levantamiento de material y equipo)	Maersk y Repsol	Menor
R22	Revisar procedimiento de trabajo en alturas Maersk M-CPH-1171-20134	3.3 Actividades rutinarias-En cubierta	3.3.2	Caída de personal/ objetos por trabajos en alturas > 1.8 m	Maersk	Menor
R23	Revisar Manual de Operaciones de Levantamiento - M-CPH-1171-44280	3.3 Actividades rutinarias-En cubierta	3.3.3	Caídas de personal/ objetos debido a operaciones de transferencia de personal	Maersk	Menor
R24	Revisar Bow-Tie 11.05.15 manejo de tubería	3.3 Actividades rutinarias-En cubierta	3.3.6	Pérdida de control de tuberías	Maersk	Menor
R25	Revisar procedimiento M-CPH-1171-39668	3.3 Actividades rutinarias-En cubierta	3.3.7	Pérdida de contención primaria de químicos	Maersk	Menor
R26	Realizar el Análisis de factores de escalación a las barreras	4. Actividades no rutinarias	4.1	Pérdida de control de emergencia debido a falla de contención de materiales	Maersk	Menor
R27	Revisar Bow-Tie 11.05.10 Pérdida de posicionamiento (station keeping) - Power Failure	4. Actividades no rutinarias	4.1	Pérdida de control de emergencia debido a falla de contención de materiales	Maersk	Menor
R28	Elaborar un plan de revisión de Repsol a los sistemas críticos de seguridad (SECE)	4. Actividades no rutinarias	4.2	Pérdida de integridad estructural	Repsol	Menor

No	Recomendación	Identificación del nodo	Escenario de Riesgo		Responsable	Nivel de Riesgo Residual
			Código de Peligro	Descripción		
R29	Acercamientos con la guardia costera y otras operadoras para identificar alianzas y poder generar el grupo de ayuda mutua	4. Actividades no rutinarias	4.3	Falla en plan de clima severo	Repsol	Menor
R30	Asegurar que se lleve a cabo asesoría de seguridad apropiada para área de operación Definición del Plan de Seguridad Corporativa	4. Actividades no rutinarias	4.4	Falla en manual de comunicación de crisis	Repsol	Menor
R31	Asegurar que en la supervisión de HSE durante la operación se evalúen las competencias (i.e. en los simulacros).	4. Actividades no rutinarias	4.5	Falla en procedimientos de control de emergencias	Repsol y Maersk	Menor
R32	Asegurar que se lleve a cabo la revisión de seguridad previa a operaciones por parte de los asesores de aviación de Repsol y que las acciones se realicen.	4. Actividades no rutinarias	4.6, 4.7	Pérdida de control de helicóptero	Repsol	Moderado
R33	Realizar Bow-Tie para operaciones aéreas, que incluya vuelos nocturnos	4. Actividades no rutinarias	4.6, 4.7	Pérdida de control de helicóptero	Repsol	Moderado
R34	Establecer factores de escalación al Plan de Respuesta a Emergencias en todos los análisis Bow-Tie	4. Actividades no rutinarias	4.8	Retraso en la respuesta a emergencias debido a trabajos en situaciones remotas o costa afuera	Repsol	Menor

Fuente: Registro de Riesgos y Peligros, Perforación Exploratoria AC29, México. Rev. 0, Repsol, Marzo 2019.

Nota: 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 del buque que se utilizará, y estará conformado por 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, el piso de perforación, y el helipuerto. El sistema contraincendios fue construido siguiendo los estándares de la NFPA (Asociación Nacional de Protección contra el Fuego).

La mayoría de las áreas cerradas en el buque 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 al buque Maersk Valiant 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 elementos contenidos en la Tabla 9.81:

Tabla 9.81 Dispositivos del Sistema Contra Incendios.

Nivel	Detectores de fuego, dispositivos indicadores y alarmas	Bombas y valvulas	Equipo contraincendio
FWD 1ra Cubierta	(41) Speakers (3) Puntos de llamada (1) Detector de calor (20) Detectores de humo	(2) Hidrantes (2) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(6) Extintidores de polvo de 6 kg (16) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
FWD 2da Cubierta	(2) Lámparas (2) Señales de luz (18) Detectores de humo (1) Alarma de cuerno (17) Speakers (5) Puntos de llamada (2) Alarma de cuerno eléctrica	(5) Hidrantes (5) Manguera de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(4) Extintidores de CO ₂ de 5 kg (3) Extintidores de polvo de 6 kg (1) Aspersores de alta presión (16) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
AFT 2da Cubierta	(9) Alarmas (21) Detectores de calor (6) Detectores de flama (2) Pulsador contra incendio local (20) Speakers (19) Puntos de llamada (10) Señales de luz (9) Alarma de cuerno eléctrica (3) Alarmas de cuerno (13) Detectores de humo	(10) Hidrantes (10) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(12) Extintidores de polvo de 6 kg (11) Extintidores de CO ₂ de 5 kg (62) Aspersores de alta presión (34) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
3ra Cubierta	(3) Lamparas (10) Detectores de humo		
AFT 3ra Cubierta	(21) Speaker (2) Monitores para detectores de gas (3) Puntos de llamada (26) Detectores de calor (6) Detectores de humo	(7) Hidrantes (7) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(6) Extintidores de CO ₂ de 5 kg (12) Extintidores de polvo de 6 kg (3) Extintidores de espuma de 9 L (3) Extintidores portables de espuma de 20 L

Nivel	Detectores de fuego, dispositivos indicadores y alarmas	Bombas y valvulas	Equipo contraincendio
	(6) Alarmas de cuerno (11) Alarmas de cuerno eléctricas (11) Señales de luz		(99) Aspersores de alta presión (41) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
FWD 3ra Cubierta	(7) Speakers (5) Puntos de llamada (3) Alarmas de cuerno (3) Alarmas de cuerno eléctricas (3) Señales de luz	(4) Hidrantes (4) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(3) Extintidores de CO ₂ de 5 kg (2) Extintidores de polvo de 6 kg (12) Aspersores de alta presión (15) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
4ta Cubierta	(3) Lamparas (33) Detectores de humo		
AFT 4ta Cubierta	(16) Speakers (6) Puntos de llamada (3) Alarmas de cuerno (4) Alarmas de cuerno eléctrica (4) Señales de luz	(6) Hidrantes (6) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(3) Extintidores de CO ₂ de 5 kg (4) Extintidores de polvo de 6 kg (76) Aspersores de alta presión (16) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
Cubierta A	(80) Speakers (44) Detectores de humo	(4) Hidrantes (4) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(9) Extintidores de polvo de 6 kg
ACC Cubierta A	(7) Puntos de llamada (7) Monitores de detectores de gas	(1) Válvula	(1) Fire control y Safety plan
AFT Cubierta A	(9) Speakers	(1) Hidrantes (1) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(12) Aspersores de alta presión
Cubierta B	(79) Speakers (4) Puntos de llamada (40) Detectores de humo	(4) Hidrantes (4) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(5) Extintidores de polvo de 6 kg
ACC Cubierta B	(3) Monitores de detectores de gas		
Cubierta C	(77) Speakers (4) Puntos de llamada (40) Detectores de humo	(4) Hidrantes (4) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(4) Extintidores de polvo de 6 kg

Nivel	Detectores de fuego, dispositivos indicadores y alarmas	Bombas y valvulas	Equipo contraincendio
AFT Cubierta C	(18) Monitores de detectores de gas	(2) Hidrantes (2) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	
Cubierta D	(77) Speakers (4) Puntos de llamada (39) Detectores de humo	(4) Hidrantes (4) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(4) Extinguidores de polvo de 6 kg
Cubierta E	(60) Speakers (7) Puntos de llamada (32) Detectores de humo	(4) Hidrantes (4) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(2) Extinguidores de CO ₂ de 5 kg (4) Extinguidores de polvo de 6 kg
Piso de perforación	(5) Lamparas (10) Detectores de humo		
AFT Piso de perforación	(12) Speakers (3) Puntos de llamada (2) Pulsador contra incendio local (2) Alarmas de cuerno (8) Alarma de cuerno eléctrica (7) Señales de luz	(2) Bombas contra incendio (3) Hidrantes (3) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(6) Extinguidores de polvo de 6 kg (2) Extinguidores de espuma de 45 L (84) Aspersores de alta presión
FWD Piso de perforación	(5) Speakers (6) Puntos de llamada (1) Alarma de cuerno (1) Alarma de cuerno eléctrica (1) Señales de luz	(3) Bombas contra incendio (1) Hidrante (1) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(5) Extinguidores de polvo de 6 kg (36) Aspersores de alta presión (14) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
ACC Helipuerto TOP	(5) Speakers (3) Puntos de llamada (1) Detectores de humo	(3) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete) (3) Monitores de espuma (1) Válvula de agua	(1) Extinguidores de CO ₂ de 20 kg (2) Extinguidores de polvo de 25 kg (8) Sistema de extinguidor de agua fijo (3) Estaciones de espuma
Helipuerto Rece.	(22) Speakers (22) Puntos de llamada (8) Detectores de humo	(1) Válvula de agua (2) Hidrantes (2) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(2) Extinguidores de polvo de 6 kg (2) Fuente de emergencia de energía eléctrica (batería)

