

wintershall dea

Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos

Perforación Exploratoria en el Área Contractual AS-CS-14, Cuencas del Sureste, Golfo de México

Septiembre 2021

Proyecto No.: 0603490

Detalles del documento	Los detalles introducidos a continuación se muestran automáticamente en la portada y en el pie de página principal. NOTA: Esta tabla NO debe ser eliminada de este documento.
Título del documento	Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos
Subtítulo del documento	Perforación Exploratoria en el Área Contractual AS-CS-14, Cuencas del Sureste, Golfo de México
No. De Proyecto	0603490
Fecha	Septiembre 2021
Versión	1.0
Autor	ERM México, S.A. de C.V.
Nombre del cliente	Wintershall-Dea México, S. de R.L. de C.V.

CONTENIDO

9.	ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS.....	1
9.1	DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO	2
9.1.1	Bases de Diseño	3
9.1.2	Pozos	21
9.2	DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	27
9.2.1	Análisis de Actividades Altamente Riesgosas.....	27
9.2.2	Propiedades de la mezcla de hidrocarburos	28
9.2.3	Sistema de almacenamiento.....	30
9.2.4	Diagramas de tuberías e instrumentación	30
9.3	DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO	32
9.3.1	Ubicación del Área Contractual.....	32
9.3.2	Historial Epidémico y Endémico en el área del Proyecto	37
9.3.3	Susceptibilidad a Riesgo Ambiental.....	38
9.4	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS	44
9.4.1	Identificación de Peligros y Jerarquización de escenarios de Riesgo.....	44
9.4.2	Análisis Cuantitativo de Riesgo.....	82
9.5	Representación en Planos de los Radios Potenciales de Afectación	151
9.5.1	Planos de afectación de los escenarios de fuego y explosión	151
9.5.2	Planos de afectación de los escenarios de derrame de hidrocarburo en mar	160
9.6	Análisis de Vulnerabilidad e interacciones de Riesgo.....	200
9.6.1	Análisis de Vulnerabilidad de las modelaciones de Fuego y Explosión	200
9.6.2	Análisis de Vulnerabilidad de las modelaciones de Derrame en mar	210
9.6.3	Análisis de Sensibilidad del Impacto de Derrame de Hidrocarburo en mar en Áreas de Biodiversidad	211
9.6.4	Interacciones de riesgo	221
9.7	Reposicionamiento de Escenarios de Riesgos	225
9.8	Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los escenarios de Riesgo	225
9.8.1	Sistemas de Seguridad	225
9.8.2	Medidas preventivas	228
9.8.3	Planes de Respuesta a Emergencias (PRE)	230
9.8.4	Recomendaciones Técnico Operativas	239
9.9	Conclusiones	244

LISTA DE ANEXOS

ANEXO 9.1 CERTIFICACIONES DE LA MODU

ANEXO 9.2 DIAGRAMA GENERAL DE LA MODU

ANEXO 9.3 LISTADO DE EQUIPOS

ANEXO 9.4 ESQUEMA BOP

ANEXO 9.5 HOJAS DE DATOS DE SEGURIDAD

ANEXO 9.6 PLANOS DE CAPACIDAD

ANEXO 9.7 DIAGRAMAS DE TUBERÍA E INSTRUMENTACIÓN

ANEXO 9.8 LISTA DE ASISTENCIA HAZID

ANEXO 9.9 HOJAS DE TRABAJO DE LA SESIÓN HAZID	
ANEXO 9.10 HOJAS DE RESULTADOS DE SIMULACIÓN FUEGO Y EXPLOSIÓN	
ANEXO 9.11 PLANOS DE AFECTACIÓN DE FUEGO Y EXPLOSIÓN	
ANEXO 9.12 MAPAS DE SENSIBILIDAD POR DERRAME DE HIDROCARBURO EN MAR	
ANEXO 9.13 TASAS DE LIBERACIÓN DE ESCENARIOS DE MODELACIÓN	
ANEXO 9.14 INFORME TÉCNICO DEL ARSH	

Lista de Tablas

Tabla 9.1 Etapas y actividades del Proyecto	2
Tabla 9.2 Especificaciones técnicas sobre la Plataforma de Perforación Njord	3
Tabla 9.3 Certificaciones, estándares y clasificaciones	3
Tabla 9.4 Especificaciones técnicas de la Plataforma AutoElevable (PAE).....	4
Tabla 9.5 Equipo/Maquinaria para perforación (Plataforma de Perforación)	6
Tabla 9.6 Lista de los principales equipos auxiliares de la Plataforma de Perforación.....	7
Tabla 9.7 Tipos de Alarma del Sistema de Detección de Gas	13
Tabla 9.8 Detectores de Humo	13
Tabla 9.9 Equipos del Sistema Fijo contra Incendios.....	14
Tabla 9.10 Contenido de Kit Antiderrames	15
Tabla 9.11 Especificaciones técnicas del Sistema de lodos de alta presión.....	17
Tabla 9.12 Separador de lodos/gas	19
Tabla 9.13 Sistema de almacenamiento a granel	20
Tabla 9.14 Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en el AC	22
Tabla 9.15 Ubicación geográfica de los pozos a perforar	22
Tabla 9.16 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR.....	27
Tabla 9.17 Propiedades estimadas de hidrocarburo	28
Tabla 9.18 Composición estimada del hidrocarburo	29
Tabla 9.19 Capacidades de almacenamiento de la PAE Njord.....	30
Tabla 9.20 Diagramas de tubería e instrumentación	31
Tabla 9.21 Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual.....	32
Tabla 9.22 Eventos extremos reportados en el Golfo de México entre 1978-2020	41
Tabla 9.23 Eventos extremos más importantes en el Sistema Ambiental Regional de 2010-2021	42
Tabla 9.24 Accidentes totales asociados con la perforación y exploración de yacimientos por unidad (en todo el mundo desde 1970-2012)	44
Tabla 9.25 Accidentes totales de la industria de hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo desde 1970 hasta 2012)	44
Tabla 9.26 Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo.	46
Tabla 9.27 Resumen de la distribución del tamaño del derrame en la plataforma	48
Tabla 9.28 Resumen de plataforma por tamaño de derrame (1972 a 2019)	49
Tabla 9.29 Incidentes de derrame de hidrocarburos de la paraestatal	49
Tabla 9.30 Matriz de ponderación 5x5.....	56
Tabla 9.31 Niveles para evaluar la probabilidad/ frecuencia de ocurrencia	57
Tabla 9.32 Niveles para evaluar el nivel de consecuencia/severidad	58
Tabla 9.33 Lista de asistencia taller HAZID - 30 de junio de 2021	61
Tabla 9.34 Lista de asistencia taller HAZID - 01 de julio de 2021	62
Tabla 9.35 Desviaciones analizadas en la sesión HAZID	63
Tabla 9.36 Resumen de peligros analizados.....	65

Tabla 9.37 Jerarquización de Riesgo antes de salvaguardas	67
Tabla 9.38 Jerarquización de Riesgo después de salvaguardas (Riesgo Residual)	68
Tabla 9.39 Peligros Evaluados con Mayor Nivel de Riesgo Residual (MAE)	70
Tabla 9.40 Eventos de pérdida de contención (LOC) de sustancias peligrosas	81
Tabla 9.41 Escenarios de Modelación	83
Tabla 9.42 Efectos debido a la Radiación Térmica	87
Tabla 9.43 Intensidades de Radiación Máxima Tolerable para daño y/ o deformación en diferentes materiales	88
Tabla 9.44 Efectos por Ondas de Sobrepresión	88
Tabla 9.45 Efectos del Impulso causado por Ondas de Sobrepresión	90
Tabla 9.46 Correlaciones BST de velocidad de flama (número Mach de flama Mf)	95
Tabla 9.47 Datos de entrada, proceso y datos de salida de OSCAR	98
Tabla 9.48 Criterios para la Especificación de Zonas de Riesgo	99
Tabla 9.49 Criterios de Comparación de Efectos por Intensidad de Radiación	99
Tabla 9.50 Criterios de Comparación de Efectos por Sobrepresión	99
Tabla 9.51 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP CMP-01 y CMP-02	101
Tabla 9.52 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP CMP-03 y CMP-04	103
Tabla 9.53 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP PC-05 y PC-06	105
Tabla 9.54 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP PC-07 y PC-08	107
Tabla 9.55 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP CMP-09 y CMP-10	109
Tabla 9.56 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP CMP-11 y CMP-12	111
Tabla 9.57 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP PC-13 y PC-14	113
Tabla 9.58 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP PC-15 y PC-16	115
Tabla 9.59 Resumen de la configuración estocástica para escenarios de derrames	120
Tabla 9.60 Duración estimada para la perforación y el control de pozo por medio de un pozo de alivio	125
Tabla 9.61 Umbrales utilizados en la etapa de pos-procesamiento del modelado	126
Tabla 9.62 Clave utilizada en los mapas para el espesor de emulsión en la superficie del mar	126
Tabla 9.63 Código usado en espesor de mancha sobre la costa	127
Tabla 9.64 Propiedades del hidrocarburo modelado	127
Tabla 9.65 Composición del diesel	127
Tabla 9.66 Radios potenciales de afectación - Ix-1EXP	129
Tabla 9.67 Radios potenciales de afectación - Kan-1EXP	130
Tabla 9.68 Análisis Estadístico de la simulación de derrame en mar – Ix-1EXP	131
Tabla 9.69 Trayectorias del “peor escenario” para el reventón el pozo Ix-1EXP	132
Tabla 9.70 Resultados clave del escenario de reventón de pozo Ix-1EXP	133
Tabla 9.71 Análisis Estadístico de la simulación de derrame en mar – Kan-1EXP	136
Tabla 9.72 Trayectorias del “peor escenario” para el reventón el pozo Kan-1EXP	137
Tabla 9.73 Resultados clave del escenario de reventón de pozo Kan-1EXP	138
Tabla 9.74 Análisis Estadístico de la simulación de derrame de diésel– Ix-1EXP	141
Tabla 9.75 Trayectorias del “peor escenario” para derrame de diésel - Ix-1EXP	142
Tabla 9.76 Resultados clave del escenario de derrame de diésel Ix-1EXP	143
Tabla 9.77 Análisis Estadístico de la simulación de derrame de diésel– Kan-1EXP	146
Tabla 9.78 Trayectorias del “peor escenario” para derrame de diésel - Kan-1EXP	147
Tabla 9.79 Resultados clave del escenario de derrame de diésel Kan-1EXP	148
Tabla 9.80 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos	207
Tabla 9.81 Áreas sensibles con tiempos y probabilidad de llegada del crudo del reventón del pozo Ix- 1EXP	212
Tabla 9.82 Análisis de interacciones de riesgo de los escenarios con mayores radios de afectación	222
Tabla 9.83 Equipo para control del Pozo	225

Tabla 9.84 Conjunto de Preventores (BOP)	226
Tabla 9.85 Controles Identificados para los escenarios de modelación	229
Tabla 9.86 Roles con tareas específicas de emergencia	232
Tabla 9.87 Equipos de respuesta a emergencias	233
Tabla 9.88 Niveles de Emergencia	236
Tabla 9.89 Recomendaciones de la identificación de Peligros y Escenarios de Riesgos	241

Lista de Figuras

Figura 9.1 Esquema del revestimiento del agujero principal de Kan-1EXP	23
Figura 9.2 Esquema de sidetrack de Kan-1EXP en caso de éxito	24
Figura 9.3 Esquema del revestimiento del agujero principal de Ix-1EXP	27
Figura 9.4 Ubicación del AC	33
Figura 9.5 Sistema Ambiental Regional	35
Figura 9.6 Calor oceánico en julio 2018	40
Figura 9.7 Trayectoria de huracanes en el Sistema Ambiental Regional y en el Área Contractual	43
Figura 9.8 Acciones y aprobaciones requeridas según el nivel de riesgo	54
Figura 9.9 Jerarquía de controles	55
Figura 9.10 Resultados de la evaluación de Riesgo Residual	69
Figura 9.11 Geometrías de expansión de flama para grado de confinamiento	94
Figura 9.12 Mapa mostrando la ubicación de la fuente del derrame	118
Figura 9.13 Estimación de flujo de descarga en Kan-1EXP	123
Figura 9.14 Estimación de flujo de descarga en Ix-1EXP	124
Figura 9.15 Balance de masa: mayor cantidad de petróleo en la costa – Ix-1EXP	134
Figura 9.16 Balance de masa: tiempo más corto de llegada a la costa – Ix-1EXP	135
Figura 9.17 Balance de masa: mayor cantidad de petróleo en la costa – Kan-1EXP	139
Figura 9.18 Balance de masa: tiempo más corto de llegada a la costa – Kan-1EXP	140
Figura 9.19 Balance de masa: mayor cantidad de diésel en la costa – Ix-1EXP	144
Figura 9.20 Balance de masa: tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Ix-1EXP	145
Figura 9.21 Balance de masa: mayor cantidad de diésel en la costa – Kan-1EXP	149
Figura 9.22 Balance de masa: tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Kan-1EXP	150
Figura 9.23 Escenario 3 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Radiación térmica	152
Figura 9.24 Escenario 4 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Explosión	153
Figura 9.25 Escenario 7 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Radiación térmica	154
Figura 9.26 Escenario 8 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Explosión	155
Figura 9.27 Escenario 11 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Radiación térmica	156
Figura 9.28 Escenario 12 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Explosión	157
Figura 9.29 Escenario 15 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Radiación térmica	158
Figura 9.30 Escenario 16 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Explosión	159
Figura 9.31 Probabilidad de afectación superficial por hidrocarburo – Ix-1EXP	161
Figura 9.32 Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial – Ix-1EXP	162
Figura 9.33 Espesor máximo de emulsión de aceite superficial– Ix-1EXP	163
Figura 9.34 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada - Ix-1EXP	164
Figura 9.35 Receptores sensibles costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa – Ix-1EXP	165
Figura 9.36 Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa - Ix-1EXP	166