Nivel	Detectores de fuego, dispositivos indicadores y alarmas	Bombas y valvulas	Equipo contraincendio
Navi	(36) Speakers (4) Puntos de llamada (19) Detectores de humo	(4) Hidrantes (4) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(2) Extinguidores de polvo de 6 kg
ACC Navi	(1) Panel de control para detectar fuego y sistema de alarma (1) Switch general y alarma de reunión	(1) Estación de control	(3) Extinguidores de CO2 de 5 kg
Cubierta superior	(10) Puntos de llamada (23) Monitores detectores de gas (33) Detectores de humo (2) Conexiones internacionales	(3) Válvulas (14) Hidrantes	(2) Extinguidores de polvo de 6 kg
ACC Cubierta superior	(32) Speakers (7) Puntos de llamada (1) Panel alarma de fuego (1) Panel de control para sistema de protección con niebla (3) Detectores de calor (16) Detectores de humo (1) Detector de flama	(2) Hidrantes (2) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	(2) Estaciones de control (1) Fuente de emergencia de energía eléctrica (generador) (1) Switch de emergencia (1) Fuente de emergencia de energía eléctrica (batería) (3) Fire control y Safety plan (4) Extinguidores de polvo de 6 kg (1) Extinguidor portable de polvo químico seco de 6kg (7) Extinguidores de espuma de 9L (1) Extinguidor portable de espuma de 20L (2) Espacios protegidos por químicos secos (1) Extinguidores de CO2 de 5 kg (1) Sistema contraincendios de CO2 (5) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia (1) Estación contraincendios (1) Estación de CO2 (1) Sistema de lanzamiento de niebla

Nivel		Detectores de fuego, dispositivos indicadores y alarmas	Bombas y valvulas	Equipo contraincendio
				(1) Sistema de lanzamiento remoto de químicos secos
AFT superior	Cubierta	(16) Speakers (9) Puntos de llamada (1) Panel alarma de fuego (1) Panel de control para sistema de protección con niebla (13) Monitores de detectores de gas (1) Detector de calor (10) Detectores de humo (1) Detector de flama (1) Pulsador contra incendio local	(3) Hidrantes (2) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja) (1) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete) (1) Estación de control	(13) Extinguidores de polvo de 6 kg (1) Extinguidor de espuma de 135 L (1) Extinguidor portable de espuma de 20L (6) Aspersores de alta presión (2) Estación contraincendios (1) Sistema de lanzamiento de niebla
FWD superior	Cubierta	(5) Speakers (2) Puntos de llamada (7) Detectores de humo	(3) Hidrantes (3) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(1) Extinguidores de CO ₂ de 5 kg (1) Extinguidores de polvo de 6 kg (4) Espacio protegido por sistema contra fuego de emergencia
ON superior	Cubierta	(23) Speakers		
Bulk tank		(7) Speakers (2) Puntos de llamada (2) Detector de calor (4) Detectores de humo	(2) Hidrantes (2) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(2) Extinguidores de CO ₂ de 5 kg
Cuarto de agitadores		(4) Speakers (1) Punto de llamada (4) Detectores de humo	(1) Hidrante (1) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	(2) Extinguidores de polvo de 6 kg
F CLE (B)		(3) Speakers (1) Punto de llamada (1) Monitores de detectores de gas	(1) Hidrante (1) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo caja)	
Secc escape			(14) Válvulas (8) Hidrantes	

Nivel	Detectores de fuego, dispositivos indicadores y alarmas	Bombas y valvulas	Equipo contraincendio
		(8) Mangueras de agua contra incendio y boquillas (tipo carrete)	
Funnel			(9) Aspersores de alta presión

Fuente: Diagramas del Sistema Contra Incendios, Maersk Valiant, 2019.

En el Anexo del Capítulo 9 Plano del Sistema Contra Incendio 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

Los siguientes procedimientos de Repsol son documentos preliminares debido a la etapa en la que se encuentra el proyecto, estos pueden ser modificados en caso de ser necesarios. Mediante el Acuse del oficio Sin Número entregado el 2 de Mayo de 2019 con asunto “Ingreso de Protocolo de Respuesta a Emergencias a implementar en el proyecto”, se ingresó el Plan de Respuesta a Emergencias, según lo establecido en las Disposiciones Administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos para la elaboración de los protocolos de respuesta a emergencias en las actividades del Sector Hidrocarburos. Al momento de ingresar el presente análisis, dichos Protocolos de Respuesta a Emergencias están en proceso de modificación para dar respuesta al oficio de ASEA/UGI/DGGEERNCM/0150/2019.

Los planes se utilizarán en conjunto con el Procedimiento de Preparación y Respuesta a Incidentes (P-SA-13-001), el cual será activado para eventos inesperados con el potencial de:

- Poner en riesgo la salud y/o seguridad de empleados, visitantes y contratistas;
- Amenazar el medio ambiente;
- Efectuar daños al equipo y/o interrumpir las operaciones de manera significativa;
- Arriesgar la continuidad de negocios;
- Imponer obligaciones legales sobre la compañía;
- Dañar la reputación de la compañía.

En este apartado se describe brevemente el Plan de Respuesta a Emergencias; sin embargo, para mayor información, se deberá consultar el plan de respuesta en su versión más actualizada.

9.6.3.1 Plan de Atención a Emergencias Interno - Maersk Valiant

Para las emergencias Nivel 1, aquellas que ocurren al interior de la instalación cuya respuesta puede ser manejada por las brigadas de emergencia del buque Maersk Valiant, se seguirán los planes y procedimientos de emergencia de Maersk Drilling. Estos planes podrán ser considerados como parte Plan de Atención a Emergencias Interno (PAEI), y son los siguientes:

- Manual de Contingencia del buque Maersk Valiant
- Analisis HSE del Maersk Valiant
- Plan de emergencia para contaminación por hidrocarburo del Maersk Valiant (SOPEP)
- Cédula de emergencia del Maersk Valiant (incl. preparación para evacuación)
- Plan de seguridad y control de Incendios
- Procedimiento de emergencia de los PSVs
- Procedimiento de emergencia de la base logística

Los documentos que integran el Programa de Atención a Emergencias Interno (PAEI) establecen las acciones que Maersk Drilling deberá ejecutar de forma inmediata para responder y controlar una emergencia que se presente al interior de la instalación. Por su parte, los documentos del Programa de Atención a Emergencias Externo (PAEE), establecen las acciones que Repsol implementará en caso que la emergencia escale al exterior de la instalación (Niveles 2 y 3), presentados en la Sección 9.6.3.2.

Manual de contingencia

Evacuación

Todo el personal deberá reunirse como se especifica en las tarjetas de tripulación recibidas al llegar a la Unidad. Éstas deben colocarse en el porta tarjetas de la cabina para facilitar el acceso en caso de emergencia. Las tarjetas también contienen una descripción de los deberes del individuo. Se deben seguir las siguientes instrucciones, si se requiere una evacuación total o parcial de la unidad. 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 unidad

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 evacuación a través de un puente a otra instalación. El equipo disponible y el riesgo de que la situación peligrosa se extienda a otras instalaciones deberán considerarse.
- La transferencia de personal a una embarcación auxiliar u otras embarcaciones mediante grúa puede aparecer en el escenario. Aquí, un factor decisivo es el clima y la urgencia de la situación.
- Se puede realizar la evacuación mediante botes salvavidas si es urgente y no hay helicóptero.
- Si no se puede utilizar ninguno de estos métodos, la evacuación se puede realizar mediante balsas y pescantes inflables.

Cuando se haya controlado la situación y se hayan completado con éxito las acciones tomadas, es importante que la unidad vuelva a su funcionamiento normal lo más rápido posible. Se le dará "luz verde" al personal a bordo por medio del sistema de megafonía. Las personas fuera de servicio se retirarán inmediatamente. Los vigías contra incendios deberán ser estacionados si es necesario. Lo más pronto posible se informará a la zona circundante sobre la situación que se está controlando y que todas las acciones implementadas se cancelaran. El personal evacuado regresará a la unidad tan pronto como sea posible.

El OIM (Persona a cargo), los líderes de sección responsables del control de daños y el Representante del Operador, deben inspeccionar la ubicación en cuanto a cualquier daño y anotar cualquier daño visible. Las fotos de las áreas dañadas son evidencia importante. Bajo ciertas circunstancias, no se permite ingresar a 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 realizará una investigación en la que se presente el personal clave que estuvo involucrado en las acciones tomadas. Se llevará a cabo un proceso minucioso de preguntas y documentación de la situación. La investigación seguirá el proceso de investigación de incidentes de Maersk Drilling.

Acciones generales en caso de emergencia

Todos los que se encuentren a bordo de la Unidad deben, al descubrir una emergencia o situación peligrosa, informar de inmediato a la Sala de Control Central de la Unidad y proporcionar la siguiente información: Tipo de emergencia o situación peligrosa, Ubicación, ¿Qué acciones se han implementado?, ¿Hay alguien herido o desaparecido? y Nombre de la persona que informa.

La persona que informa, además, deberá:

En caso de incendio:

- Asegurar su seguridad
- Activar el punto más cercano de alerta manual
- Detener todo trabajo y asegurar el lugar de trabajo, incluyendo equipos / herramientas en uso
- Si es seguro hacerlo, iniciar la extinción del incendio con el equipo de extinción de incendios más cercano disponible. Si no es posible combatir el fuego de inmediato, intentar contenerlo y evitar que se propague

En caso de Hombre al agua:

- Lance por la borda el salvavidas más cercano disponible y mantenga a la persona en dificultades a la vista
- Gritar "Hombre al agua" repetidamente hasta que llegue más personal
- Continuar vigilando a la persona en el agua. Apunte su brazo en dirección de la persona en dificultades

El personal que escuche el grito de "Hombre al agua" debe investigar e informar inmediatamente y a la Sala de Control Central.

En caso de fuga de pozo / explosión

Fuga de pozo / Explosión									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma, Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación, iniciar registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias .	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate	Considere una falla de energía parcial o total, ejecute el gráfico de capacidad refiérase a los procedimientos del sistema de paro de emergencia (ESD) de PIN y WSOG.	Verificar el alcance del incidente. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Decidir acciones de respuesta junto con el Líder de Sección de Simulacros y DCL. Considerar ESD y corte de la barra de perforación. Evaluar equipos de recolección de petróleo. Obtener estado Personal a Bordo, Considerar la respuesta al derrame de petróleo y ampliar la zona de seguridad.	Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Obtenga una descripción general del incidente e informe al ECC. Instruir a las brigadas de rescate y solicitar equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta, Actuar por orden del DCL. Proveer equipo necesario. Cierre los cortafuegos, puertas y escotillas. Apagar la ventilación. Apagar y poner en marcha el equipo conforme a las ordenes.		Inspeccionar alojamientos. Reportar el estado a la Sala Central.	Evaluar su seguridad. Obtener el número de personal en la situación de control de pozos. Establecer contacto con el Líder de la Sección de Simulacros, el Centro de Control de Emergencias y DCL. Coordinar las actividades de aseguramiento del pozo con el Líder de la Sección de Simulacros, DCL y el OIM. Empezar a combatir la situación. Asegurar la plataforma de perforación y equipo de perforación.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL/OIM (por ejemplo, cierre de ventilación).Asegurar la integridad de los equipos críticos (electricidad, agua contra incendios, etc.)	Informe de estado POB.
Rescate		Coordinar la búsqueda de personal desaparecido. Instruir a la tripulación del bote salvavidas para establecer cuadrillas de camilleros.	Iniciar y coordinar el rescate cuando se pueda garantizar seguridad aceptable para el personal de respuesta. Coordinar transporte interno de personal lesionado.	Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones.			Evaluar la evacuación del área en cooperación con el Centro de Control de Emergencias.	Evaluar su seguridad antes de llevar a cabo búsquedas en áreas debajo de la cubierta principal.	Establezca cuadrillas de camilleros con personal reunido, de acuerdo con las instrucciones de paramédico /DCL/OIM.
Evacuación	Iniciar: Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM	Determinar la evacuación parcial o total.	Si suena la alarma de preparación para evacuación: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si se prepara para Evacuación La alarma suena: reunirse según los procedimientos de emergencia.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Coordinar el abordaje a los botes salvavidas. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización	Recibir y verificar alarma, anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación	Mapa de la extensión del daño. Asegurar el lugar del accidente para investigación. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.	Asegurar el lugar del accidente para investigación	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Ayudar.				

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de fuga de hidrocarburos en llamas / no inflamados

Fuga de hidrocarburos en llamas / no inflamados									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma, Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación, iniciar sonido de GA y registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias .	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate	Mobilizar DCL Iniciar la investigación, para confirmar la presencia de gas. Si la alarma ha sido confirmada, vaya a GA.	Verificar el alcance del incidente. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Decidir acciones de respuesta junto con el Líder de Sección de Simulacros y DCL. Plan para situación de combate, ej. agua nebulizada, Considere ESD gas Inergen, si no está activado por C&E de F&G. Obtener Personal a Bordo (POB). Evaluar la necesidad de recursos externos. En caso de fuego encendido, consulte y siga Incendio en Cuartos de Servicio - DSHA 09/10.	Investigar el área afectada. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Obtener una visión general del incidente. Solicite brigadas de rescate y equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM. Asegúrese de que las compuertas estén cerradas, la ventilación esté apagada cuando se ha activado ESD. Si es necesario, dirija el combate del fuego con el Equipo de Emergencia como lo indique el OIM.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta, Actuar por orden del DCL. Proveer equipo necesario.	Coordinarse con ERT Establecer un punto de Triage , identifique a los socorristas para combatir accidentes con múltiples víctimas.	Inspeccionar alojamientos. Reportar el estado a la Sala Central.	Considere su seguridad Coordinar las actividades de aseguramiento del pozo con DCL y OIM. Iniciar extinción de incendios en área asignada.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL/OIM (por ejemplo, cierre de ventilación). Asegurar la integridad de los equipos críticos (electricidad, agua contra incendios, etc.)	Informe de estado POB.
Rescate		Coordinar la búsqueda de personal desaparecido. Instruir a la tripulación del bote salvavidas para establecer cuadrillas de camilleros.	Iniciar y coordinar acciones de respuesta cuando se pueda garantizar seguridad aceptable para el personal de respuesta Asegúrese de que las habitaciones con gas Inergen liberado estén cerradas Coordinar transporte interno de personal lesionado.	Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones. Asegúrese de que las compuertas estén cerradas cuando se ha activado ESD. Si es necesario combata el incendio como lo ordena DCL.	Brindar asistencia médica al personal lesionado.			Considere su seguridad antes de llevar a cabo búsquedas en áreas debajo de la cubierta principal.	Establezca cuadrillas de camilleros con personal reunido, de acuerdo con las instrucciones de paramédico /DCL/OIM.
Evacuación	Iniciar: Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM.	Determinar la evacuación parcial o total.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Coordinar el abordaje a los botes salvavidas. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización	No hay indicios de gas en F&G	No hay indicios de gas en F&G. Mapa de la extensión del daño. Asegurar la evidencia del lugar del incidente. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.	No hay indicios de Gas en F&G. Asegure el lugar del accidente para investigación.	No hay indicios de Gas en F&G. Asegure el lugar del accidente para investigación.	No hay indicios de gas en F&G. Ayudar con dar parte.	No hay indicios de gas en F&G.	No hay indicios de gas en F&G.	No hay indicios de gas en F&G.	No hay indicios de gas en F&G

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de liberación de H₂S

Liberación de H ₂ S									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma, Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación, iniciar sonido de GA y registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias .	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate	Movilizar DCL. Iniciar la investigación, para confirmar la presencia de gas. Si la alarma ha sido confirmada, vaya a GA. Evaluar la posibilidad de cambio de rumbo versus potencial de capacidad.	Verificar el alcance del incidente. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta en colaboración con SDPO, considerar cambio de rumbo. Emitir un anuncio de área de respiración segura por el sistema de Megafonía. Evaluar y decidir acciones de respuesta junto con DCL. Obtener estado Personal a Bordo (POB). Obtener una visión general del trabajo en el área.	Investigar el área afectada. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Obtener una visión general del incidente. Solicite brigadas de rescate y equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM. Dirigir y coordinar el combate de la situación mediante el uso del equipo de emergencia.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta, Actuar por orden del DCL. Proveer equipo necesario.		Inspeccionar alojamientos. Reportar el estado a la Sala Central.	Considere su seguridad. Obtener el número de personal involucrado en la situación de control de pozos. Establecer contacto con el Líder de la Sección de Simulacros, el Centro de Control de Emergencias y DCL. Coordinar las actividades de aseguramiento del pozo con DCL y OIM. Inspeccionar lodo de perforación para H ₂ S. Iniciar la ventilación de la plataforma de perforación.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL/OIM (por ejemplo, cierre de ventilación). Asegurar la integridad de los equipos críticos (electricidad, agua contra incendios, etc.)	Informe de estado POB.
Rescate		Coordinar la búsqueda de personal desaparecido. Instruir a la tripulación del bote salvavidas para establecer cuadrillas de camilleros. Dar instrucciones a la embarcación auxiliar para que proceda al lado de barlovento.	Iniciar y coordinar acciones de respuesta cuando se pueda garantizar seguridad aceptable para el personal de respuesta. Asegúrese de que las habitaciones con gas Inergen liberado estén cerradas. Coordinar transporte interno de personal lesionado.	Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones.			Evaluar la evacuación del área en cooperación con el Centro de Control de Emergencias.	Evaluar su seguridad antes de llevar a cabo búsquedas en áreas debajo de la cubierta principal.	Establezca cuadrillas de camilleros con personal reunido, de acuerdo con las instrucciones de paramédico /DCL/OIM.
Evacuación	Iniciar: Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM.	Determinar la evacuación parcial o total.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Coordinar el abordaje a los botes salvavidas. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización	No hay indicios de gas en F&G.	Mapa de la extensión del daño. Asegurar la evidencia del lugar del incidente. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.	No hay indicios de Gas en F&G. Asegure el lugar del accidente para investigación.	Asegure el lugar del accidente para investigación.	Ayudar con dar parte.				No hay indicios de gas en F&G