Figura 9.37 Receptores sensibles costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa – Ix-1EXP	167
Figura 9.38 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión - Ix-1EXP	168
Figura 9.39 Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa – Ix-1EXP	169
Figura 9.40 Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa – Ix-1EXP	170
Figura 9.41 Probabilidad de afectación superficial por hidrocarburo – Kan-1EXP	172
Figura 9.42 Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial – Kan-1EXP	173
Figura 9.43 Espesor máximo de emulsión de aceite superficial – Kan-1EXP	174
Figura 9.44 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada – Kan-1EXP	175
Figura 9.45 Receptores sensible costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa – Kan-1EXP	176
Figura 9.46 Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa – Kan-1EXP	177
Figura 9.47 Receptores Sensibles costeros y tiempos de llegada a la costa – Kan-1EXP	178
Figura 9.48 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión – Kan-1EXP	179
Figura 9.49 Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa – Kan-1EXP	180
Figura 9.50 Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa – Kan-1EXP	181
Figura 9.51 Probabilidad de afectación superficial por diésel– Ix-1EXP	183
Figura 9.52 Tiempo mínimo de llegada del diésel superficial – Ix-1EXP	184
Figura 9.53 Espesor máximo de diésel superficial– Ix-1EXP	185
Figura 9.54 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada por diésel - Ix-1EXP	186
Figura 9.55 Tiempo mínimo de llegada de diésel a la costa - Ix-1EXP	187
Figura 9.56 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión de diésel - Ix-1EXP	188
Figura 9.57 Área total impactada - mayor cantidad de diésel en la costa – Ix-1EXP	189
Figura 9.58 Área total impactada - tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Ix-1EXP	190
Figura 9.59 Probabilidad de afectación superficial por diésel– Kan-1EXP	192
Figura 9.60 Tiempo mínimo de llegada del diésel superficial – Kan-1EXP	193
Figura 9.61 Espesor máximo de diésel superficial – Kan-1EXP	194
Figura 9.62 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada por diésel – Kan-1EXP	195
Figura 9.63 Tiempo mínimo de llegada de diésel a la costa – Kan-1EXP	196
Figura 9.64 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión de diésel – Kan-1EXP	197
Figura 9.65 Área total impactada - mayor cantidad de diésel en la costa – Kan-1EXP	198
Figura 9.66 Área total impactada - tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Kan-1EXP	199
Figura 9.67 Radiación vs Distancia para el escenario 3 - Ix-1EXP-CMP-03.....	201
Figura 9.68 Ondas de sobrepresión vs Distancia del escenario 4 Ix-1EXP-CMP-04.....	202
Figura 9.69 Impulsos de la explosión vs la distancia del escenario 4 - Ix-1EXP-CMP-04	203
Figura 9.70 Radiación vs Distancia para el escenario 11 - Kan-1EXP-CMP-11	204
Figura 9.71 Ondas de sobrepresión vs Distancia del escenario 12 Kan-1EXP-CMP-12	205
Figura 9.72 Impulsos de la explosión vs la distancia del escenario 12 - Kan-1EXP-CMP-12	206
Figura 9.73 Detalle de las áreas sensibles en el área de Tamiahua	213
Figura 9.74 Receptores sensibles área del PNSAV	214
Figura 9.75 Receptores sensibles área del PNSAV (continuación)	215
Figura 9.76 Áreas sensibles alrededor de Alvarado	216
Figura 9.77 Receptores sensibles Área de los Tuxlas	217
Figura 9.78 Receptores sensibles Área de Sanchez Magallanes	218
Figura 9.79 Mapa estratégico	220
Figura 9.80 Organigrama de mando de emergencias, plataforma Njord.	231
Figura 9.81 Señales de alarma de la plataforma Njord.	232
Figura 9.82 Estructura FRT e IMT de Wintershall-Dea	238
Figura 9.83 Notificación de Respuesta Inicial y Diagrama de Flujo de Acción Inicial	239

Acrónimos y Abreviaciones

Nombre	Descripción
ABS	Oficina Americana de Transporte de Mercancías, por sus siglas en inglés
AC	Área Contractual AS-CS-14
ALARP	Tan Bajo Como sea Razonablemente Factible, por sus siglas en inglés
API	Instituto Estadounidense del Petróleo, por sus siglas en inglés
ARSH	Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente
BAOAC	Código de Apariencia de los Hidrocarburos del Acuerdo de Bonn, por sus siglas en inglés
bbls	Barriles de aceite (una unidad de volumen). (1.0 bbls = 0.15899 m³ y 1.0 m³ = 6.2898 bbls)
BHA	Conjunto inferior de perforación, por sus siglas en inglés
BOP	Preventor de Reventón de Pozo, por sus siglas en inglés
CCPS	Centro de Seguridad de Procesos Químicos, por sus siglas en inglés
CMP	Casos Más Probables
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
DNV	Det Norske Veritas
DOF	Diario Oficial de la Federación
DTI	Diagramas de Tuberías e Instrumentación
GOR	Proporción gas a hidrocarburo, por sus siglas en inglés
HAZID	Identificación de Riesgos, por sus siglas en inglés
HSAC	Conferencia de Asesoría de Seguridad de Helicópteros, por sus siglas en inglés
IADC	Asociación Internacional de Contratistas de Perforación, por sus siglas en inglés
ICS	Sistema de Comando de Incidentes, por sus siglas en inglés
IMO	Organización Marítima Internacional, por sus siglas en inglés
IMSS	Instituto Mexicano del Seguro Social
IMT	Equipo de Gestión del Incidente, por sus siglas en inglés
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas, por sus siglas en inglés
IPR	Relación de Rendimiento de Entrada, por sus siglas en inglés
ISO	Organización Internacional de Estandarización
ITS	Infecciones de Transmisión Sexual
kVA	Kilovoltio
kW	Kilowatts
LAAR	Listados de Actividades Altamente Riesgosas
LBA	Línea Base Ambiental

LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
m	metro
MARPOL	Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación del Mar de Buques, por sus siglas en inglés
MEDEVAC	Evacuación Médica, por sus siglas en inglés
MEPC	Comité de Protección del Medio Ambiente Marino, por sus siglas en inglés
Método BST	Baker- Strehlow- Tang
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
MM SCFD	Millones de pies cúbicos estándar por día, por sus siglas en inglés
MT	Toneladas métricas, por sus siglas en inglés
OIM	Gerente de Instalación, por sus siglas en inglés
OMS	Organización Mundial de la Salud
OREM	Modelo de Explosiones de Regiones Obstruidas, por sus siglas en inglés
Pa	Pascal
PAE	Plataforma AutoElevable (tipo Jack up)
PC	Peor Caso
PHAST	Herramienta de Software de Análisis de Riesgos de Procesos, por sus siglas en inglés
ppm	Partes Por Millón
PRE	Plan de Respuesta a Emergencias
PSV	Embarcación de suministro, por sus siglas en inglés
QRA	Análisis Cuantitativo de Riesgo, por sus siglas en inglés
SAR	Sistema Ambiental Regional
SARS-CoV-2	Síndrome Respiratorio Agudo Severo Coronavirus 2
SASISOPA	Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente
SDS	Hojas de Datos de Seguridad, por sus siglas en inglés
SEMARNAT	Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
SEP	Poder de Emisión de la Superficie, por sus siglas en inglés
STBD	Estridor, por sus siglas en inglés
TD	Profundidad verdadera, por sus siglas en inglés
TEMPSC	Embarcación de supervivencia totalmente cerrada y propulsada por motor, por el término en inglés
TLV-STEL	Valor Límite Umbral – Límite de Exposición de Corta Duración, por sus siglas en inglés
TLV-TWA	Valor Límite Umbral - Media Ponderada en el Tiempo, por sus siglas en inglés
TVD	Profundidad Vertical Verdadera, por sus siglas en inglés
UGA	Unidades de Gestión Ambiental
UK	Reino Unido

UVCE	Nube de Vapor No Confinada, por sus siglas en inglés
VCE	Nube de Vapor Confinada, por sus siglas en inglés
VSP	Perfil Sísmico Vertical, por sus siglas en inglés
WOAD	Base de Datos Mundial sobre Accidentes Marítimos, por sus siglas en inglés

9. ANÁLISIS DE RIESGO PARA EL SECTOR HIDROCARBUROS

El Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (ARSH) forma parte de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) de un proyecto en alineación con el art. 17 de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA); la cual señala que los proyectos que involucren el manejo de sustancias o el desarrollo de actividades consideradas como altamente riesgosas, en los términos de la Ley, deberán presentar un Análisis de Riesgo como anexo a la MIA.

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

Tal como lo requiere la legislación vigente a través de la LGEEPA, la definición del requerimiento de un estudio de riesgo está vinculada al primer y 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 9.2.2 Análisis de Actividades Altamente Riesgosas.

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

9.1 DESCRPCIÓN DEL PROYECTO

El Proyecto, tal como se ha definido en el Capítulo 2 de la MIA, comprenderá las actividades de exploración de hidrocarburos que se llevarán a cabo en el área de interés, Área Contractual AS-CS-14 (AC). El AC tiene una extensión de 527.891 km² y está localizada en aguas someras del Golfo de México, a 350.77 km del Puerto de Seybaplaya, 207.48 km del Puerto de Isla del Carmen, 64.92 km del Puerto de Dos Bocas y 19.72 km al norte de la costa más cercana. En el Capítulo 2 de la MIA, sección 2.2.1 Programa de Trabajo, se especifica el cronograma de trabajo del proyecto.

El Proyecto comprende las siguientes etapas:

Tabla 9.1 Etapas y actividades del Proyecto

Etapa	Actividades
Pre-operacional	Planeación y obtención de permisos
Movilización	Desplazamiento de la Unidad de Perforación, embarcaciones de apoyo y helicóptero
Perforación Exploratoria	Posicionamiento de la Unidad de Perforación
	Perforación de pozos.
	Movilización de embarcaciones de apoyo y helicóptero
	Registro de pozos
	Perfil Sísmico Vertical (VSP)
	Extracción de agua marina para desalinización
	Manejo de fluidos y recortes de perforación
	Manejo de aguas residuales.
Abandono	Taponamiento y abandono permanente de pozos.
	Desmovilización de la Unidad de Perforación, embarcaciones de apoyo y helicóptero

Fuente: Wintershall Dea, 2021

El Proyecto consiste en la perforación de dos (2) pozos. Para la perforación de los pozos, los prospectos Kan e Ix han sido seleccionados.

En cuanto a los pozos, las coordenadas de los pozos Kan-1EXP e Ix-1EXP, presentadas en la Tabla 9.15, son aproximadas y están sujetas a cambio según los resultados de la perforación geotécnica para establecer la firmeza del fondo marino.

De manera general, el Proyecto consistirá en perforar las formaciones geológicas submarinas a través del yacimiento de hidrocarburos, de acuerdo con las profundidades programadas. Para ello, se utilizará una sarta de perforación compuesta por la tubería de perforación y una barrena. El Proyecto incluirá la movilización de una Plataforma de Perforación, en este caso se utilizará una Plataforma AutoElevable (PAE) de piernas independientes, de nombre Njord.

La elección de esta Plataforma de Perforación se realiza considerando la profundidad de la columna de agua.

9.1.1 Bases de Diseño

Para la perforación de los dos pozos exploratorios se utilizará una Plataforma AutoElevable (PAE) de subtipo *independent leg cantiléver* de nombre Njord (en adelante, Plataforma de Perforación). La PAE es una combinación autónoma de equipo de perforación y barcaza flotante, provista de largas patas de soporte que pueden ser levantadas o bajadas en forma independiente una de la otra. La PAE es remolcado hasta la ubicación de los pozos con las patas levantadas y con la sección de la barcaza flotando en el agua. Al llegar a la coordenada del pozo, las patas se asientan sobre el fondo marino, precargadas para que se anclen de manera segura, y luego se bajan un poco más (Schlumberger, 2021). Una vez que se eleva la plataforma por encima del nivel del mar puede comenzar la perforación. En la Tabla 9.2 se observan las especificaciones técnicas de la Plataforma de Perforación a utilizar.

Es importante enfatizar que la Plataforma de Perforación es una estructura pre-diseñada y construida que no es parte del alcance del Proyecto. La clasificación implica la verificación de una serie de requisitos durante el diseño, construcción y operación de embarcaciones y unidades de alta mar.

Tabla 9.2 Especificaciones técnicas sobre la Plataforma de Perforación Njord

Generales	
Nombre	Njord
Tipo	Plataforma de Perforación autoelevable
Diseño	PPL Pacific Class 400
Año de construcción	2019
Constructor	Ppl Shipyard, Singapore
Bandera	Liberia
Capacidad habitacional	150 personas
Dimensiones	236.5 ft. largo x 224.4 ft. ancho x 27.9 ft profundidad
Patas	(3) 532 ft. Largo, triangulares
Agencia de clasificación	American Bureau of Shipping

Fuente: Borr Drilling, 2020

La Tabla 9.3 muestra las certificaciones y clasificaciones bajo las cuales la Plataforma de Perforación fue construida, así como, las regulaciones y estándares para las actividades de perforación que serán consideradas en el Proyecto.

Dichas certificaciones se adjuntan en el **Anexo 9.1**

Tabla 9.3 Certificaciones, estándares y clasificaciones

Certificaciones y clasificaciones	Descripción
ABS (Certificado de Clase: A1, Self Elevating Drilling Unit;	Número de certificado:19256528-4031099-013 fechado 2 diciembre 2019)
IMO (Certificado de Seguridad MODU (Mobile Offshore Drilling Unit);	Sección 1.3 del código MODU de 2009; número de certificado:19256528-4600369-337)
Certificado de condición de extintores	Inspección y certificación a la condición de extintores
Certificado de condición de CO ₂	Inspección y certificación a la condición de CO ₂

Certificaciones y clasificaciones	Descripción
Certificado de condición de espuma temblorinas	Inspección y certificación condición de espuma temblorinas
Certificado de condición de inhibición de químicos en la cocina	Inspección y certificación de condición de inhibición de químicos en la cocina
Certificado de condición de mangueras contra incendio	Inspección y certificación de condición de mangueras contra incendio
Certificado de condición detección y alarma de fuego y gas	Inspección y certificación condición detección y alarma de fuego y gas

Fuente: Wintershall-Dea 2021

El **Anexo 9.2** contiene un diagrama de distribución general de la Plataforma de Perforación Njord.

Como se mencionó anteriormente, la PAE es una combinación autónoma de equipo de perforación y barcaza flotante, provista de largas patas de soporte que pueden ser levantadas o bajadas en forma independiente una de la otra.

La Plataforma de Perforación está integrada por los equipos de perforación y control de pozo, principales y auxiliares que se especifican en las siguientes secciones.

La Tabla 9.4, principales especificaciones de la Plataforma de Perforación que se utilizará en las operaciones del Proyecto.