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de peligro de colisión

Peligro de Colisión									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma, Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación. Declarar alerta amarilla en DP.	Alerta de acuerdo al plan de notificación. Iniciar registro de incidente. Anuncio por Megáfono - mensaje Cuando sea necesario, declarar alerta roja en DP.	Reunión según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate	Establecer CPA / TCPA para Buque Errante. Trate de ponerse en contacto con el Buque Errante a través de radiotelefonía VHF o DSC. Siguiendo los consejos del Capitán, use los propulsores para tomar la mejor acción evasiva según lo requiera la situación. Con la instrucción del OIM inicie la alerta ROJA en DP.	Verificar el potencial de incidente. Evaluar el daño potencial de una colisión. Determinar la necesidad de evacuación según matriz de decisión. Obtener estado Personal a Bordo (POB). Realizar la secuencia de Desconexión de Emergencia. Evalúe el cambio de rumbo para presentar el aspecto más pequeño posible al barco que se aproxima. Las salas Mind Engine que contengan equipos principales de generación de energía deben protegerse en la medida de lo posible. Evaluar movimiento lateral.	Coordinar acciones de respuestas junto con el OIM.	Actuar por ordenes de DCL.		Inspeccionar alojamientos. Reportar estado del puente.	Coordinar pozo asegurando actividades con DCL y OIM.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL. Mantener los servicios hasta el momento indicado por el OIM que el riesgo de colisión es inminente y que deben proceder a sus estaciones de emergencia.	Informe de estado POB.
Rescate				Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones.					
Evacuación	Iniciar. Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM.	Determinar la evacuación parcial o total.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Coordinar el abordaje a los botes salvavidas. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización	No hay amenaza inminente para la instalación, el Buque Errante pasa sin problema.	No hay amenaza inminente para la instalación, el Buque Errante pasa sin problema. Dar parte y apoyar a colegas Transferencia de experiencia.							

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de accidente en helipuerto

Accidente de helicóptero en Helicubierta									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma, Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación. Iniciar registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.		Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate		Verificar el potencial de incidente. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta Evaluar y decidir acciones de respuesta junto con DCL. Considera el riesgo para el hombre al agua y la necesidad de búsqueda en el mar. Obtener estado Personal a Bordo (POB).	Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Obtener una visión general del incidente. Instruir a las brigadas de rescate y solicitar equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta Actuar por orden del DCL Proveer equipo necesario.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL. Preparar al hospital para atención de heridos. Establecer hospital de emergencia.		Coordinar pozo asegurando actividades con DCL y OIM.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL. Asegurar la integridad de los equipos críticos (electricidad, agua contra incendios, etc.)	Informe de estado POB.
Rescate		Coordinar la búsqueda de personal desaparecido. Organizar el transporte en helicóptero para el personal lesionado.	Iniciar y coordinar el rescate cuando se pueda garantizar seguridad aceptable para el personal de respuesta Coordinar transporte interno de personal lesionado.	Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones.	Iniciar tratamiento.				Establezca cuadrillas de camilleros con personal reunido, de acuerdo con las instrucciones de paramédico /DCL/OIM.
Evacuación	Iniciar. Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM.	Determinar la evacuación parcial o total.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.		Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Coordinar el abordaje a los botes salvados. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización	Sin riesgos para la instalación, el personal y el medio ambiente.	Mapa de la extensión del daño. Asegurar el lugar del accidente para investigación. Dar parte y apoyar a colegas Transferencia de experiencia.	Asegurar el lugar del accidente para investigación.		Ayudar con dar parte.				

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de incendio en cuartos de servicio

Incendio en cuartos de servicio									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma. Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación. Iniciar registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate		Verificar el potencial de incidente. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Evaluar y decidir acciones de respuesta junto con DCL. Obtener POB. Evaluar la necesidad de recursos externos. Obtener visión general del trabajo en el área.	Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Obtener una visión general del incidente. Instruir a las brigadas de rescate y solicitar equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta. Actuar por orden del DCL. Proveer equipo necesario.	Inspeccionar alojamientos. Reportar estado al OIM.	Inspeccionar alojamientos. Reportar el estado a la Sala de Control Central.	Coordinar pozo asegurando actividades con DCL y OIM. Iniciar extinción de incendios en el área asignada.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL. Asegurar la integridad de los equipos críticos (electricidad, agua contra incendios, etc.)	Informe de estado POB.
Rescate		Coordinar la búsqueda de personal desaparecido. Instruir a la tripulación del bote salvavidas para establecer cuadrillas de camilleros.	Iniciar y coordinar acciones de respuesta cuando se pueda garantizar seguridad aceptable para el personal de respuesta. Asegúrese de que las habitaciones donde se liberó gas Inergen/agua nebulizada estén cerradas. Coordinar transporte interno de personal lesionado	Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones.				Considere su seguridad antes de llevar a cabo búsquedas en áreas debajo de la cubierta principal.	Establezca cuadrillas de camilleros con personal reunido, de acuerdo con las instrucciones de paramédico /DCL/OIM.
Evacuación	Iniciar: Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM.	Determinar la evacuación parcial o total.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Coordinar el abordaje a los botes salvavidas. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización		Mapa de la extensión del daño. Asegurar el lugar del accidente para investigación. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Ayudar con dar parte.				

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de contaminación aguda

Contaminación aguda									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma. Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación. Iniciar registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate	Mantener comunicación con la vigilancia por radio/Sat.	Verificar el potencial de incidente. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta Evaluar y decidir acciones de respuesta junto con DCL. Iniciar medidas para reducir/detener la descarga. Obtener POB. Evaluar las posibles medidas de contaminación por hidrocarburos según SOPEP. Obtenga una visión general del trabajo en el área, si es necesario combatir con el derrame en la cubierta refiérase a DSHA 23. Evalúe con el representante del Cliente y la Brigada de Emergencia del Propietario sobre qué medidas se pueden tomar en caso de contaminación aguda después de las actividades propias, así como contribuir a las acciones dirigidas por las autoridades nacionales y locales.	Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Obtener una visión general del incidente. Instruir a las brigadas de rescate y solicitar equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta. Actuar por orden del DCL Proveer equipo necesario.		Inspeccionar alojamientos. Reportar el estado a la Sala de Control Central.	Considere su seguridad. Actuar por orden de OIM y Líder de la Sección de Simulacros. Coordinar las actividades de aseguramiento del pozo con el Líder de la Sección de Simulacros y el OIM.	Proporcionar respuesta técnica de acuerdo con las instrucciones de DCL. Asegurar la integridad de los equipos críticos (electricidad, agua contra incendios, etc.)	Informe de estado POB.
Rescate			Iniciar y coordinar acciones de respuesta cuando se pueda garantizar seguridad aceptable para el personal de respuesta.						
Evacuación									
Normalización	Derrame contenido, limpieza completada, Barreras 0 ejecutadas concluidas completas.	Mapa de la extensión del daño. SJA para personal que ingresa al área. Asegurar la evidencia del lugar del incidente. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Ayudar con dar parte.				