Tabla 9.4 Especificaciones técnicas de la Plataforma AutoElevable (PAE)

Elementos	Especificaciones
Calado de la línea de carga (tránsito por el océano)	5.944 m
Dimensiones	
Longitud total de la unidad	101.030 m
Longitud total de la unidad (incluyendo helipuerto)	101.030 m
Longitud del chasis	72.1 m
Ancho del chasis	68.4 m
Profundidad del chasis	8.5 m
Piernas y conos de base en la plataforma (spud cans)	
Número de patas / Longitud (incluyendo <i>spud cans</i>)	3/ 162.329 m
Longitud de la pata disponible bajo el chasis	140.150 m
Tipo de pata	Triangular
Centro de las tres patas desde Fr.0 @ Proa	42.933 m
Centro de las patas longitudinales	44.300 m
Centro de las patas transversales	47.300 m
Centro de la pierna de popa a la popa	14.400 m
Spud can	
Diámetro de spud cans (a través de planos)	16.900 m

Elementos	Especificaciones
Punta del Spudcan a la parte superior del baúl	9.730 m
Superficie de la zapata de cada Spudcan	231,620 m ²
Volumen de cada Spudcan	822,491 m ³
Flotabilidad del spud can	2.836 toneladas/m
Longitud de la pata disponible por debajo de la quilla (Para una profundidad de agua de 400 pies)	140.150 m
Momento máximo de la pata (en la guía superior)	43,138 t-m
Conexión a las bombas de lodo	Sí
Presión nominal	58,60 bar (HP)/10,34 bar (LP)
Piso de perforación	
Longitud	13.750 m
Ancho	22.600 m
Altura sobre la cubierta principal	22.850 m
Centro de perforación máximo (1 m AFT de Fr 33)	22.860 m
Recorrido Babor/Stbd	4.572 m
Giro en posición de estiba (desde el cuadro '0')	67.100 m
Sistemas Plataforma AutoElevable (PAE)	
Marca / tipo	Baker Marine
Tipo de control	Eléctrico -Rack and Pinion
Ubicación del control	Sala de control de elevación
Paso del rack	319,2 mm
Número de gatos o espigas	8/cordón 24/pata, 72 en total
Ancho de la cara del rack	165,1 mm
Anchura de la cara del engranaje de salida	300 mm
Número de dientes por engranaje	7
Velocidad de elevación	0,36 m/min
Capacidad operativa	
Capacidad máxima de profundidad de agua diseñada	121.92 m
Capacidad máxima de profundidad de agua equipada	121.92 m
Capacidad de profundidad de agua normal Requiere una revisión específica del sitio Calado en la línea de carga (más profundo)	5.94 m
Capacidad de profundidad de perforación (nominal)	9,144 m
Velocidad de tránsito remolcada	9,26 km/h 5 nudos
Número de remolcadores necesarios para el remolque de campo	2 (ubicación abierta) y 3 (ubicación en plataforma)

Elementos	Especificaciones
Sistema antibalanceo	No
Anclaje	
Malacates de amarre	(4) Malacates eléctricos Mentrade con una capacidad de 31mt 100mt de retención del freno
Líneas de anclaje	3000ft x 1-1/2 "cable de acero galvanizado
Anclas	Anclas (4) Ancla Flipper Delta

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

9.1.1.1 Equipos Principales y Auxiliares

En esta sección, las especificaciones técnicas de los equipos principales y auxiliares. En el caso de este Proyecto, todo los equipos principales y auxiliares que se utilizarán, se mantendrán en la Plataforma de Perforación, que es una estructura prediseñada.

Las especificaciones generales de los principales equipos de perforación se muestran en la Tabla 9.5

Tabla 9.5 Equipo/Maquinaria para perforación (Plataforma de Perforación)

Elementos	Especificaciones
Grúa Derrick	Loadmaster Derrick de 160 pies de altura, con base de 35 pies x 35 pies
Capacidad de carga del gancho	1.500.000 libras de capacidad nominal bruta
Voladizo / piso de perforación	75 pies / 15 pies a babor y a popa
Mecanismos de tracción	Cameron Ultrahoist 750-3000(FA30) Carga máxima de gancho 750st
Mesa rotatoria	Cameron 49-1/2" apertura de la mesa, accionamiento hidráulico, nominal 750st
Top Drive	Cameron FD35, capacidad de carga estática/dinámica de 750st 1150hp AC motor GE. Velocidad máxima 274rpm, Par máximo 66,000 ft.-lbs. Par máximo MU/BO 115,000ft-lbs, (2) IBOP 3 1/6" - 15k
Manipulación de tubos	Cameron JiM 10 T-P-L, tubo de perforación de 3-1/2" a 9-3/4" de diámetro exterior y collarín de perforación collarín Par de arranque 103.300ft-lb Par de arranque 147,500ft-lb Velocidad de giro 0-80 rpm (con 5" OD) Par de giro 3.500ft-lbs
Bombas de lodo	(3) bombas Lewco W2214 triplex, cada una accionada por 1150 hp (motor GE AC motor de CA) de 1150 CV y 7.500 psi
Control de sólidos	(4) Zarandas VSM 300 de NOV Brandt. Limpiador de lodo instalado sobre una zaranda.

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

La Tabla 9.6, resume los principales equipos auxiliares que serán transportados en la Plataforma de Perforación(pre-diseñado, estructura ensamblada).

Tabla 9.6 Lista de los principales equipos auxiliares de la Plataforma de Perforación

Elementos	Especificaciones
Destilación de agua	
Cantidad	2
Marca	Reverse Osmosis - Compass water/
Tipo	Aqua-Sep series 3
Capacidad (unidad/total)	136.3 L/min (60 m³/día)
Calentadores de agua	
Cantidad	3
Marca	Hubbell
Tipo	MSH-150
Capacidad (unidad/total)	82.5 kW / 550 L
Aire acondicionado	
Cantidad	NE
Marca	Carrier
Tipo	NE
Capacidad (unidad/total)	844 kW
Temperatura máxima	45° C
Equipos de soldadura eléctrica	
Cantidad	1
Marca	Lincoln

Elementos	Especificaciones
Tipo	R3R400 K1285-16
Capacidad (unidad/total)	400 Amp
Cantidad	1
Marca	ARCON
Tipo	Workhorse 300S
Capacidad (unidad/total)	300 Amp
Limpiador de Alta Presión	
Cantidad	2
Marca	Graco
Sistema de vacío OBM	
Bombas centrífugas	
Trip tank	
Cantidad	2
Marca	NOV- Mission
Tipo	Mission 4x3x14
Motor	30 hp
Capacidad (unidad/total)	60 m³/h a 100 ft
Bomba desgasificadora	
Cantidad	1
Marca	NOV- Mission
Tipo	Magnum 6x5x14, 10.5" impeller
Motor	100 hp
Capacidad (unidad/total)	227 m³/hr a 100' TDH

Elementos	Especificaciones
Bomba desarenadora	
Cantidad	1
Marca	NOV- Mission
Tipo	Magnum 8x6x14, 11.75" impeller
Motor	150 hp
Capacidad (unidad/total)	1500 gpm a 110' TDH
Bomba destiladora	
Cantidad	1
Marca	NOV- Mission
Tipo	Magnum 8x6x14, 11.75" impeller
Motor	150 hp
Capacidad (unidad/total)	1500 gpm a 110' TDH
Bomba de aceite de base	
Cantidad	2
Marca	Andritz
Tipo	Gorman Rupp-GMS TU4-B
Motor	25 hp
Capacidad (unidad/total)	90 m³/hr a 30 m
Bomba de Sentina	
Cantidad	2
Marca	Warren Rupp
Tipo	S20-18-ABBA-NS-100
Motor	bomba de diafragma accionada por aire

Elementos	Especificaciones
Capacidad (unidad/total)	10 m ³ /hr a 30 m de cabeza
Agua de perforación	
Cantidad	2
Marca	Garbarino
Tipo	MU125-250ME (Tipo: horizontal, centrifuga)
Motor	40 hp
Capacidad (unidad/total)	130 m ³ /hr a 45 m de cabeza
Bomba de refrigeración SW del piso de perforación	
Cantidad	2
Marca	Garbarino
Tipo	MU125-250ME (Tipo: horizontal, centrifuga)
Motor	40 hp
Capacidad (unidad/total)	70 m ³ /hr a 50 m de cabeza
Bomba de servicio de combustible	
Cantidad	2
Marca	Gorman Rupp
Tipo	GMS GF 2"x2" (Tipo: bomba horizontal de engranajes rotativos)
Motor	40 hp
Capacidad (unidad/total)	5 m ³ /hr a 40 m de cabeza
Bomba de transferencia de combustible	
Cantidad	2
Marca	Gorman Rupp

Elementos	Especificaciones
Tipo	GMS NM 3"x3" (Tipo: bomba horizontal de engranajes rotativos)
Motor	10 hp
Capacidad (unidad/total)	25 m³/hr a 35 m de cabeza
Bomba de transferencia de aceite sucio	
Cantidad	1
Marca	Gorman Rupp
Tipo	GMS GF 2"x2" (Tipo: bomba horizontal de engranajes rotativos)
Motor	10 hp
Capacidad (unidad/total)	25 m³/hr a 35 m de cabeza
Set de presión de agua potable	
Cantidad	1
Marca	Garbarino
Tipo	BT651* 2 bombas (Tipo: horizontal, centrífuga)
Motor	20 hp
Capacidad (unidad/total)	25 m³/hr a 50 m de cabeza
Bomba de circulación de agua caliente	
Cantidad	2
Marca	Garbarino
Tipo	BT 201 M* 2 bombas (Tipo: horizontal, centrífuga)
Motor	1.5 hp
Capacidad (unidad/total)	2.5 m³/hr a 18 m de cabeza
Bomba de lodos	

Elementos	Especificaciones
Cantidad	4
Marca	Warren Rupp
Tipo	S20-B1-ABBA-NS-100
Motor	Bomba de diafragma accionada por aire
Capacidad (unidad/total)	10 m ³ /hr a 30 m de cabeza
Bomba Jockey	
Cantidad	1
Marca	Garbarino
Tipo	BT 402 M bomba centrífuga, de cebado automático
Motor	10 hp
Capacidad (unidad/total)	10 m ³ /hr a 60 m de cabeza

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

Para mayor información, consultar el **Anexo 9.3** "Listado de Equipos".

9.1.1.2 Sistemas de Detección de Gas y Fuego

La Plataforma de Perforación (PAE) cuenta con un sistema de detección de gases que tiene un potencial de toxicidad o inflamabilidad, el cual se puede dividir en los siguientes tipos:

- Sistema de Detección de H₂S, de tipo TX Gard Plus
- Sistema de Detección de Gas Combustible, de tipo FlamGuard Plus

Ambos sistemas cuentan con puntos de muestreo en:

- Niple Campana
- Suelo de perforación
- Zaranda
- Tanques de lodos
- Sistema de ventilación en la vivienda
- Cabinas de perforación

Ambos sistemas cuentan con alarmas, ya sea acústicas, visuales o ambas; la Tabla 9.7, muestra el tipo de alarma según la ubicación.

Tabla 9.7 Tipos de Alarma del Sistema de Detección de Gas

Ubicación	Sistema de Detección de H ₂ S	Sistema de Detección de Gas Combustible
Consola de Perforación	Ambas	Ambas
Cuarto de Máquinas	Ambas	Ambas
Cuarto de lodos	Ambas	Ambas
Habitaciones en cada nivel	Audible	Audible
Zona central de cada nivel estructural	Acústica	Acústica
Vinculado a la alarma general	Acústica	Acústica
Vinculado a la central de alarmas	Sí	Sí

Fuente: Lista de Equipamiento IADC Borr Drilling, 2020

Además de estos sistemas fijos, la PAE, cuenta con 4 detectores de CO₂ portables y un medidor de O₂ portable.

Por último, la PAE, cuenta con detectores de humo distribuidos en diferentes niveles, la Tabla 9.8, presenta los detectores de humo de la PAE.

Tabla 9.8 Detectores de Humo

Descripción	Modelo	Cantidad	Ubicación
Detectores de humo y calor direccionables, IP55 con montaje en cubierta, con base aislante	811PH-DH	6	Sobre la cubierta principal
		13	Tank Top
Detector de humo y calor direccionable de seguridad intrínseca, IP55 con montaje en cabeza de cubierta	811PHEX	2	Sobre la cubierta principal
		4	Cubierta Intermedia
		10	Cubierta Principal
Detector de humo y calor direccionable, IP-22 con base aislante	811PH	72	Niveles 1 y 2
Detector de humo y calor direccionables, IP55 con base aislante	811PH-DH	8	Niveles 1 y 2
		30	Cubierta Intermedia
		5	Cubierta Principal
Detector de calor direccionable, IP55 con base aislante	811H	1	Niveles 1 y 2
Detector de calor direccionable con montaje en cabeza de cubierta IP55 con base aislante	811H-DH	3	Niveles 1 y 2
		1	Tank Top
		4	Cubierta Intermedia

Fuente: Planos de Sistemas de detección de fuego y gas 1 y 2, 2021.

9.1.1.3 Sistemas Contra incendios

La PAE, cuenta un sistema fijo contra incendios, con el fin de mitigar cualquier riesgo generado por un incendio, en la Tabla 9.9, se presentan los equipos del sistema fijo contra incendios.

Tabla 9.9 Equipos del Sistema Fijo contra Incendios

Elementos	Especificaciones
Bomba Contra incendios	
Cantidad	2
Marca y Modelo	Garbarino / MU80-250 ME
Tipo	Centrífuga horizontal
Caudal	180 m³/h a 100 m de altura
Ubicación	■ Aux. Sala de máquinas ■ Sala de almacenamiento de sacos
Hidrantes y Mangueras	
Cantidad de hidrantes	43
Cantidad Mangueras con conexión a hidrantes	43
Diámetro máximo de manguera	1½" y 2½"
Largo de manguera	15.2 metros (50 pies)
Sistema de espuma del Helipuerto	
Marca y Modelo	Wilhelmsen
Cantidad de Monitores	2
Tipo de espuma	AFFF F-15
Caudal	5,600 l/min (1,479 gpm)
Sistema de espuma para cuarto de tratamiento de lodos	
Marca y Modelo	Wilhelmsen
Cantidad de rociadores	8 (MV-21)
Caudal	1,450 L/min (383 gpm)
Presión de Operación	16 bar (232 psi)
Sistema fijo de extinción de incendios	
Tipo de Protección	Halón/CO ₂
Espacios protegidos	■ Cuarto de máquinas ■ Armario de pintura ■ Generador de emergencia ■ Cuarto eléctrico
Sistema manual de diluvio de agua	
Espacios protegidos	Piso de Perforación

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

9.1.1.4 Sistemas de Contención

La PAE está provista de sistemas de drenaje cerrados para eliminar el agua de lluvia y los derrames de líquidos de áreas alrededor de la Plataforma de Perforación. Debido a la naturaleza de los "derrames" de líquido que se espera que ocurran en un área en particular, el manejo del derrame puede variar considerando tanto la inflamabilidad como la contaminación ambiental.