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de hombre al agua durante trabajo en la borda

Hombre al agua durante trabajo en la Borda									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma. Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación y al Manual IAMSAR. Iniciar registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate	Envía PAN / PAN / PAN Se alertaran y se solicitarán todos los recursos de rescate disponibles en el área para ayudar en la operación de rescate.	Anuncio por Megáfono - mensaje. Iniciar el rumbo del área de búsqueda. Evaluar y decidir acciones de respuesta junto con DCL. Establecer contacto con RCC / RCS convocar al comando si es necesario y coordinar según IAMSAR. Solicitar el transporte en helicóptero para el personal lesionado Obtener estado de POB Considere el uso de helicóptero con cámara IR.	Obtener una visión general del incidente Instruir a las brigadas de rescate y solicitar equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM. Mantenerse en contacto con el barco MOB.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta. Preparar MOB barco. Preparar grúa y cesta para personal. Actuar por orden del DCL.	Proporcionar primeros auxilios de acuerdo con las instrucciones de DCL. Preparar al hospital para atención de heridos.				Informe de estado POB.
Rescate	Siga el Manual Internacional de Búsqueda y Rescate Aeronáutico y Marítimo (IAMSAR)	Coordinar Brigadas de Bomberos, Servicios y MOB Informar al equipo de bomberos, servicios y MOB sobre la posible dirección de la deriva. Siga el Manual Internacional de Búsqueda y Rescate Aeronáutico y Marítimo (IAMSAR).	Coordinar transporte interno de personal lesionado.	Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones.	Iniciar tratamiento. Establecer hospital de emergencia.				Establecer brigadas de camilleros con el personal reunido según instrucciones del paramédico DCL/OIM.
Evacuación		Organizar el transporte en helicóptero para el personal lesionado.			Evaluar la necesidad de transporte inmediato al hospital. Preparar pacientes e historiales para el transporte al hospital.		Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma : Reunirse según Procedimientos en Emergencias.		
Normalización	Búsqueda y rescate completados o cancelados por el RCC (Centro de Coordinación de Rescate) y por el RSC (Subcentro de Rescate).	Búsqueda y rescate completados o cancelados por el RCC (Centro de Coordinación de Rescate) y por el RSC (Subcentro de Rescate). Asegurar el lugar del accidente para investigación Registrar al personal involucrado. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Ayudar con dar parte.				

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de clima extremo

Clima extremo									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma, Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	notificación y al Manual IAMSAR. Iniciar registro de incidente. El OIM establece contacto con el Grupo de emergencia en tierra para obtener asesoramiento de conformidad con el Plan de Respuesta de Emergencia HOU.	Reunión según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate	Ayudar al OIM a proporcionar los pronósticos meteorológicos más recientes y trazar la trayectoria del huracán.	Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Considerar detener las actividades de perforación. Evaluar y decidir acciones de respuesta junto con DCL. Consulte y actúe según: PIN M- CPH-1171-0251 7_EN: Procedimiento de Huracán.	Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM. Iniciar el cierre de puertas selladas al agua. Asegure el equipo. Compruebe la distribución de carga para la estabilidad. Lastre la plataforma al calado de Supervivencia cuando lo solicite el OIM.	Actuar por orden del DCL.			Considere su seguridad Coordinar las actividades de aseguramiento del pozo con DCL y OIM.	Proporcionar Respuesta Técnica según Instrucciones del instrucciones DCL/OIM.	Informe de estado POB.
Rescate									
Evacuación	Iniciar: Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM.	Determinar la evacuación parcial o total.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma : Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias	Coordinar el abordaje a los botes salvavidas. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización	Movimiento de las naves atracadas dentro de los límites aceptables.	Mapa de la extensión del daño. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.			Ayudar con dar parte.				

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de derrames químicos en la embarcación

Derrames Químicos en la embarcación									
	Puente	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma. Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación. Iniciar registro de incidente.	Reunión según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse de acuerdo a Procedimientos en Emergencia.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Reunirse según Procedimientos en Emergencias.
Combate		Verificar el alcance del incidente. Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Evaluar y decidir acciones de respuesta junto con DCL. Iniciar medidas para reducir/detener la descarga. Inicie los pasos para contener el derrame en la plataforma, considere los cambios de compensación / escora. Obtener Personal a Bordo (POB). Evaluar posibles medidas de contaminación por hidrocarburos. Obtener una visión general del trabajo en el área.	Evaluar el riesgo para el personal de respuesta. Obtener una visión general del incidente. Solicite brigadas de rescate y equipo cuando sea necesario. Coordinar acciones de respuesta junto con el OIM.	Prepararse y vestirse para acciones de respuesta. Actuar por orden del DCL. Proveer equipo necesario.		Inspeccionar alojamientos. Reportar estado al Puente.	Considere su seguridad. Coordinar las actividades de aseguramiento del pozo con DCL y OIM.	Proporcionar Respuesta Técnica según Instrucciones del DCL/OIM. Asegurar la integridad de los equipos críticos (electricidad, agua contra incendios, etc.)	Informe de estado POB.
Rescate		Coordinar la búsqueda de personal desaparecido. Establecer brigadas de camilleros.	Iniciar y coordinar acciones de respuesta cuando se pueda garantizar seguridad aceptable para el personal de respuesta.	Realizar búsqueda y rescate de acuerdo a las instrucciones.				Considere su seguridad antes de llevar a cabo búsquedas en áreas debajo de la cubierta principal.	Establecer cuadrillas de camilleros con personal reunido, de acuerdo con las instrucciones de paramédico/DCL/OIM.
Evacuación	Iniciar: Preparar para Alarma de Evacuación por orden del OIM.	Determinar la evacuación parcial o total.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Verifique que todas las brigadas de respuesta se hayan reunido.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Si hay que prepararse para evacuar, suena la alarma: Reunirse según Procedimientos en Emergencias.	Coordinar el abordaje a los botes salvavidas. Iniciar la evacuación por orden del OIM.
Normalización	Derrame contenido, limpieza completada	Mapa de la extensión del daño SJA para personal que ingresa al área. Asegurar la evidencia del lugar del incidente. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.	Limpieza completada. Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Asegurar el lugar del accidente para investigación.	Ayudar con dar parte.				

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

En caso de pérdida de posición

Pérdida de posición									
	SDPO/DPO	OIM	DCL	Brigadas de bomberos, servicios y MOB	Brigada médica	Brigada de vigilia	Brigada de simulacro	Brigada técnica	Tripulación del bote
Alarma	Recibir y verificar alarma. Anuncio por Megáfono - mensaje alerta de acuerdo al plan de notificación. Emitir una advertencia a los buques / instalaciones relevantes en las proximidades	Alerta de acuerdo al plan de notificación. Alertar otros recursos. Iniciar registro de incidente. Informar a los Representante de los Operadores sobre la situación.	Alerta de acuerdo al plan de notificación. Alertar otros recursos. Iniciar registro de incidente - Informar al Representante del Operador de la situación.						
Combate	Actuar según el Manual de Posicionamiento Dinámico y WSOG.	Consultar WSOG Evaluar medidas para optimizar el mantenimiento de la estación. Mantener una comunicación estrecha con la brigada de simulacro y la Sala de Control de Motores. Evaluar medidas para abandonar el pozo. Riesgo de colisión. Necesidad de recursos / remolcadores, embarcaciones auxiliares.	Proporcionar apoyo a SDPO / DPO. Consultar WSOG. Evaluar medidas para optimizar el mantenimiento de la estación.				Detener las actividades de perforación, esperar información del CCR. Por órdenes asegurar el pozo de acuerdo a los procedimientos. Logre el control situación de la situación. Asegure el piso y el equipo de perforación. Asegure otros equipos relevantes.	Apagar y poner en marcha el equipo conforme a las ordenes. • Aumente el personal de la cuadrilla del motor dependiendo de la situación. • Informar el estado del personal al CCR. Actuar por orden del DCL.	
Rescate	Existe un 'Estado de emergencia (Alerta roja)' cuando la posición indicada de la embarcación se desvía, o parece estar a punto de desviarse, del centro del círculo de observación por más de la distancia predeterminada, o la falla del sistema da como resultado la incapacidad de mantener el control de posición. En este caso, los procedimientos para la desconexión del pozo se inician inmediatamente.	Existe un 'Estado de emergencia (Alerta roja)' cuando la posición indicada de la embarcación se desvía, o parece estar a punto de desviarse, del centro del círculo de observación por más de una distancia predeterminada, o la falla del sistema que da como resultado la incapacidad de mantener el control de posición. En este caso, los procedimientos para la desconexión del pozo se inician inmediatamente.					El perforador iniciará una desconexión de emergencia en el modo de perforación Riser.		
Evacuación							Abandonar el Área del pozo Central.		
Normalización	Sistema totalmente operativo, dentro de todos los límites predeterminados. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.	Megáfono - "Todo despejado". Asegurar las áreas para la investigación Se debe aclarar el motivo de la pérdida de posicionamiento y se debe realizar acciones correctivas antes de reanudar las operaciones de perforación. Dar parte y apoyar a colegas. Transferencia de experiencia.					Pozo asegurado Otros equipos relevantes asegurados. Se debe aclarar la razón de la pérdida de posicionamiento y se debe realizar acciones correctivas antes de reanudar las operaciones de perforación.		

Fuente: Manual de Contingencia, Maersk Valiant, 2015

Notas

OIM: Gerente de la instalación costa afuera (Personal a cargo)

MOB: Hombre al agua

CPA: Punto de enfoque más cercano.

DCC: Centro de control de daños.

DCL: Líder de control de daños.

9.6.3.2 Plan de Atención a Emergencias Externo – Repsol y especialistas

Plan de Respuesta a Emergencias

El plan proporciona una descripción general de los planes y procedimientos de respuesta a emergencias para atender cualquier situación de emergencia durante la campaña de perforación exploratoria del área AC29, centrándose específicamente en la respuesta del nivel 2 y 3.

Para los Niveles 2 y 3, en los cuales la emergencia originada en la instalación ha trascendido el perímetro de la misma y/o las brigadas de emergencia a bordo de la embarcación son insuficientes para controlar el evento, se seguirán los planes de respuesta a emergencias que se desarrollan para los equipos de respuesta a emergencias de Repsol, a nivel de IMT (Equipo de Gestión del Incidente), los cuales forman parte del Plan de Atención a Emergencias Externos (PAEE) y se describen a continuación:

Plan de contingencia para Derrames de hidrocarburos

El plan de contingencia ante Derrames de Hidrocarburos (PCDH), desarrollado por OSRL, brinda pautas para un evento de derrame de hidrocarburos de las instalaciones de Repsol y provee una guía específica para el personal que estará involucrado en responder a un derrame relacionado con las operaciones en México. Proporciona al Equipo de Respuesta de Campo (FRT) y al Equipo de Gestión de Incidentes (IMT) con estrategias de respuesta táctica, con procedimientos de acción y con la información necesaria para respuestas a derrames de hidrocarburos, tanto costa afuera como para protección de la línea de costa.

Este plan cubre las siguientes operaciones:

Perforación: Derrames que sean resultado de las actividades de perforación

Apoyo en campo: Derrames que sean resultado de las actividades de embarcaciones de apoyo.

El PCDH define detalles tácticos para la atención de cualquier evento de derrame de hidrocarburos, indistintamente del nivel de la emergencia, estableciendo no solo los recursos necesarios, sino también los roles y responsabilidades y los protocolos de comunicación, activación y notificación interna y externa.

Los recursos de respuesta para este plan se definen así:

Nivel 1 (Tier 1): Equipo de atención a derrames sobre 1 o dos embarcaciones de apoyo para despliegue costa afuera.

Nivel 2 (Tier 2): Equipo de atención a derrames disponibles en la base de NRC (contratista) en Paraiso, Tabasco. Equipo adicional disponible en la base de NRC en Altamira, Tamaulipas.

Nivel 3 (Tier 3): Equipo de atención a derrames de OSRL disponibles en Estados Unidos y Reino Unido, También se tendrá acceso al equipo de NRC en los mismos países.

Plan Integral de Respuesta a Emergencias Médicas

El propósito de este plan es ayudar al Equipo de Gestión de Incidentes (IMT) a prepararse y responder de manera rápida y segura ante cualquier emergencia médica dentro de los límites operacionales durante la campaña exploratoria en el área Contractual AC29.

Este plan proporciona una visión general de lo aplicable para enfrentar situaciones de emergencia médica durante el Proyecto de perforación en el AC29.

Los 3 niveles del protocolo de activación son los siguientes:

- Nivel 1: Estabilización en la unidad / embarcación
- Nivel 2: Tratamiento médico en tierra
- Nivel 3: Tratamiento médico fuera de México

El Plan Integral de Respuesta a Emergencias médicas establece protocolos específicos para la evacuación primaria (desde la embarcación de perforación a tierra) y secundaria (desde el punto de recibo del paciente en tierra hasta la clínica u hospital de atención definitiva en México). El contratista International SOS, además de establecer los protocolos de evacuación secundaria, provee los recursos necesarios para esta evacuación.

Plan de Incendio, Evacuación y Rescate (FERP)

El plan ha sido diseñado para proporcionar una guía para la evacuación segura del personal de la Unidad de Perforación en caso de emergencias de incendio, contiene información sobre los métodos de extinción de incendios, evacuación, recursos de transporte, sistemas de comunicación e identifica al personal responsable de llevar a cabo los procedimientos de evacuación.

El control de incendios y la evacuación de la embarcación del buque Maerks Valiant se detallan en el Plan de Contingencia del buque que cubre la respuesta a emergencias en la nave de perforación y dentro de la zona de 500 m que la rodea. El buque Maersk Valiant está equipado con equipos y sistemas fijos y móviles de extinción de incendios, así como personal entrenado y experimentado en extinción de incendios, para controlar los incendios que se puedan presentar en el buque.

Circunstancias de evacuación de emergencia

Las siguientes cuatro circunstancias tienen el potencial de requerir la evacuación parcial o completa del buque:

- Fuego/ explosión/ liberación de gas
- Pérdida de control de pozo
- Pérdida de estabilidad/ daño estructural
- Tormenta tropical / huracán

Respuesta en sitio (Nivel 1)

La respuesta en sitio Nivel 1 incluye:

- La acción de respuesta de bomberos a bordo.
- Evacuación del buque Maersk Valiant, ya sea parcial y/o completa.
- Se contemplan barcos de reserva. El buque Maersk Valiant mantiene, al menos un (1) buque en servicio de espera permanentemente.
- Respuesta a la emergencia a bordo de barcos de suministro. Los PSV (Barco de soporte de unidad) están equipados con equipos contra incendios, evacuación y rescate que cumplen con los protocolos de SOLAS (Safety of life at sea).

Respuesta a emergencia de Incendio, Evacuación y Rescate (niveles 2 y 3)

La respuesta a emergencias de Nivel 2 y 3 incluye:

- Barcos de suministro a unidad perforadora como apoyo para extinción de incendios tipo FiFi (Fire fighting) de la Clase 1. Los PSV tienen capacidad para ayudar al buque Maersk Valiant en la extinción de incendios en caso de que el fuego no pueda controlarse a bordo de la nave de perforación.
- Barcos de suministro a unidad perforado como apoyo para búsqueda y rescate. Los PSV están listos para ayudar en la búsqueda y rescate, si es necesario. Cada PSV tiene el siguiente equipo de salvamento para apoyar en escenarios de movilización o en caso de que el personal evacúe el buque Maersk Valiant. Búsqueda asistida por helicóptero
- Los helicópteros estarán disponibles para ayudar en las operaciones de búsqueda y rescate. Si es necesario, estos serán activados por el Comandante del Incidente en el sitio.
- Se establecen los protocolos de notificación y activación de los recursos disponibles identificados en las Estaciones De Búsqueda y Rescate (ENSAR) de la Secretaría de Marina más cercana: ENSAR de Dos Bocas y Coarzacoalcos.

Plan de Respuesta Ante emergencia Por Reventón de Pozo (BOERP)

El BOERP forma parte del plan de respuesta de Nivel II y Nivel III para controlar incidentes de escenarios de pozos experimentados en las operaciones de perforación offshore. El BOERP consistirá en el Plan de Contingencia de Explosiones, el Manual de Manejo de Incidentes y Control de Incidentes (IMH) para el control de la fuente.

Los objetivos principales de este Plan de Respuesta ante Emergencia por Reventón (BOERP) son:

- Proteger al personal en el sitio del pozo para evitar más accidentes durante la primera etapa de la emergencia.
- Prevenir daños ambientales y/o de instalaciones adicionales mientras se moviliza el equipo y el personal adecuados para la respuesta.
- Reducir el tiempo de respuesta para la intervención al ubicar el equipo crítico y la planificación para su movilización, identificando por adelantado los problemas críticos y abordándolos adecuadamente en la organización de la Empresa.
- Reducir el tiempo total del evento, determinando la estructura de respuesta adecuada y priorizando las actividades de respuesta.

El Plan de Respuesta Ante Emergencia por Reventón de Pozo (BOERP) describe los detalles de la logística necesaria para la movilización de las herramientas de control de pozo y se identifican los aeropuertos y terminales marítimas implicadas en estas coordinaciones. La empresa Wild Well Control, desde sus oficinas de Houston (EEUU) y Aberdeen (Reino Unido) activará la movilización de la herramienta de taponamiento de pozo (Capping Stack), mientras que el contratista DSDS proporcionará coordinación continua y apoyo de movilización al equipo local de respuesta de 72 horas mientras moviliza al personal del equipo central al lugar de respuesta. Asimismo, se tiene estimada la movilización del Kit the Herramientas de Contención de Pozos de OSRL.

Los detalles sobre los tiempos de movilización de todas las herramientas se establecen en el BOERP; desde su ubicación actual, pasando por el transporte terrestre, aéreo y marítimo necesario para la movilización de las herramientas hasta su posicionamiento e instalación en el sitio de perforación.