Sistema de sentina

El agua de sentina pasará por un separador de marca Simplex Marine modelo Turbulo/TMPB-10 de capacidad de 10,000 l/h, que permite reducir el contenido de hidrocarburos por debajo de los límites establecidos en el Anexo I del Convenio MARPOL (15 ppm), así como retener partículas sólidas y partículas muy pequeñas de hidrocarburos. El equipo está diseñado para el tratamiento de agua de sentina en cumplimiento con la resolución IMO MEPC 107 (49)¹ y funciona en dos etapas:

- **Primera etapa:** El agua aceitosa pasa por el separador a través de una bomba de rotor helicoidal y el aceite separado se drena mediante un control de nivel automático.
- **Segunda etapa** - La segunda etapa cuenta con elementos separadores de hidrocarburos que separan las emulsiones mecánicas. Incluye un monitor de contenido de aceite de 15 ppm con certificación IMO.

Además del sistema de Sentina, la PAE cuenta con Kits Antiderrames para la atención de derrames, los cuales, se presentan en la Tabla 9.10.

Tabla 9.10 Contenido de Kit Antiderrames

Descripción	Cantidad	Ubicación
Tambor de plástico amarillo de 200 litros con tapadera	11	■ Estación de carga estribor ■ Estación de carga babor ■ Unidad de alta presión ■ Cuarto de sacos ■ Cuarto de bombas de lodos ■ Presas de lodos ■ Cuarto de máquinas ■ Cubierta principal hacia CTU ■ Cubierta principal debajo de generador de emergencia ■ Cuarto de máquinas ■ Temblorinas
Calcetín para aceite corto	93	■ Estación de carga estribor ■ Estación de carga babor ■ Unidad de alta presión ■ Cuarto de sacos ■ Cuarto de bombas de lodos ■ Presas de lodos ■ Cuarto de máquinas ■ Cubierta principal hacia CTU ■ Cubierta principal debajo de generador de emergencia ■ Cuarto de máquinas ■ Temblorinas
Calcetín para aceite largo	32	■ Estación de carga estribor

¹ Organización Marítima Internacional: Comité de Protección del Medio Marino: Directrices y especificaciones revisadas relativas al equipo de prevención de la contaminación para las sentinas de los espacios de máquinas de los buques

Descripción	Cantidad	Ubicación
		■ Estación de carga babor ■ Unidad de alta presión ■ Cuarto de sacos ■ Cuarto de bombas de lodos ■ Presas de lodos ■ Cuarto de máquinas ■ Cubierta principal hacia CTU ■ Cubierta principal debajo de generador de emergencia ■ Cuarto de máquinas ■ Temblorinas
Almohadillas absorbentes	1050	■ Estación de carga estribor ■ Estación de carga babor ■ Unidad de alta presión ■ Cuarto de sacos ■ Cuarto de bombas de lodos ■ Presas de lodos ■ Cuarto de máquinas ■ Cubierta principal hacia CTU ■ Cubierta principal debajo de generador de emergencia ■ Cuarto de máquinas ■ Temblorinas
Bolsa de polipropileno para desechos	7	■ Cuarto de bombas de lodos
Googles para salpicaduras	15	■ Estación de carga estribor ■ Estación de carga babor ■ Unidad de alta presión ■ Cuarto de sacos ■ Cuarto de bombas de lodos ■ Presas de lodos ■ Cuarto de máquinas ■ Cubierta principal hacia CTU ■ Cubierta principal debajo de generador de emergencia ■ Cuarto de máquinas ■ Temblorinas
Traje tipo Tyvek	22	■ Estación de carga estribor ■ Estación de carga babor ■ Unidad de alta presión ■ Cuarto de sacos ■ Cuarto de bombas de lodos ■ Presas de lodos ■ Cuarto de máquinas ■ Cubierta principal hacia CTU ■ Cubierta principal debajo de generador de emergencia ■ Cuarto de máquinas ■ Temblorinas

Fuente: Lista de Inspección de Kits de derrame, 2021.

9.1.1.5 Sistemas de Desfogues

Dado a que se encuentra en etapa de exploración y perforación, el Proyecto no tiene planeado desfogar el hidrocarburo gas por medio de un quemador; por lo mismo la PAE, no cuenta con un quemador.

Además de las válvulas de alivio de los equipos de control de pozo, presentadas en la Tabla 9.83 y la Tabla 9.84, existen otros equipos que cuentan con válvulas de alivio instaladas:

- Silos de barita/bentonita
- Silos de Cemento
- Depósito de sobrecarga para barita/bentonita
- Colector de cementación

9.1.1.6 Servicios Auxiliares

Sistema de lodos

Sistema de lodos de alta presión

El sistema de lodos de alta presión cuenta con tres (3) bombas con las siguientes características (ver Tabla 9.11)

Tabla 9.11 Especificaciones técnicas del Sistema de lodos de alta presión

Elementos	Especificaciones
Bombas	
Marca	Cameron
Modelo	Lewco W-22141005
Tipo	Triplex
Carrera	355.6 mm
Velocidad máxima	110 spm
Potencia máxima de entrada	1.640 kW
Motores de accionamiento de la bomba de lodo	Tipo de transmisión por correa 164 kW
Tipo de motor	Motor GE
Potencia continua por motor	857 kW
Tipo de extremo de fluido	Módulos Premium intercambiables
Extremo del fluido Presión máxima de trabajo	517 bar
Extremo del fluido Presión máxima de prueba	689 bar
Contador de carreras de la bomba	
Bomba de sobrealimentación	3 de 93 kW
ID de la línea de descarga/succión	6" x 8"
Amortiguador de pulsaciones M.P.	Amortiguador de descarga con capacidad de sobrecarga de 20 galones Cameron Lewco L20-7500
Válvula de alivio de reposición	3" tipo CX
Caudal de trabajo por bomba al 100% de la velocidad máxima	2.513 L/min
Tamaño del liner	6-1/2"

Elementos	Especificaciones
Velocidad de la bomba (90% de la máxima)	105 spm Max
Presión de la bomba	370 bar
Bombas de transferencia y mezcla	
Cantidad	3
Marca	Mission
Modelo	8x6x14
Capacidad de salida	200 m ³ /hora
Tipo de motor de accionamiento	460V/3-Fase/60Hz vac 1.750 rpm
Potencia de salida	74 kW
Bombas de refuerzo/carga	
Cantidad	3
Marca	Mission
Modelo	8x6x14
Capacidad de salida	270 m ³ /hora
Tipo de motor de accionamiento	460V/3-Fase/60Hz vac 1.750 rpm
Potencia de salida	93 kW
Mangueras rotativas	
Cantidad	4 mangueras de 5" y 2 mangueras de 3"
Presión de operación	517 bar

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

Sistema de lodos de baja presión

El sistema de lodos de baja presión de la Plataforma de Perforación cuenta con un total de 11 tanques de lodos con una capacidad total de 663.798 m³ y un fondo de 3.35 m. Cada tanque cuenta con un mezclador y en total hay 10 pistolas de lodos.

El procesamiento de lodos comprende los siguientes tanques agitados con sus respectivas capacidades:

- Tanque degasificador 7 m³
- Tanque desarenador 7 m³
- Tanque deshidratador 7 m³
- Tanques centrifugadores 7 m³

El sistema de lodos de baja presión también cuenta con cuatro (4) agitadores de esquiño elípticos Brandt VSM300 de diseño modular cuádruple.

También cuenta con dos (2) cabezales de limpieza de lodos NOV/Brandt para el deshidratador y desarenador respectivamente.

Por otro lado, este sistema cuenta con dos (2) centrifugadores de lodos marca Alfa Laval tipo 418 VTVB

El sistema cuenta con un separador de lodos/gas cuyas especificaciones se enlistan en la siguiente tabla (ver Tabla 9.12):

Tabla 9.12 Separador de lodos/gas

Elemento	Especificaciones
Marca/Tipo	Forum / Temperatura de funcionamiento +50°C.
Diámetro del recipiente de separación	1.2 m
Altura del recipiente de separación	6.096 m
Presión nominal del separador	188 psi
ID de la línea de descarga de gas	10"
Ubicación de la descarga de gas	Parte superior de la Plataforma de Perforación
Rendimiento de gas calculado	8,5 MM SCFD
Longitud equivalente de la línea de ventilación de gas	54 m
Diámetro de la línea de ventilación de gas	10"
Desgasificador	
Marca/modelo	NOV Brandt DG-10
Capacidad	63.09 L/sec
Ancho	1.7177 m
Longitud	1.9101 m
Altura	2.4543 m
Peso	1,270.1 kg
Motor de accionamiento HP	460 V/3-Phase/60 Hz), 1750 rpm

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

Laboratorio de lodos

Una sala completa de laboratorio de lodo está dispuesta de lado derecho de la sala de bombas de lodo, con las siguientes utilidades:

- Aire acondicionado
- Balance de lodo
- Embudo Marsh
- Kit de filtración
- Kit de contención de arena
- Presión positiva

Sistema de almacenamiento de lodos a granel

El sistema de almacenamiento de lodos a granel cuenta con las siguientes características Ver Tabla 9.13:

Tabla 9.13 Sistema de almacenamiento a granel

Elemento	Especificaciones
Silos de barita/bentonita	
Cantidad	3
Capacidad de cada silo	55 m ³
Ubicación	Sala PT
Presión nominal	60 psi
Válvula(s) de alivio instalada(s)	Sí
Cilos de cemento	
Cantidad	3
Capacidad de cada silo	55 m ³
Ubicación	Sala PT
Presión nominal	60 psi
Válvula(s) de alivio instalada(s)	Sí
Tolva de lodos	
Cantidad	2
Marca/modelo	Alfa Laval/Vortex V-VVE-U-6SD-M18 c/w

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

Sistema de aire independiente para los silos y los depósitos de compensación, compuesto por un compresor de alto volumen y baja presión y un secador de aire.

El aire se reduce desde el suministro de aire principal a través de reguladores de presión Depósito de volumen y secador independientes.

Generación de Energía

La Plataforma de Perforación cuenta con un sistema de generación de energía eléctrica principal que se encarga de abastecer de manera automatizada a toda la Plataforma de Perforación, asimismo cuenta con un generador de emergencia.

Planta de generación eléctrica

Esta planta funciona gracias a cinco (5) motores diésel marca Caterpillar, modelo 3516C HD DITA. Tienen una potencia máxima continua a 1.200 rpm de 1,603 BkW, cada uno. Cada generador está equipado con supresores de chispa y silenciadores.

Cuenta con 5 generadores de corriente alterna marca Kato, tipo 6P6-3300, cada uno tiene una capacidad de 1,603 kW a 1,200 rpm con 690 voltios de salida.

Asimismo, está equipado con un set de 5 baterías marca Caterpillar modelo 1152422, con una capacidad de 24 Vdc.

Un variador de frecuencia (VFD) es un tipo de controlador de motor que acciona un motor eléctrico variando la frecuencia y la tensión de su alimentación.

El sistema de generación eléctrica cuenta con 10 VFD marca Siemens con una potencia máxima de 1200 kw, con interruptor de asignación entre el Top Drive y el motor de la bomba de lodo.

Sistema de transformadores

- Dos (2) transformadores marca Rex Power Magnetics cuya potencia es de 5,000 kVA, entrada de 690 volts, salida de 710 volts, frecuencia de 60 Hz
- Dos (2) transformadores marca Rex Power Magnetics cuya potencia es de 2,000 kVA, entrada de 690 volts, salida de 480 volts, frecuencia de 60 Hz
- Tres (3) transformadores marca Rex Power Magnetics cuya potencia es de 225 kVA, entrada de 480 volts, salida de 400/230 volts, frecuencia de 60 Hz

Paro de emergencia

Se cuenta con interruptores de paro de emergencia para todo el sistema eléctrico (CA y CC), situados en los siguientes puntos:

- Oficina de Tool Pusher,
- Cuarto de electricidad,
- Planta de perforación,
- Helipuerto

Compresores de aire

Se cuenta con 3 compresores eléctricos de aire de presión media marca Sullair, modelo LS200S-125HHWC, con una capacidad de 985 m³/hr a una presión de 125 psi.

Asimismo se cuenta con 2 secadores de aire marca Parker, modelo MXS106DSS/-40SGP con una capacidad de 1621 m³/hr a una presión de 125 psi.

Generador de emergencia

Como se mencionó anteriormente, la Plataforma de Perforación cuenta con un generador de emergencia el cual consiste en un motor Caterpillar tipo 3508B, tiene capacidad de generación de 1300 hp a 1800 rpm. Este generador cuenta con un sistema de doble batería y cargador.

Este sistema cuenta con un generador de corriente alterna Leroy Somer, tipo LSA 49.1, tiene una capacidad de generación de 816 kW a 1,800 rpm.

El generador tiene 480 voltios de salida y es capaz de retroalimentar la energía al bus principal.

Cuenta con 2 cargadores de baterías de 4 celdas cada uno, con una capacidad de 24 Vdc.

9.1.2 Pozos

Como parte de los compromisos derivados del Plan de Exploración, aprobado mediante la Resolución No CNH.E.56.008/19 de fecha 17 de septiembre de 2019. Wintershall-Dea perforará dos pozos exploratorios. El primer pozo, Kan-1EXP será perforado entre junio y septiembre del 2022 y el segundo pozo Ix-1EXP entre octubre y diciembre del 2022.

Debido a la naturaleza preliminar del programa, los objetivos exploratorios y sus profundidades, están sujetos a variaciones dependiendo de la (s) ubicación (es) confirmada (s).

El Proyecto contempla una duración desde la perforación hasta el abandono de Kan-1EXP de aproximadamente 93 días en caso de éxito y de 60 días en caso de no encontrar presencia de hidrocarburos mientras que para Ix1-EXP se consideran 90 días. Se estima una semana aproximadamente para efectuar el desplazamiento entre pozos.

Las profundidades preliminares de los dos pozos se presentan en la Tabla 9.14

Tabla 9.14 Profundidad Vertical Verdadera (TVD) en el AC

Pozo	TVD (m)
Kan-1EXP	3,409
Ix-1EXP	4,242

Fuente: Wintershall-Dea 2021

Las coordenadas presentadas en la Tabla 9.15 y en la Figura 9.4 son preliminares y están sujetas a cambio, sin embargo, un pozo estará localizado dentro del prospecto Kan y el otro pozo estará localizado dentro del prospecto Ix.

Tabla 9.15 Ubicación geográfica de los pozos a perforar

Pozo	Coordenadas geográficas		UTM Zona 15 Norte	
	Latitud	Longitud	X	Y
Kan-1EXP	Coordenadas de ubicación de las instalaciones (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP y 113 fracción I de la LGTAIP			
Ix-1EXP				

Fuente: Wintershall-Dea 2021

En la Sección 9.3 y la Tabla 9.21 están detalladas las coordenadas del AC.

De manera general, la perforación consistirá en perforar las formaciones geológicas submarinas a través del yacimiento de hidrocarburos, de acuerdo con las profundidades programadas. Para ello, se utilizará una sarta de perforación compuesta por la tubería de perforación, herramientas especiales y una barrena. Los pozos se perforarán por medio de la rotación de la barrena, a la que se aplica el peso. La tubería y el conjunto inferior de perforación (BHA, por sus siglas en inglés) se conectan para formar la sarta de perforación; transmiten el torque, proporcionan el peso en la barrena y proporcionan el medio por el que circulan los fluidos de perforación.

Las actividades de perforación exploratoria a realizar se pueden dividir de manera general en dos etapas principales: la Fase I y la Fase II.

La Fase I corresponde a la fase en la cual no hay retorno de los fluidos ni recortes de perforación a superficie, por lo que los fluidos y recortes de perforación saldrían a través del agujero y se depositarían en el lecho marino. En la Fase I también se realiza la cementación de la sección conductora de 30".

Por su parte, la Fase II da inicio cuando se hace descender la sección conductora de 20" y se instalan los preventores (BOP, por sus siglas en inglés). En la Fase II de perforación los fluidos empleados y los recortes generados retornan a la Plataforma de Perforación en donde serán enviados a tierra para su manejo adecuado.

A continuación, se presenta un resumen de los detalles más relevantes de los dos pozos con respecto a las actividades que se llevarán a cabo durante la perforación exploratoria:

9.1.2.1 Pozo Kan-1EXP

Para el pozo Kan-1EXP se considera un escenario principal, en caso de éxito (encontrar hidrocarburo) se hará un *sidetrack* (pozo de re-entrada o desviar la trayectoria del pozo) para tomar núcleos en las secciones que se haya encontrado arena con hidrocarburos, esto solo se realizaría en caso de un resultado exitoso.

El objetivo del pozo es probar la presencia de hidrocarburos en el Mioceno Superior, adquirir suficiente información para calcular los volúmenes de hidrocarburos y reservas. El pozo se perforará con trayectoria direccional tipo “S”, llegando a una profundidad estimada de 3,491 mv.

A continuación, se presenta el procedimiento de perforación del caso principal del pozo Kan-1EXP. (Ver Figura 9.1)

**Esquema de pozo (secreto industrial).
Información protegida bajo los Artículos 113
fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.**

Figura 9.1 Esquema del revestimiento del agujero principal de Kan-1EXP

A continuación, se presenta el procedimiento de perforación en caso de éxito del pozo Kan-1EXP. (Ver Figura 9.2)

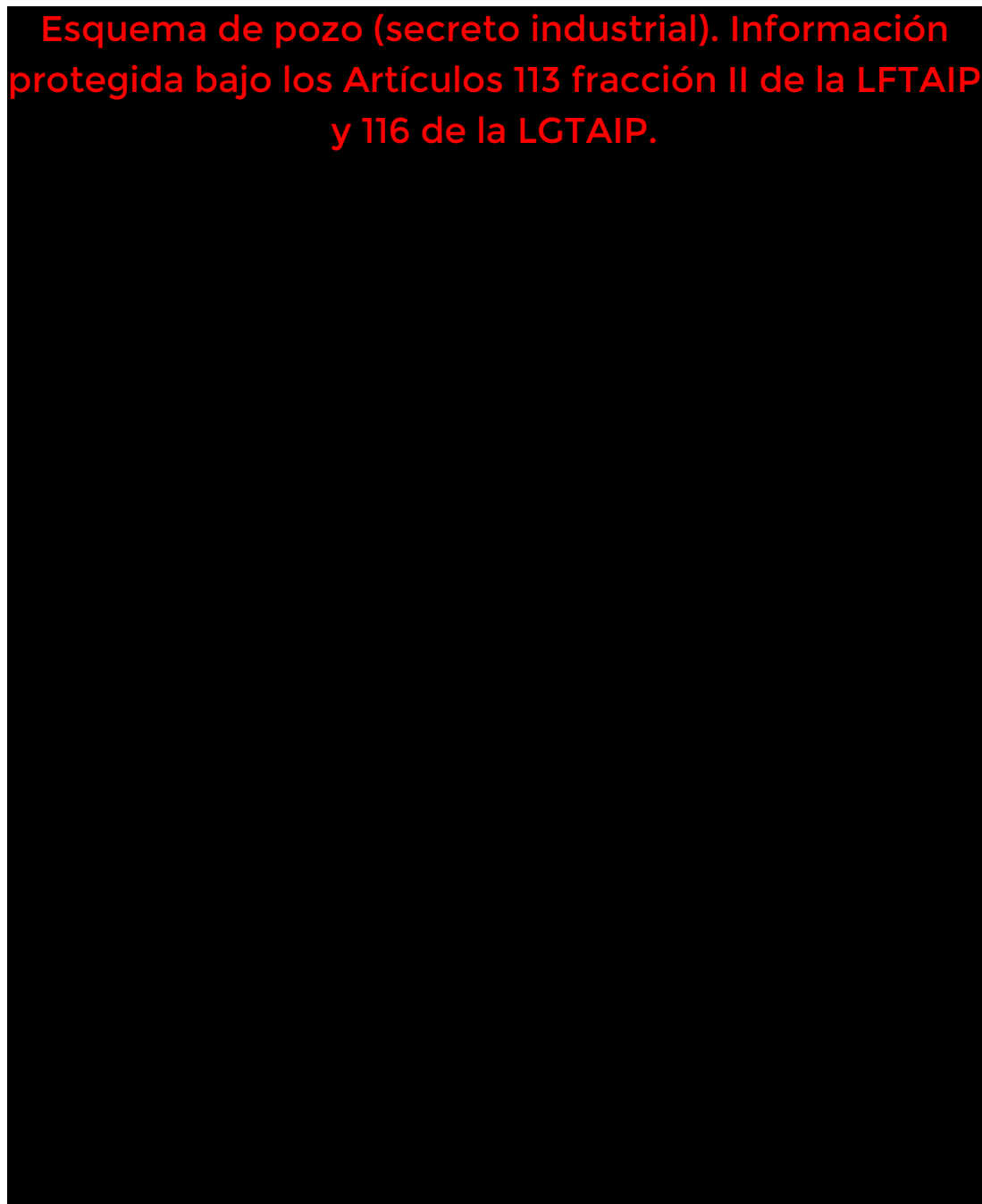


Figura 9.2 Esquema de sidetrack de Kan-1EXP en caso de éxito

Las principales características del pozo Kan-1EXP son las siguientes:

- **Profundidad Vertical Verdadera:** 3,409 m

■ **Duración total de la perforación:** 60 días en caso de éxito y 93 días en caso de no tener éxito

El pozo será perforado de acuerdo con el pronóstico litológico esperado. Debido a la etapa actual del Proyecto, los datos presentados deben tomarse como preliminares, tan pronto como la información definitiva esté disponible, se hará una actualización.

De manera general, los pasos a seguir durante la perforación de este primer pozo son los siguientes:

- | | |
|--|--|
| 1. Traslado de la Plataforma de Perforación | 14. Prueba de Presión de Preventores |
| 2. Preparación previa a la perforación | 15. Perforar agujero de 12 ¼". |
| 3. Perforar agujero de 36". | 16. Bajar tubería de revestimiento de 9-5/8". |
| 4. Bajar tubo conductor de 30". | 17. Cementación de la tubería de revestimiento de 9-5/8 |
| 5. Instalar y probar el desviador de flujo o <i>diverter</i> | 18. P/T BOP |
| 6. Cementar conductor de 30" | 19. Perforar el agujero de 8 ½" |
| 7. Perforar agujero de 26". | 20. Registros del pozo de 8 ½" y Perfil Sísmico Vertical (VSP, por sus siglas en inglés) |
| 8. Bajar tubería de revestimiento de 20". | 21. Taponear y abandonar el pozo |
| 9. Cementar la tubería de revestimiento de 20". | 22. Preparación para el traslado de la plataforma |
| 10. Instalar el cabezal del pozo y el BOP ² | |
| 11. Perforar agujero de 17- ½". | |
| 12. Bajar tubería de revestimiento de 13- 5/8" x 13 3/8" | |
| 13. Cementación de la tubería revestimiento de 13-5/8 x 13-3/8 | |

En caso de tener éxito con el escenario principal, se llevará a cabo el *sidetrack*³ (Ver Figura 9.2). La intención de perforar el *sidetrack* es identificar las profundidades a las que se cortaran núcleos convencionales, ya que se busca asegurar que el corte de los núcleos sea de manera precisa y en las zonas con mayor impregnación de hidrocarburos identificadas durante la perforación y mediante la toma de registros con cable en el agujero vertical.

Con esta estrategia, se cortarán los núcleos en el *sidetrack* a la profundidad de interés y se podrán realizar los estudios de caracterización estática y demás estudios geológicos y de yacimientos de manera precisa, contribuyendo a lograr el objetivo del pozo, que es la presencia, evaluación y estimación de hidrocarburos encontrados.

En el *sidetrack*, los núcleos tendrán una mejor posición para el yacimiento, el objetivo del pozo principal es llegar al contacto agua-aceite, la dirección del *sidetrack* permitirá llegar a la base del yacimiento, mismo que se busca incluir en el corte de núcleos mismo que se busca incluir en el corte de núcleos. Los pasos a seguir para la perforación son iguales a los anteriores hasta el número 20, a partir del 21 se muestran a continuación:

- | | |
|---|---|
| 19. Taponar y abandonar (la sección del yacimiento) | 24. Cortar núcleos convencionales a las profundidades establecidas. |
|---|---|

² BOP: Preventor de reventón

³ Perforar un pozo de re-entrada; desviar la trayectoria del pozo.

- | | |
|---|---|
| 20. P/T BOP | 25. Continuar perforando hasta TD. |
| 21. Realizar preparativos para <i>sidetrack</i> (con whipstock para TR de 9 5/8 o con tapón de cemento para desvío) | 26. Tomar registros de pozo de 8 1/2" |
| 22. Hacer ventana/ <i>sidetrack</i> y perforar unos metros de agujero de 8 1/2" – Realizar Fit/Lot. | 27. Taponar y abandonar (la sección del yacimiento) |
| 23. Perforar agujero de 8-1/2" hasta el punto de corte de núcleos | 28. Preparación para el traslado de la plataforma |

9.1.2.2 Pozo Ix-1EXP

Las principales características del pozo Ix-1EXP son las siguientes:

- Profundidad Vertical Verdadera: 4,242 m
- Duración total de la perforación: 90 días

El pozo será perforado de acuerdo con el pronóstico litológico esperado. Debido a la etapa actual del Proyecto, los datos presentados deben tomarse como preliminares, tan pronto como la información definitiva esté disponible, se realizará una actualización.

De manera general, los pasos a seguir durante la perforación de este pozo son los siguientes (Ver Figura 9.3)

- | | |
|--|---|
| 1. Traslado de la plataforma | 13. P/T BOP |
| 2. Preparación previa a la perforación | 14. Perforar agujero de 12 1/4". |
| 3. Perforar agujero de 36". | 15. Bajar tubería de revestimiento de 9-5/8". |
| 4. Bajar tubo conductor de 30". | 16. Cementación de la tubería de revestimiento de 9-5/8 |
| 5. Instalar cabezal y Desviador de flujo o Diverter | 17. P/T BOP |
| 6. Perforar agujero de 26". | 18. Perforar el agujero de 8 1/2" |
| 7. Bajar tubería de revestimiento de 20". | 19. Registro del pozo de 8 1/2" y VSP. |
| 8. Cementación de la tubería de revestimiento de 20". | 20. Taponear y abandonar el pozo |
| 9. Instalar el cabezal del pozo y el BOP | 21. Colocar el equipo desde la torre de perforación/carga posterior |
| 10. Perforar agujero de 17- 1/2". | 22. Preparación para el traslado de la plataforma |
| 11. Bajar tubería de revestimiento de 13- 5/8" x 13 3/8" | |
| 12. Cementación de la tubería revestimiento de 13-5/8 x 13-3/8 | |

A diferencia del pozo Kan-1EXP, para este pozo no se considera llevar a cabo el *sidetrack*.

**Esquema de pozo (secreto industrial).
Información protegida bajo los Artículos 113
fracción II de la LFTAIP y 116 de la LGTAIP.**

Fuente: Wintershall-DEA, 2021

Figura 9.3 Esquema del revestimiento del agujero principal de Ix-1EXP

9.2 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

9.2.1 *Análisis de Actividades Altamente Riesgosas*

De acuerdo a la información proporcionada por el Contratista de Perforación las capacidades de almacenamiento de las sustancias a utilizar en el área del Proyecto se presentan en la Tabla 9.16, donde se hace una comparación de las sustancias con los listados de actividades altamente riesgosas (LAAR).