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:

- Cubierta C lado babor:
 - Bote salvavidas No. 1, (80 personas)
 - Bote salvavidas No. 3, (80 personas)
 - 4 balsas salvavidas (4 x 21 personas)
- Cubierta C lado estribor:
 - Bote salvavidas No. 2 (80 personas)
 - Bote salvavidas No. 4 (80 personas)
 - 4 balsas salvavidas (4 x 21 personas)
- Cubierta A lado babor:
 - Bote salvavidas No. 5 (80 personas)
 - 4 balsas salvavidas (4 x 21 personas)
- Cubierta A lado estribor
 - Bote salvavidas No. 6 (80 personas)
 - 4 balsas salvavidas (4 x 21 personas)
- Cubierta B lado babor
 - 3 balsas salvavidas (3 x 21 personas)
- Cubierta B lado estribor
 - 3 balsas salvavidas (3 x 21 personas)

Hombre al agua:

La MODU está equipada con una lancha MOB rápida, ubicada en la cubierta A lado babor, para recoger a las personas del agua.

Las boyas salvavidas están ubicadas estratégicamente en la MODU.

Trajes de inmersión:

La embarcación cuenta con 235 trajes de inmersión marca KOSCO/KMS, ubicados en las cubiertas A, B, C y D.

Equipo de protección contra gas:

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 4 estaciones de lavado de ojos localizadas en los siguientes espacios: procesamiento de lodos y piso de perforación.

Sistema de monitoreo de gas combustible

Los sensores de gas esta ubicados en áreas donde hay un riesgo de de liberación de gases inflamables o tóxicos, o donde el gas podría representar un peligro. El sistema de monitoreo de gas se encuentra en el timón. El sistema de monitoreo de H₂S cuenta con puntos de muestreo, un nivel alto causará la parada del suministro de ventilación.

Equipo autónomo de respiración:

La Unidad tiene once (11) equipos de 30 minutos de equipos autónomos de respiración ubicados en los siguientes puntos:

- Helipuerto recepción (3 equipos)
- Alojamiento superior (3 equipos)
- Cuarto de niebla e Inergen, cubierta superior (3 equipos)
- Piso de perforación (2 equipos)

Equipo de primeros auxilios:

La Unidad cuenta con un hospital totalmente equipado ubicado en la cubierta A de alojamiento lado estribor.

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 definen Refugio Temporal de Reunión Masivo y Refugio Temporal de Comando. El Refugio Temporal de Reunión Masivo es un lugar donde las personas se reúnen para evitar los efectos inmediatos de cualquier accidente.

El Refugio Temporal de Reunión Masivo comprende el comedor en la cubierta superior de alojamiento.

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 el Centro Central y la sala de radio.

El Refugio Temporal en su conjunto se define como el Refugio Temporal de Reunión Masivo, el Refugio Temporal de Comando y la interconexión de corredores y escaleras.

La integridad del Refugio Temporal depende del desempeño 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 tono constante (Alarma de evacuación) + Luz amarilla parpadeante
- Señal tono intermitente (Alarma general) + Luz roja parpadeante
- Señal alternando dos tonos (Alarma de gas combustible) + Luz amarilla parpadeante
- Señal sirena multitono (Alarma de gas tóxico H₂S) + Luz amarilla parpadeante en áreas con altos niveles de ruido.

La alarma general se usa de la siguiente forma:

- Señal audible - Tono sencillo intermitente
- Señal visual - Luz roja parpadeante

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
- Pérdida de control de pozo
- 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).

La alarma de gas combustible se usa de la siguiente forma:

- Señal audible – Alternando dos tonos
- Señal visual - Luz amarilla parpadeante
- Anuncio en el sistema de megafonía.

La alarma de gas combustible será activada en caso de:

- Liberación de gas combustible

Cuando se active la alarma de gas combustible las instrucciones serán de acuerdo al sistema general de alarma.

La alarma general de gas tóxico H₂S se usa de la siguiente forma:

- Señal audible –Señal sirena multitono
- Señal visual - Luz amarilla parpadeante
- Anuncio en el sistema de megafonía.

La alarma general de evacuación se usa de la siguiente forma:

- Señal audible –Un tono continuo
- Señal visual - Luz amarilla parpadeante
- Anuncio 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.

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.

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.

Medidas de operación y mantenimiento con que contarán las instalaciones:

- Mantenimientos de operaciones de perforación Maersk
- Procedimientos específicos de equipos
- Monitoreo de vibraciones
- Pruebas no destructivas
- Pruebas
- Equipo a prueba de explosiones
- Protección y equipos salvavidas
- Equipos de elevación y relacionados
- Lubricantes
- Alto voltaje
- Preservación y mantenimiento durante transito
- Bombas de aguas
- Plantas refrigerantes
- Trabajos eléctricos
- Corte
- Soldadura
- PSV Mantenimiento
- Operaciones eléctricas

Consideraciones generales de mantenimiento

Mantenimiento preventivo planificado

El mantenimiento preventivo se define como el trabajo realizado para reducir la probabilidad de falla de los equipos y sistemas. Se basa en la ejecución de tareas de mantenimiento en intervalos periódicos, basados en calendarios u horas de ejecución.

Mantenimiento correctivo

El mantenimiento correctivo se define como cualquier mantenimiento o reparación necesaria para remediar un mal funcionamiento o equipo dañado. También se aplica para corregir fallas identificadas durante actividades de mantenimiento planificadas.

Mantenimiento basado en la condición

El mantenimiento basado en la condición (CBM) es un mantenimiento preventivo que involucra una evaluación periódica de la integridad mecánica, estructural y operativa y sanidad del buque. CBM es aplicada a maquinaria crítica, designado mediante criticidad y seguimiento, sin embargo, también puede ser aplicado a equipos no críticos donde será rentable.

Este monitoreo de condición se logra mediante la recolección, análisis e interpretación de datos operativos. De la revisión de datos actuales contra históricos, las tendencias pueden identificar un mantenimiento apropiado y planificado antes de la falla.

El monitoreo de la condición puede definirse de los siguientes:

- Vigilancia, observación rutinaria de planta y equipo, vista, olfato, tacto y oído.
- Supervisión del rendimiento, revisión y evaluación del rendimiento basados en características termodinámicas como presión, temperatura, etc.
- Monitoreo de vibraciones, evaluación de la condición dinámica de plantas y equipos.
- Análisis de lubricantes, detección y medición de metales y otras impurezas sólidas o líquidas y degradación de fluidos.
- Medición de flujo

Equipos de control de pozo

Si se requiere una soldadura o maquinaria para el equipo de control de pozo serán reparados o manufacturados por el fabricante de equipos originales o sus agentes acreditados. Si por alguna razón, esto no es práctico, entonces deberán ser re manufacturados por un suplente, aprobado y con licencia API.

Mantenimiento diario o semanal

Se describen los criterios para la selección de mantenimiento o actividades con una frecuencia inferior a 1 mes:

- Todas las actividades requeridas por el cumplimiento técnico, por ejemplo, API/ clase/ IMO, etc.
- Todas las actividades en los procedimientos MD si están especificadas en el sistema computarizado de mantenimiento (CMMS)
- Pruebas de funcionamiento, por ejemplo, pruebas de presión, pruebas de equipos.
- Tareas prácticas como engrase, lubricación control de torque.

- Controles de niveles de aceite en equipos que no tienen alarma de nivel y/o función de apagado, y equipos donde la consecuencia de la falla tendrá un impacto significativo en los costos.
- Comprobación de filtros.

9.6.6 Otras Consideraciones

El Promovente, 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 10005. Asimismo, los elementos operativos de salud y seguridad de SIRIUS están alineados con la norma OHSAS 18001:2007, y códigos IMO.

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.

Operaciones de izado

Es un requisito que todas las operaciones de elevación estén planeadas. 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 los estándares mínimos 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 del HLO.

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

del helipuerto 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 (ICAO) 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.

Recubrimiento, protección catódica

El casco del buque está protegido por un sistema de protección de corriente impresa. Con un diseño de vida útil de 20 años con una densidad de corriente de 45 mA/m². El sistema cuenta con 8 ánodos.

Se utilizó la siguiente guía de diseño para definir el tamaño del panel di-eléctrico, considerando el valor de corriente de los aparatos eléctricos y el dique seco del buque.

- BS7361: Parte 1:1991 Sec. 6.2.2.3
- DNV RP B401

Los tanques de lastre incluidos los tanques de lastres de retención están protegidos por ánodos de zinc tipo soldado:

- Densidad de corriente media: 5mA/m²
- Proporción de lastre: 50%
- Vida útil de diseño: 5 años

Los ánodos de aluminio con un diseño de vida útil de 72 meses se encuentran en la parte sumergida del área del moonpool.