Tabla 9.16 Comparación de sustancias peligrosas con LAAR

Sustancia	Volumen total de almacenamiento (m ³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
Combustible (Diésel)	668.59	No

Sustancia	Volumen total de almacenamiento (m ³)	¿Se encuentra en algún LAAR?
Lodo activo y de reserva (líquido total)	663.80	No
Aceite base	202.53	No
Salmuera	205.40	No
Sentina	35.39	No
Aceite gastado	9.44	No

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

Como se puede observar en la Tabla 9.16, 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 de almacenamiento a partir de 10,000 kg, deben ser consideradas como altamente riesgosas.

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

Ninguna de las sustancias cumple con las características señaladas; sin embargo, cabe mencionar que independientemente del resultado de la comparación citada anteriormente es requerimiento de ASEA que todos los proyectos del sector hidrocarburos presenten estudios de riesgo 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 propiedades de los materiales antes mencionados pueden encontrarse en las hojas de datos de seguridad (SDS por sus siglas en inglés) en el **Anexo 9.5**.

9.2.2 Propiedades de la mezcla de hidrocarburos

La Tabla 9.17 muestra las propiedades estimadas de hidrocarburos en el pozo exploratorio. Es importante señalar que, a la fecha de la realización de este análisis de riesgos, ninguna compañía nacional o extranjera ha explorado el campo a perforar anteriormente. En consecuencia, no hay pozos existentes que puedan correlacionarse para proporcionar datos sobre los prospectos potenciales de hidrocarburos en este campo.

Tabla 9.17 Propiedades estimadas de hidrocarburo

Pozo	Gravedad API	Gravedad específica Gas, SG	Proporción gas a hidrocarburo (GOR) Sm ³ /m ³
Kan-1EXP	30.3	0.875	550
Ix-1EXP	30.3	0.875	659

Fuente: Wintershall-Dea 2021

Dado que la verdadera composición de hidrocarburos no se conoce debido al estado actual del Proyecto (exploración), se utilizó la composición empleada para la simulación de Oil Spill, presentada en la Tabla 9.18 para el análisis de consecuencias de toxicidad, fuego y explosión. Esta composición es

representativa de acuerdo con el tipo de hidrocarburo que se espera en los descubrimientos potenciales en el AC, petróleo ligero además de que se espera la producción de gas asociado.

Tabla 9.18 Composición estimada del hidrocarburo

Componente	Porcentaje molar(%) Kan-1EXP	Porcentaje molar(%) lx-1EXP
C1-C4 saturados	0.1123	0.1123
C5 saturados	0.1792	0.1792
C6-saturados	2.425	2.425
Benzeno	1.3892	1.3892
C7- saturados	1.2779	1.2779
C1-benzene	0.4229	0.4229
C8-saturados	1.6668	1.6668
C2-benzeno	0.8838	0.8838
C9- saturados	3.6016	3.6016
C3-benzeno	3.2412	3.2412
C10- saturados	3.2824	3.2824
C4-benzene	0.1132	0.1132
C11-C12 (total saturados + aromaticos)	3.4529	3.4529
Fenoles	1.9922	1.9922
Naftalenos	3.7598	3.7598
C13-C14	1.8308	1.8308
Naftalenos 2	0.3384	0.3384
C15-C16	4.7117	4.7117
PAH 1	2.6401	2.6401
C17-C18	2.0435	2.0435
C19-C20	3.6706	3.6706
Material cromatográfico no resuelto	0.0403	0.0403
C21-C25	3.3597	3.3597
PAH 2	0.1456	0.1456
C25+	53.4184	53.4184

Fuente: Oil Spill Modelation 2021

9.2.3 Sistema de almacenamiento

Debido a que esta etapa del Proyecto involucra sólo exploración, no habrá almacenamiento de hidrocarburos desde el yacimiento del pozo. Los combustibles y otras sustancias almacenadas para el Proyecto estarán dentro de la Plataforma de Perforación y serán sólo suministros para las actividades de perforación y combustible para la operación. Para más información sobre el sistema de almacenamiento de la Plataforma de Perforación Njord, consultar los estándares de diseño y construcción del sistema de almacenamiento de la Plataforma de Perforación, en la Tabla 9.1.

La Tabla 9.19 muestra la capacidad de almacenamiento de las sustancias que se utilizarán en el la Plataforma de Perforación (estructura prefabricada y ensamblada).

Tabla 9.19 Capacidades de almacenamiento de la PAE Njord

Sustancia	Capacidad m ³
Líquidos	
Precarga	11,134.80
Combustible	668.59
Agua potable	563.37
Agua de perforación	3,457.69
Lodo activo y de reserva (líquido total)	663.80
Aceite base	202.53
Salmuera	205.40
Sentina	35.39
Aceite gastado	9.44
Limpieza de los desagües	25.95
Trip tank #1	5.59
Trip tank #2	5.59
Skimmer tank	14.54
Materiales a granel	
Cemento	3 x 55m ³
Lodos	3 x 55m ³
Sacos	500 sacos
Tanque de sobrecarga de lodos a granel	2 x 2 m ³

Fuente: Lista de Equipamiento IADC Borr Drilling, 2020

Para mayor información, consultar los planos de capacidades, disponibles en el **Anexo 9.6**

9.2.4 Diagramas de tuberías e instrumentación

La Tabla 9.20 muestra los Diagramas de Tuberías e Instrumentación (DTI's) de los sistemas descritos anteriormente.

Tabla 9.20 Diagramas de tubería e instrumentación

Sistema	Diagrama de Tubería e instrumentación
Sistema de reabastecimiento de combustible para helicópteros	Diagrama del sistema de reabastecimiento de combustible para helicópteros (P212-01)
Sistema de chorro de la pierna HP	Diagrama del sistema de chorro de la pierna HP (P213-01)
Sistema de escape del motor	Diagrama del sistema de escape del motor (P214-01)
Sistema hidráulico de válvulas de control remoto de precarga/vacío	Diagrama del sistema hidráulico para válvulas de control remoto de precarga/vacío (P215-01)
Sistema de CO ₂ de la sala del banco central	Diagrama del sistema de CO ₂ de la sala del banco central (P216-01)
Sistema de CO ₂ de la sala del generador de emergencia	Diagrama del sistema de CO ₂ de la sala del generador de emergencia (P216-02)
Sistema de CO ₂ de la sala de pintura	Diagrama del sistema de CO ₂ de la sala de pintura (P216-03)
Sistema de espuma del helipuerto	Diagrama del sistema de espuma del helipuerto (P217-01)
Sistema de espuma del centro de tratamiento de lodos	Diagrama del sistema de espuma del centro de tratamiento de lodos (P217-02)
Sistema de enfriamiento de agua	Diagrama del sistema de enfriamiento de agua (P219-01)
Sistema de desvío	Diagrama del Sistema de desvío (P251-01)
Sistema de cemento HP y estrangulamiento e interrupción	Diagrama del sistema de cemento HP y estrangulamiento e interrupción (P252-01)
Sistema de lodo de alta presión (P253-01)	Diagrama del sistema de lodo de alta presión (P253-01)
Sistema de lodo y cemento a granel	Diagrama del sistema de lodo y cemento a granel (P254-01)
Sistema de mezcla y carga de lodos a baja presión	Diagrama del sistema de mezcla y carga de lodos a baja presión (P255-01)
	Diagrama del sistema de mezcla y carga de lodos a baja presión (P255-02)
Sistema de tratamiento de lodos	Diagrama de sistema de tratamiento de lodos (P256-01)
Sistema de agua de perforación/lavado	Diagrama del sistema de agua de perforación/lavado (P257-01)
Sistema de antorcha	Diagrama de sistema de antorcha (P258-01)
Sistema de base de aceite	Diagrama Sistema de base de aceite (P259-01)
Sistema de salmuera	Diagrama del sistema de salmuera (P260-01)
Sistema hidráulico para el control del BOP y del desviador	Diagrama del sistema hidráulico para el control del BOP y del desviador (P261-01)

Sistema	Diagrama de Tubería e instrumentación
Sistema hidráulico de los equipos de perforación y de deslizamiento	Diagrama del sistema hidráulico de los equipos de perforación y de deslizamiento (P262-01)

Fuente: Borr Drilling, 2020

El **Anexo 9.7** contiene diagramas de tubería e instrumentación y arreglos generales de proceso.

9.3 DESCRIPCIÓN DEL ENTORNO

9.3.1 Ubicación del Área Contractual

El Área Contractual está ubicada en la provincia geológica Salina del Istmo en el Golfo de México y dentro de la provincia petrolera Cuencas del Sureste, está delimitada por un polígono definido por los vértices listados en la Tabla 9.21

El AC se encuentra a 350.77 km del Puerto de Seybaplaya, 207.48 km del Puerto de Isla del Carmen, 64.92 km del Puerto de Dos Bocas y 19.72 km al norte de la costa más cercana.

En relación a las actividades del Proyecto, aunque las ubicaciones finales de los pozos podrían cambiar conforme continúa desarrollándose la planeación del Proyecto, los dos pozos estarán localizados dentro de los polígonos generales que delimitan la ubicación de los prospectos Kan e Ix, como se observa en la Figura 9.4

Tabla 9.21 Coordenadas geográficas de los vértices del Área Contractual

Vértice	Longitud Oeste	Latitud Norte
1	94°03'30"	18°30'00"
2	94°03'30"	18°38'30"
3	93°57'00"	18°38'30"
4	93°57'00"	18°42'00"
5	93°48'00"	18°42'00"
6	93°48'00"	18°30'00"

Fuente: Contrato No. CNH-R03-L01-AS-CS-14/2018

Cabe destacar que el AC se encuentra en aguas del Golfo de México, por lo que no hay zonas de población vulnerable ni infraestructura de comunicaciones en las inmediaciones del proyecto.

Como se describe anteriormente, el Regulado ejecutará la perforación de dos pozos. Para la perforación de los yacimientos, se seleccionaron los prospectos Kan e Ix.

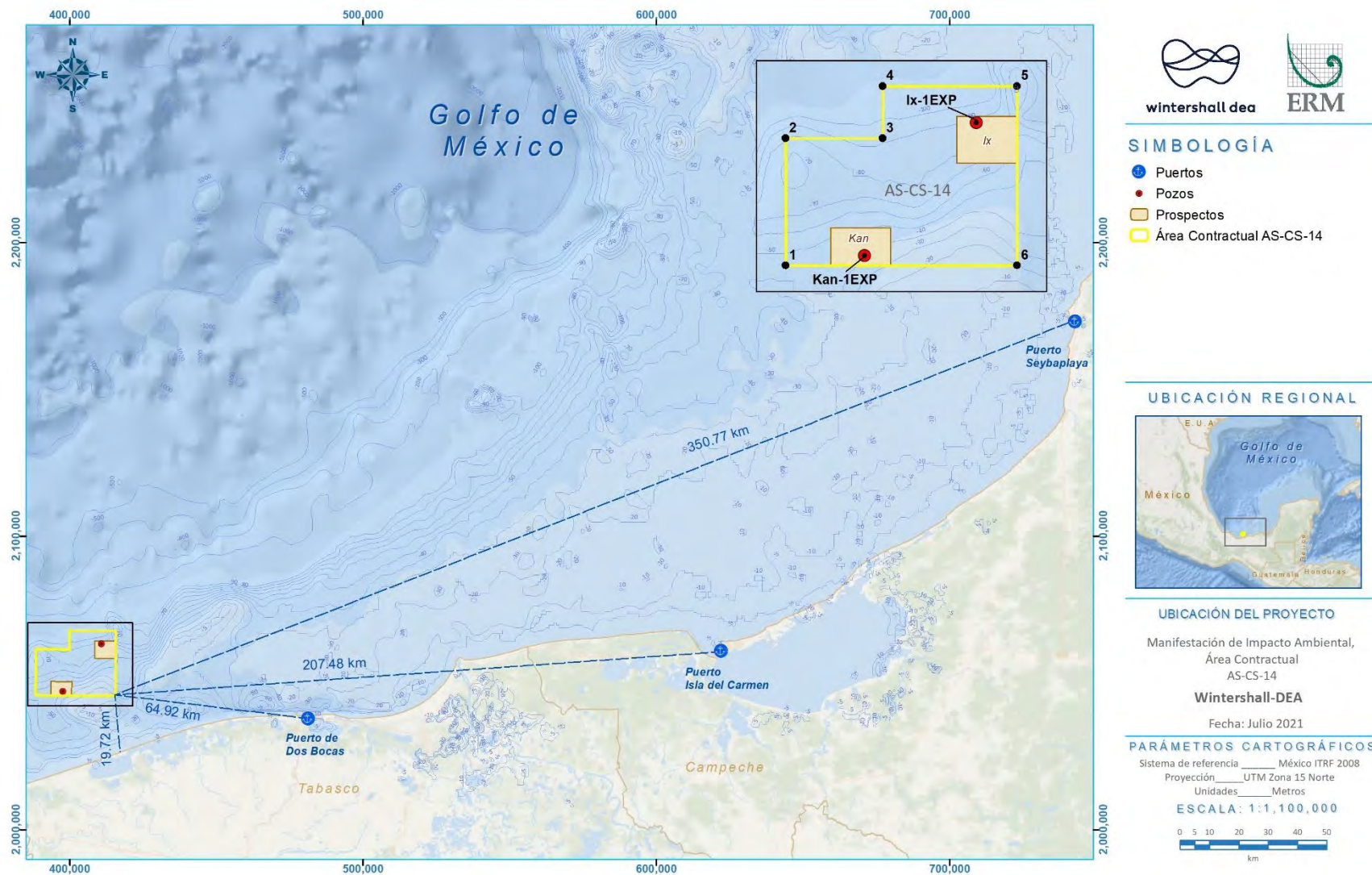


Figura 9.4 Ubicación del AC

Fuente: ERM, 2021

Como se definió en el Capítulo 4 de la MIA, la delimitación del Sistema Ambiental Regional (SAR), del que el AC forma parte, sigue los siguientes criterios:

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

De acuerdo a los criterios antes mencionados, se ha delimitado un SAR con un área de 2,826.3 km²; el cual colinda al Sur y Este con la isobata -10 mbnm (metros bajo el nivel del mar y al Norte/Oeste con la UGA 166 del POEMRGMyMC, la cual es un área delimitada por el ordenamiento territorial mexicano antes mencionado. (Ver Figura 9.5)

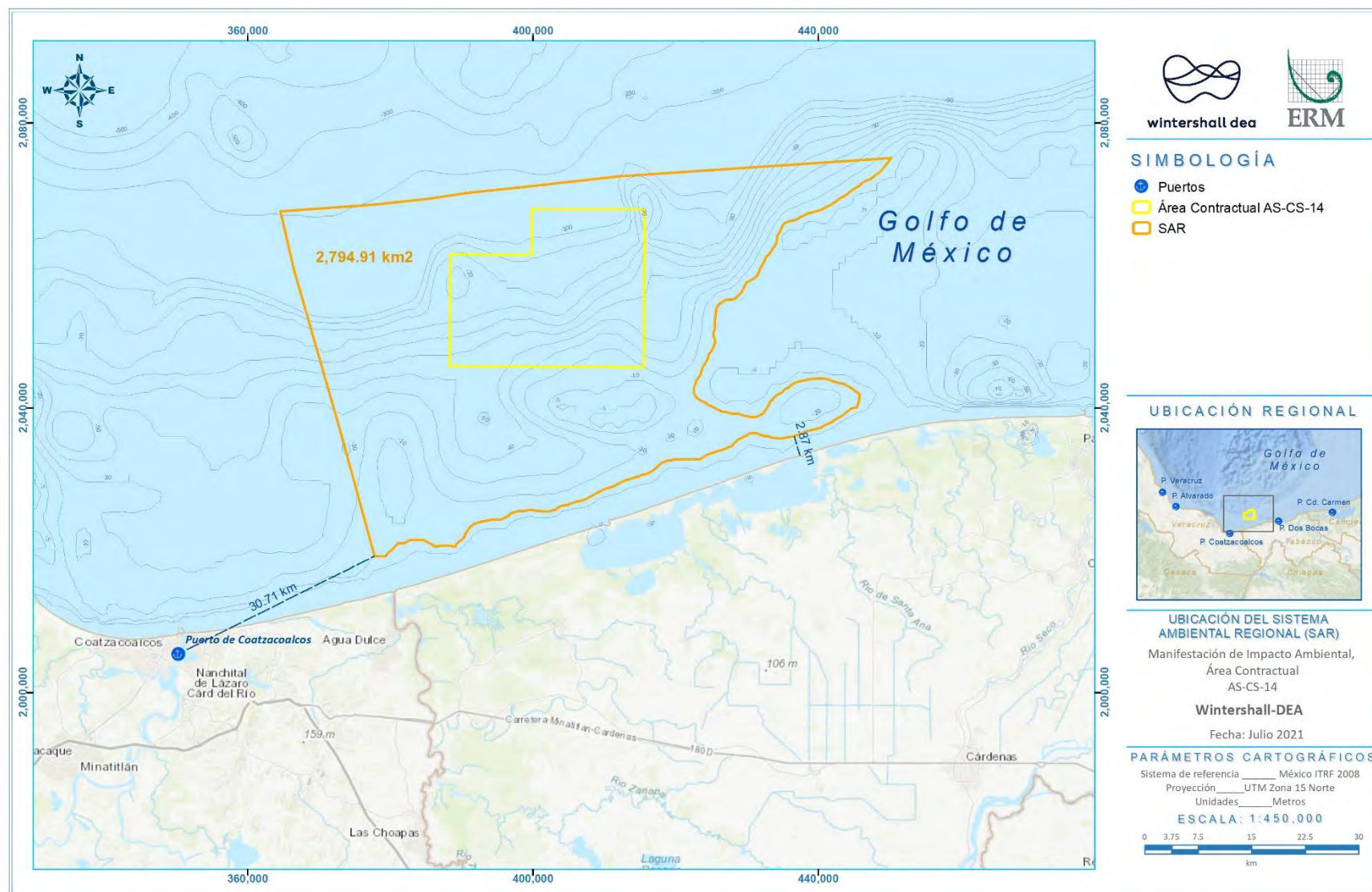


Figura 9.5 Sistema Ambiental Regional

Fuente: ERM, 2021

- El SAR representa un metaecosistema con una diversidad media de distribución potencial de especies de vertebrados marinos. Basado en las ocurrencias históricas y en la LBA, existen seis especies marinas protegidas de vertebrados marinos por la legislación mexicana. Esta área no presenta asociaciones de arrecifes coralinos, pastos ni áreas naturales protegidas a nivel federal. La evaluación de plancton encontró una comunidad estándar de fitoplancton y de zooplancton. Las comunidades de bentos fueron también caracterizadas como típicas de la región.
- No se registraron especies exóticas en la evaluación de la LBA del AC ni en la obtención de registros secundarios históricos. Fautin et al. (2010) estima que en el Golfo de México hay al menos 341 especies exóticas, lo que representa un 2% de las especies no indígenas. Entre las especies invasoras destacan la medusa manchada australiana (*Phyllorhiza punctata*) y los mejillones marrón y verde (*Perna perna* y *P. viridis*, respectivamente) y el pez león (*Pterois volitans*).
- La sobrepesca en el norte del Golfo de México ha afectado tanto a la pesca comercial como a la deportiva. Los impactos se han abordado mediante reglamentos impuestos a la industria pesquera y, en varios casos, se han obtenido resultados positivos. Algunas de las especies que se han reportado como sobreexplotadas en el sur del Golfo de México son *Octopus maya*, langosta y *Epinephelus morio*. (Fautin et al., 2010).
- Aunque las redes alimentarias no fueron evaluadas en la LBA, la presencia de parámetros normales de fitoplancton y de zooplancton consistentes con la literatura, así como la diversidad del grupo de vertebrados muestra que no existe un desequilibrio a nivel ecosistema.
- El SAR y el AC de acuerdo a lo reportado en la LBA no presentan problemas relacionados con la eutrofización, a pesar de que existe una influencia de aportes terrígenos en la región. Este es un fenómeno regional del Golfo de México donde se sabe que la mayor parte de la fuente de contaminantes y nutrientes ocurre en la costa (A. V. Botello et al., 2005).
- La LBA concluyó que no había daño ambiental en los sedimentos basándose en las 20 muestras evaluadas. Los sedimentos fueron más arenosos cercanos a la costa y más arcillosos en la zona más alejada. El análisis apuntó a la existencia de un lecho marino bien bioturbado sin factores estresantes obvios con sedimentos poco profundos, bien oxigenados y con poca cantidad de materia orgánica.
- Los perfiles de profundidad de temperatura, salinidad, oxígeno disuelto y densidad indican una columna de agua estable con aguas superficiales cálidas, salinas y bien mezcladas. Una termoclina evidente se encuentra debajo de la capa mixta hasta 100 m. La composición de la comunidad de plancton y los bajos niveles de nutrientes en el AC sugieren condiciones oligotróficas normales.
- Con base en los resultados generales de calidad del agua se determinó que todas las concentraciones de metales detectadas se encontraron dentro de los rangos naturales para el agua del océano, muy por debajo de las que se consideran dañinas para los organismos marinos, mientras que las concentraciones de hidrocarburos fueron muy inferiores a las consideradas perjudiciales para los organismos marinos.
- Similarmente, en el caso del sedimento la mayor parte de las concentraciones de metales se encontraron dentro del rango natural para sedimentos del Golfo de México y en cuanto a hidrocarburos, las concentraciones se encontraron por debajo de las que se informan que afectan adversamente a los organismos marinos.
- La acumulación de contaminantes en la cadena trófica fue evaluada para el AC. Los resultados para los siete metales medidos indican que los valores encontrados estuvieron dentro de la variación normal encontrado en ambientes de hábitats costeros limpios y poco impactados.
- No se reportaron observaciones de residuos marinos para el AC en la LBA.

- Algunas de las actividades de petróleo y gas representan fuentes de ruido en la zona, junto con el movimiento de embarcaciones comerciales y de pesca artesanal. Se puede asumir que este tipo de agitación está restringida local y temporalmente.

Para información detallada del medio ambiente, consulte el Estudio de Impacto Ambiental en el Capítulo 4.

9.3.2 *Historial Epidémico y Endémico en el área del Proyecto*

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

Por otro lado, con respecto al dengue, enfermedad causada por un virus y se transmite a las personas por la picadura del mosquito portador de la enfermedad, éste es común en regiones tropicales y subtropicales como Centroamérica, Sudamérica y lugares donde se estanca el agua. Existen 3 manifestaciones diferentes de la enfermedad, que son: fiebre de dengue, fiebre hemorrágica y shock hemorrágico (IMSS, 2018).

SARS-CoV-2 (COVID-19)

Debido a la pandemia de Covid-19 (declarada el 11 de marzo de 2020 por la Organización Mundial de la Salud, OMS) el Gobierno de México junto con la Secretaría de Salud han instituido el Semáforo de Riesgo Epidemiológico⁴ a partir de pandemia por Covid-19, mismo que fue diseñado para realizar una transición controlada hacia la nueva normalidad, de manera que se facilita el monitoreo y la regulación de los espacios públicos conforme el riesgo de contagio de Covid-19.

- **Rojo:** Se permitirán únicamente las actividades económicas esenciales, asimismo se permitirá también que las personas puedan salir a caminar alrededor de sus domicilios durante el día.
- **Naranja:** Además de las actividades económicas esenciales, se permitirá que las empresas de las actividades económicas no esenciales trabajen con el 30% del personal para su funcionamiento, siempre tomando en cuenta las medidas de cuidado máximo para las personas con mayor riesgo de presentar un cuadro grave de Covid-19, se abrirán los espacios públicos abiertos con un aforo reducido.
- **Amarillo:** Todas las actividades laborales están permitidas, cuidando a las personas con mayor riesgo. El espacio público abierto se abre de forma regular, y los espacios públicos cerrados se pueden abrir con aforo reducido. Estas actividades deben realizarse con medidas básicas de prevención y máximo cuidado a las personas con mayor riesgo de presentar un cuadro grave de Covid-19.
- **Verde:** Se permiten todas las actividades, incluidas las escolares.

Por su parte, Wintershall-Dea cuenta con protocolos para minimizar el riesgo de contagio por Covid-19 durante las operaciones planificadas en el AC. Para ello, se deberá garantizar que cualquier asistencia internacional o cualquier experto técnico que vuele al país o región esté sujeto a los protocolos de detección y salud obligatorios antes del despliegue. Esto incluirá:

⁴ Fuente: <https://coronavirus.gob.mx/semaforo/>

1. Control obligatorio de Covid-19 en el puerto de salida y el puerto de llegada;
2. Prueba de vacunación antes de ingresar al país;
3. Protocolos de cuarentena para quienes llegan de países con altos casos de Covid-19;
4. Protocolos de desinfección de equipos y otros recursos que llegan como asistencia internacional;
5. Requisitos específicos de PPE de Covid-19 para todos los involucrados durante la duración de la respuesta;
6. Otras medidas que el gobierno de México y Wintershall DEA consideren apropiadas.

En términos de salud e higiene personal, se deben implementar medidas en el campo para proteger al personal y socorristas en caso de emergencia durante la pandemia de Covid-19 de acuerdo con las pautas internacionales de la OMS y los requisitos locales. La salud del personal de respuesta es un "recurso en riesgo" y, por lo tanto, se deben priorizar las técnicas de respuesta que minimicen el número de personal de respuesta. Siempre que sea posible, se debe considerar el uso de sistemas autónomos para limitar la transmisión del virus. La protección de las personas contra el virus debe tener la máxima prioridad, ya sean el personal de respuesta o la comunidad local. Si el tiempo y los recursos lo permiten, se debe priorizar la limitación de los hidrocarburos que llegan a la costa para reducir el impacto de la costa y el número de personal de respuesta en la costa.

9.3.3 Susceptibilidad a Riesgo Ambiental

Dado que la zona donde se realizará el Proyecto no contiene áreas identificadas como vulnerables debido a terremotos o actividad sísmica, deslizamiento de tierra, colapso o derrumbes, inundaciones, características vulcanológicas, fallas geológicas o deslizamientos de tierra. Para esta sección, la presencia de huracanes se considera el principal riesgo ambiental, como un fenómeno meteorológico que ha ocurrido en el Golfo de México y que ha generado pérdidas humanas y económicas para las comunidades cercanas a las costas.

Los vientos en el Golfo de México tienen fuertes variaciones en escalas distintas de tiempo y espacio, con estacionalidad importante. El Golfo de México es afectado por vientos intensos causados por ciclones tropicales entre mayo y noviembre y por frentes fríos que llegan a la zona entre septiembre y mayo⁵.

A continuación, se muestra una descripción de algunos de los huracanes más relevantes que han sucedido en el Golfo de México:

- El huracán Emily se convirtió más fuerte durante julio del 2005, mientras el viento alcanzaba hasta los 260 km/h en su trayectoria al Golfo de México. A pesar de que la tormenta se debilitó antes de tocar la península de Yucatán, causó 17 fatalidades y daños de hasta 1 billón de dólares.
- Los vientos más fuertes de Rita eventualmente alcanzaron los 290 km/h, pero se desvanecieron antes de llegar a la costa cerca de la frontera Louisiana-Texas. A pesar de ello, causó 120 muertes y daños de 12 billones de dólares.
- La velocidad máxima de los vientos del huracán Wilma alcanzó los 298 km/h mientras atravesaba el Mar Caribe durante octubre. La tormenta se debilitó mientras tocó la península de Yucatán, giró en los ángulos correctos, recobró fuerza y golpeó Cayo Hueso con vientos de 193 km/h y un oleaje ciclónico de 2,4 metros

⁵ 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.