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 Gestión del riesgo de Seguridad y Medio Ambiente” elaborado por Repsol (ver sección 9.5.1). A través de la Matris de Evaluación de Riesgos (RAM) se definieron los peligros que cuentan con un nivel de riesgo aceptable o si se requiere aplicar controles adicionales a las amenazas ya existentes. A partir de los resultados de la ejecución del taller HAZID se determinó, como se muestra en la Tabla 9.25, Tabla 9.27, Tabla 9.29, Tabla 9.31, Tabla 9.33, Tabla 9.35 y Tabla 9.37, cincuenta y nueve (59) eventos con categoría de riesgo menor y veintiuno (21) en categoría de riesgo moderado. Ninguna desviación quedo definida con un nivel de riesgo residual alto o urgente.

Como se mencionó anteriormente, once (11) fueron los peligros evaluados con una clasificación de moderado, que fue la clasificación de riesgo residual más alta registrada con mayor valor de consecuencia (40, es decir, nivel desastroso) y mayor valor de probabilidad (0.8, es decir, una frecuencia anual de 10^{-6} a 10^{-5}), como se muestra en la Tabla 9.38. Es importante notar que en los riesgos con la mayor clasificación de riesgo neta (Moderado) pueden ser adjudicados, en su mayoría, a errores humanos u operacionales o eventos externos.

Estos peligros se clasifican en los siguientes eventos:

- Pérdida de control de pozo
- Pérdida de integridad de pozo
- Pérdida de control de operaciones de perforación
- Pérdida de control de helicóptero

A su vez, estos eventos consisten en los siguientes peligros:

- Hidrocarburos bajo presión
- Sistemas de integridad de pozo
- Perforación de sección guía, superficial e intermedia de pozo
- Posicionamiento y cementación de Casing (Tubería guía de Revestimiento) y Liner
- (Condiciones desbalanceadas/ inesperadas) Operaciones de Coring
- Hidrocarburos en formación (bajo presión)
- Presiones anormales
- Helicóptero desde locaciones para transporte de materiales, suministros, productos y personas
- Vuelo nocturno (CFIT) - Solo en MEDEVAC (falta de visibilidad)
- Transporte aéreo. Respuesta a EMERGENCIA (MEDEVAC, SAR).

Para estos peligros, los controles de amenazas, las medidas de recuperación y controles administrativos existentes 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 del Capítulo 9 Registro de Riesgos de la sesión HAZID) y una descripción más 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 “Moderado”, 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 los siguientes escenarios de derrame de hidrocarburo en mar, fuego, explosión y dispersión tóxica:

- Escenario 1. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación Caso Máximo Probable (CMP). Formación de nube tóxica de metano.
- Escenario 2. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación Caso Catastrófico (CC). Formación de nube tóxica de metano.
- Escenario 3: Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. CMP. La fuga de los gases inflamables provoca un dardo de fuego en el piso de perforación.
- Escenario 4: Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación CC. La fuga de los gases inflamables provoca un dardo de fuego en el piso de perforación.
- Escenario 5. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. CMP. La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión en el piso de perforación
- Escenario 6. Emisión descontrolada de gases al medio ambiente dentro del buque de perforación. CC. La fuga genera una nube inflamable y consecuentemente una explosión en el piso de perforación.
- Escenario 7. Derrame de 10, 094 (STB) por día con una duración de 40 días, para la instalación de un Capping Stack.
- Escenario 8. Derrame de 10, 094 (STB) por día con una duración de 125 días, hasta la construcción del “Pozo de Alivio” y ahogo del pozo.

Para propósitos las conclusiones, se tomarán en cuenta únicamente los resultados de las modelaciones hechas para Polok-1, ya que es el pozo que se tiene confirmado para la realización de este proyecto.

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 2. Generación de nube tóxica por emisión descontrolada de gases dentro del buque de perforación,
- Escenario 4. Fuego en cubierta principal por emisión descontrolada de crudo dentro del buque de perforación, y
- Escenario 6. Explosión dentro del piso de perforación por emisión descontrolada de gases dentro del buque de perforación,

Con lo anterior, se puede concluir lo siguiente:

1. De acuerdo a las gráficas del escenario 2, 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. Por otro lado, los radios de afectación en el caso de dispersión de nube tóxica, nos indican que tendrían efectos de mayor alcance fuera del buque de perforación, 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 en el escenario 6, 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 (594.8 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 (4.9 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 4, para el caso de la zona de alto riesgo por daño a equipos, se alcanzaría una radiación de aproximadamente 20 kW/m² con un alcance de aproximadamente 20.68 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 9.42). 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 unidad ; 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 AC29. La simulación se realizó para dos casos, el primero en donde la duración de Blow-out o reventón de pozo es igual a 40 días y el segundo para 125 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 2013-2018 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 para el pozo Polok-1 se resumen en la Tabla 9.74 y la Tabla 9.75, donde se presentan los resultados de los dos Reventón de pozo s simulados, reventón de 40 días y de 125 días respectivamente con una descarga promedio de 10,094 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 125 días(Caso Catastrófico):

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

- Para el reventón con una duración de 125 días, la mayor área potencial de superficie mayor de 1 μm es aproximadamente 1,382 km^2 .

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

- Para el reventón con una duración de 125 días, el tiempo potencial más corto para que el hidrocarburo llegue a la costa correspondió a aproximadamente 4.25 días en hacer contacto en las costas de Veracruz.

WC - Mayor masa de hidrocarburo en las costas $>100 \text{ g/m}^3$

- Para el reventón con una duración de 125 días, no se presenta masa de hidrocarburo en las costas mayor al límite en el que comienza a afectar la vida silvestre tanto en mar como en tierra.

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- Reventón de pozo con duración de derrame igual a 125 días

- En la Figura 9.50 se presentan probabilidades que agrupan las 30 simulaciones realizadas para el AC29. Se muestran las probabilidades de deposición de crudo visible en la superficie oceánica, se observa que, las zonas costeras de Tabasco y Veracruz tienen entre 90-100% de probabilidad de empetrolamiento superficial. También 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.
- En la Figura 9.51, se muestran las probabilidades de deposición de hidrocarburo visible en las costas para el escenario con duración del derrame de 125 días. Esta probabilidad varía aproximadamente de entre 30 y 60% en las costas de Tamaulipas y de 40 a 90% a lo largo de las costas de Veracruz y Tabasco. Cabe mencionar que estas probabilidades asumen que el evento ocurrió, por lo que la probabilidad real es considerablemente menor.

Tal como se mostró en el Análisis de sensibilidad del impacto del derrame de hidrocarburo sobre área de biodiversidad para la trayectoria con la Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua para el pozo Polok-1 por el escenario de un derrame de hidrocarburo generado por un reventón de pozo con una duración de 125 días, los impactos principales serían los siguientes:

- El riesgo medio de impactos por derrame de hidrocarburos se extiende en su totalidad sobre la región marina prioritaria Pantanos de Centla –Laguna de Términos y sería impactada directamente, estimando riesgos bajos y medios. Además, los residuos de hidrocarburos alcanzarían el área de Los Tuxtlas y de Delta del Río Coatzacoalcos.
- La mancha del derrame no alcanza zonas de arrecifes, manglares o humedales ni Áreas Naturales Protegidas (ANP), el área más cercana es una zona de arrecifes a 23 km al suroeste de la mancha, esta zona se encuentra a un lado del ANP Federal Los Tuxtlas.
- El derrame de hidrocarburos no llega a ningún Área de Importancia para la Conservación de las Aves (AICAS), a donde diferentes especies llegan estacionariamente o los utilizan como lugares de tránsito.
- El derrame de hidrocarburos no alcanza ninguna zona de salvaguarda, el área ambiental más cercana es una zona de arrecifes de coral a 23 km al suroeste de la mancha del derrame frente a la costa de Veracruz. Los residuos del derrame no alcanzan la línea de costa, lugar donde llegan las tortugas y delfines, sin embargo, se podrían ver afectadas durante su trayectoria.

Por lo tanto, los radios de afectación del escenario de Reventón de Pozo con una duración de 125 días y la trayectoria con Mayor área de hidrocarburo flotando sobre la superficie del agua para el pozo Polok-1 se tomará como insumo para la realización del Plan de Respuesta a Emergencias.

En conclusión, siempre y cuando el Promovente 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 del Capítulo 9 Registros de Riesgos de la sesión HAZID 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, mientras los estándares y buenas prácticas industriales entre Repsol, siendo el operador responsable del Proyecto, y el contratista (Maersk) 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 es muy probable la ocurrencia de eventos conpotenciales consecuencias catastróficas.

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

Anexo Arreglo General del Buque de Perforación.

Anexo Diagramas de Tubería e Instrumentación de equipos y procesos principales

Anexo Equipos de control de pozo

Anexo Plano de distribución del sistema del Almacenamiento

Anexo Hojas de datos de seguridad (HDS) de los principales materiales utilizados

Anexo Lista de asistencia de la sesión HAZID

Anexo Registro de Riesgos de la sesión HAZID

Anexo Hojas de resultados de Escenarios de Simulación

Anexo Planos de afectación del Análisis detallado de consecuencias

Anexo Plano del Sistema contra Incendio

Anexo Informe técnico