- En el 2007, el huracán Dean alcanzó la costa del Golfo de México con vientos prevalecientes y tormentas torrenciales que resultaron en dos personas fallecidas, inundaciones y hogares destruidos.
- En 2010, el huracán Hermine se formó a partir del remanente de baja presión de la Depresión Tropical No. 11-E ubicada al sur de Veracruz, que al ingresar a las aguas del Golfo de México y mostrar mayor organización, generó la Depresión Tropical No. 10, ubicada a las 13:00 horas del 5 de septiembre, a 190 km al noreste de Veracruz, Veracruz. Con vientos máximos sostenidos de 45 km/h, ráfagas de 65 km/h y presión central mínima de 1.003 hPa con desplazamiento hacia el Norte a 11 km/h. Hermine fue la octava tormenta tropical de la temporada, debido a las imágenes de radar, presentó características oculares y favoreció los daños a la altura del Río Grande, así como las lluvias torrenciales en Veracruz, Hidalgo y Chiapas. Intensas lluvias en Tamaulipas, Tabasco, Campeche, Oaxaca, Nuevo León, Puebla y San Luis Potosí y fuertes en Morelos, causando deslizamientos en zonas montañosas, así como inundaciones en tierras bajas.⁶
- En agosto del 2012, Ernesto fue el quinto ciclón de la temporada y el segundo huracán en el Océano Atlántico. Se originó en el Atlántico central y desde sus inicios los modelos de pronóstico le presentaron una trayectoria bien definida hacia el Oeste, por lo que luego de cruzar toda la longitud del Mar Caribe, tocó tierra en la costa de Quintana Roo y cruzó la Península de Yucatán hasta llegar al mar en la Sonda de Campeche en su camino hacia la costa de Veracruz, llegando a tierra por segunda vez, esta vez cerca del pueblo de Coatzacoalcos, Veracruz. Continuó su viaje sobre el territorio de Veracruz, luego sobre el norte de Oaxaca y finalmente se disipó sobre el noreste del estado de Guerrero.⁷
- El nacimiento de Harvey, el huracán devastador más reciente, ocurrió el domingo 13 de agosto del 2017 cuando una ola tropical emergió de la costa oeste de África, y finalmente se fusionó con una gran área de baja presión cerca de las Islas de Cabo Verde. Al principio, se pensó que la zona de olas y baja presión tendría un camino más oeste-noroeste, amenazando a las Antillas Menores. Sin embargo, este descenso se mantuvo más en dirección 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 hubo 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 alertas y pronósticos sobre el ciclón tropical "Nueve" y la tormenta tropical Harvey. Se emitieron alertas de tormentas tropicales para Martinica, Santa Lucía, Barbados y San Vicente y las Granadinas. La tormenta tropical Harvey golpeó las Islas de Barlovento el viernes 18 de agosto y entró en el Mar Caribe Oriental como una tormenta tropical mínima, y eventualmente se debilitó hasta convertirse en una ola tropical. Aunque existía la posibilidad de que los restos de Harvey se reorganizaran en un ciclón tropical, éste no se formó cuando los restos de Harvey fueron trasladados a la península de Yucatán el martes 22 de agosto por la mañana. El poderoso huracán dejó un saldo de 77 muertos y vientos máximos de hasta 215 km/h.
- En septiembre del 2017 el huracán Katia tocó la costa de Veracruz y afectó 53 municipalidades del estado, y los deslizamientos de tierra causaron la muerte de dos personas, al igual que pérdida de electricidad para alrededor de 77,000 personas. El huracán sopló vientos sostenidos de hasta 58 km/h y causó fuertes lluvias de entre cinco (5) y 10 centímetros que provocaron inundaciones y tres días de emergencia en el Estado.⁸

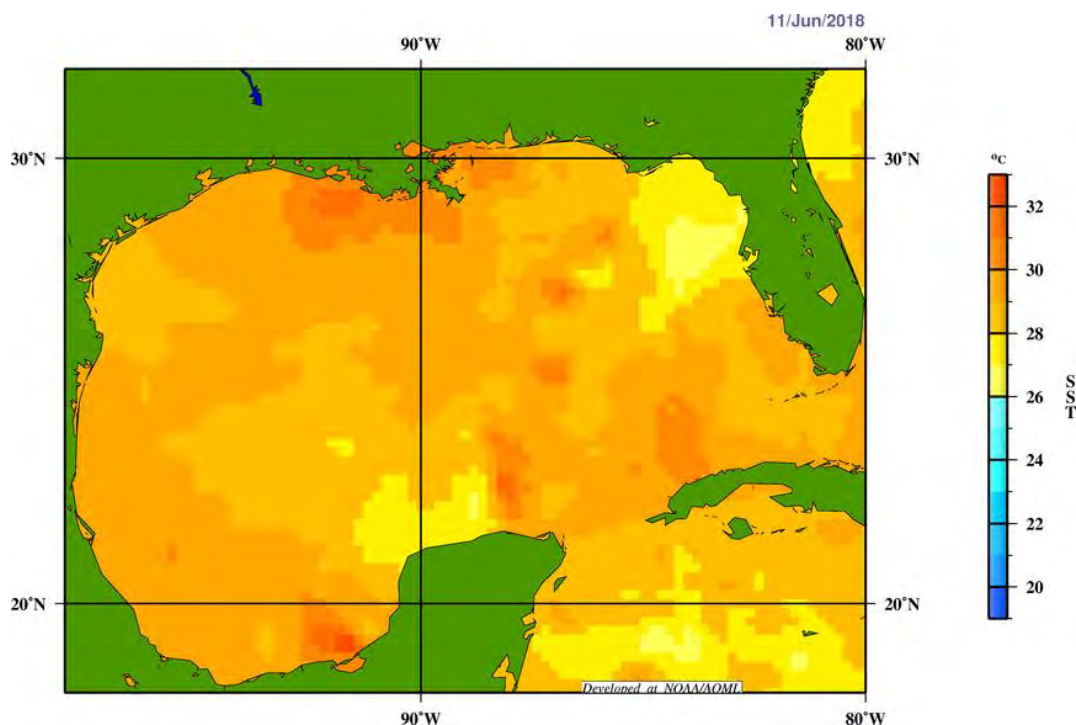
⁶ <http://smn.cna.gob.mx>

⁷ <http://smn.conagua.gob.mx>

⁸ www.bbc.com/mundo

- El huracán Irma, que impactó la península de Florida en septiembre del 2017, provocó al menos 12 fallecimientos en ese Estado, adicionalmente 43 fatalidades en el Caribe, siendo un total de 55 víctimas. Los oficiales reportaron que 15 millones personas en Florida, 1 millón en el estado de Georgia y 200,000 en Carolina del Sur sufrieron cortes de electricidad. En el Caribe, edificios, hogares y hoteles presentaron daños. En Cuba, el huracán llegó a la isla siendo categoría cinco, ocasionando al menos 10 muertes y la evacuación de 1.7 millones de personas. Otras islas del Caribe como Barbuda, St. Martin y St. Bartholomew resultaron afectadas por el huracán Irma, en dónde los habitantes perdieron sus casas y grandes hoteles fueron devastados.⁷
- En la cuenca del Atlántico Norte, que incluye el Golfo de México y el Mar Caribe y donde la temporada comienza formalmente el 1 de junio de 2018, se desarrollaron 16 sistemas: Depresión tropical 11, tormentas tropicales Alberto, Debby, Ernesto, Gordon, Joyce, Kirk y Nadine, así como los huracanes Beryl, Isaac y Leslie, categoría 1; Chris, Helene y Oscar, categoría 2, y Florence y Michael, categoría 4. De los sistemas desarrollados en el Atlántico Norte ninguno impactó directamente en tierra.

La Figura 9.6 muestra el cambio en el calor oceánico en diferentes áreas del Golfo de México. Las áreas cerca del AC, tienen temperaturas cercanas a 30°C, que de acuerdo al Centro de Predicción Climática de los Estados Unidos es mayor a la temperatura promedio, que vas desde los 21°C hasta los 24°C (70-75°F).



Fuente: Monitoreo de la temperatura de la superficie del Golfo de México. NOAA/AOML, junio 2018.

Figura 9.6 Calor oceánico en julio 2018

La Tabla 9.22 enlista los eventos extremos reportados en el Golfo de México desde 1878 hasta 2020. De acuerdo a la información histórica disponible en la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA).

Tabla 9.22 Eventos extremos reportados en el Golfo de México entre 1978-2020

Nombre del fenómeno	Mes y año	Lugar de entrada a tierra en México	Velocidad min. vientos* (km/h)	Velocidad máx. vientos* (km/h)	Categoría ***
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
Ernesto	Agosto 2012	Coatzacoalcos, Ver.	140	175	H1
Ingrid	Septiembre 2013	Veracruz	140	165	H1
Earl	Agosto 2016	Antón Lizardo, Ver.	130	150	H1
Franklin	Agosto 2017	No tocó tierra.	110	140	TT
Helene	Octubre 2018	Florida, EE.UU	210	240	H4
Dorian	Agosto 2019	Bahamas, EE.UU	295	360	H5

Fuente: CONAGUA, 2021

*Sostenido: los vientos superficiales más fuertes que ocurren por 1 minuto dentro del sistema de circulación.

**Ráfaga: incremento repentino del viento con respecto a la velocidad promedio alcanzada en un intervalo de tiempo.

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

El AC se encuentra altamente influenciada por el intercambio de vientos provenientes del sureste y la presencia de la corriente de Lazo, la cual viaja del este a través del Canal de Yucatán. En invierno puede haber olas de hasta 5 m influenciadas por el viento, mientras que el resto del año, las olas no sobrepasan los 2 m. Los vientos diarios y las olas permiten las mareas y el flujo de masas de agua, nutrientes y materiales de los humedales y costas. Estos movimientos permiten también que los organismos marinos migren para reproducirse o crecer en ciertas áreas (Monreal-Gómez & Salas de León, 2004; Toledo-Ocampo, A. & Soto, 2014).

La Tabla 9.23 muestra los eventos extremos de mayor importancia registrados durante 2010- 2021; muchos de estos fenómenos corresponden a tormentas tropicales (TS), depresiones (TD) y eventos extra tropicales (ET). Algunas de estas tormentas continúan sus trayectorias para convertirse en

huracanes de varias categorías, sin embargo, desde hace 10 años no se han registrado este tipo de fenómenos en el SAR o en el AC.

Tabla 9.23 Eventos extremos más importantes en el Sistema Ambiental Regional de 2010-2021

Nombre	Mes	Año	Categoría
Claudette	Junio	2021	TD
Earl	Agosto	2016	TS
Hanna	Octubre	2014	TS
Ingrid	Septiembre	2013	TD
Fernand	Agosto	2013	TS
Barry	Junio	2013	TS
Barbara	Mayo	2013	TD
Helene	Agosto	2012	TD
Ernesto	Agosto	2012	TS
Harvey	Agosto	2011	TS
Karl	Septiembre	2010	TD

TS: Tormenta tropical, TD, depresión tropical, H2, Huracán nivel 2

La Figura 9.7 muestra las trayectorias de los fenómenos que ocurrieron entre 2010 y 2021 en el SAR.

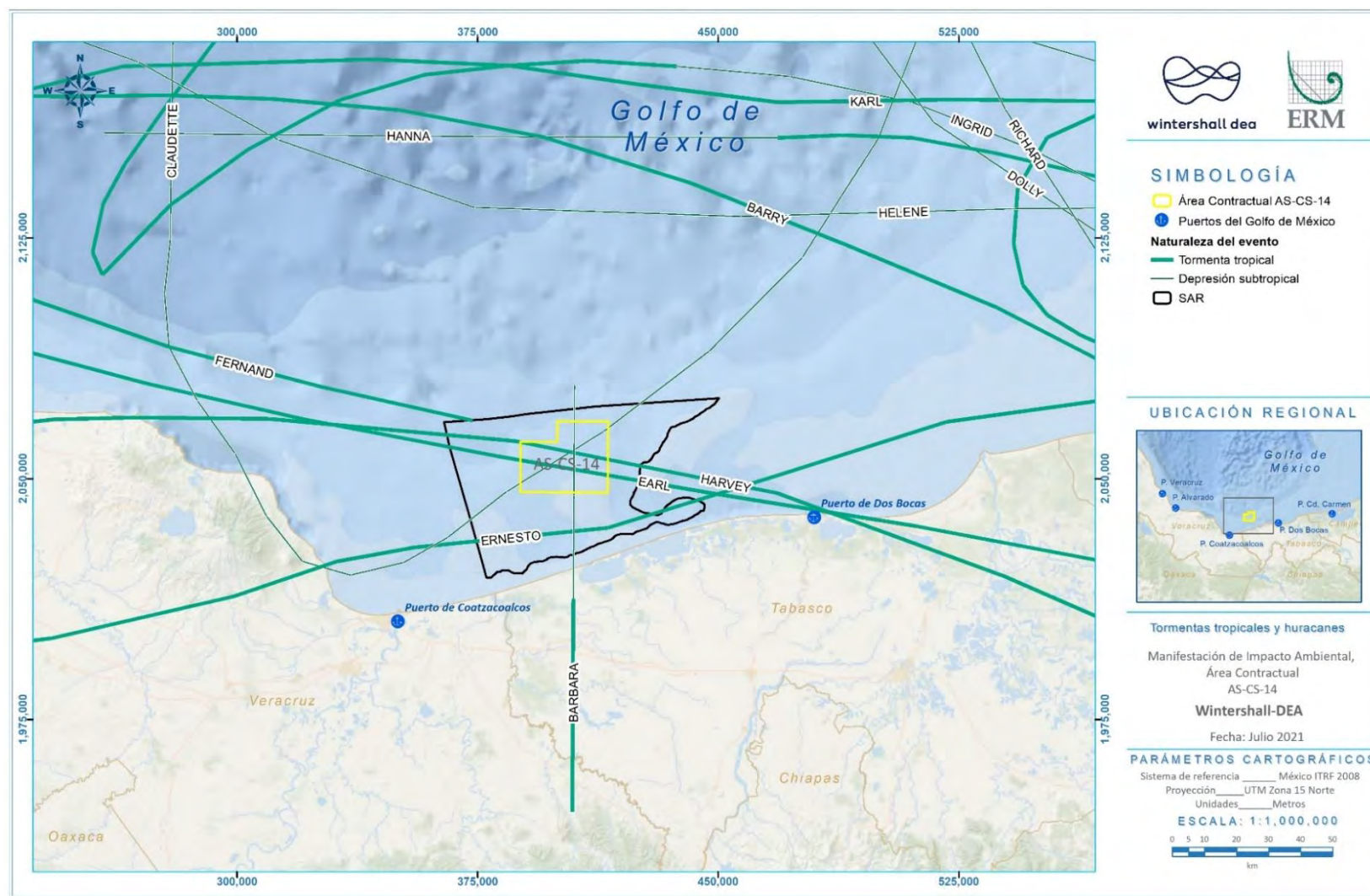


Figura 9.7 Trayectoria de huracanes en el Sistema Ambiental Regional y en el Área Contractual

Fuente: ERM basado en NOAA's International Best Track Archive for Climate Stewardship, 2021

9.4 ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE RIESGOS

9.4.1 Identificación de Peligros y Jerarquización de escenarios de Riesgo

9.4.1.1 Antecedentes de Incidentes y Accidentes en Proyectos o Instalaciones Similares

La Base de Datos Mundial sobre Accidentes Marítimos (WOAD, por sus siglas en inglés), almacena información de alrededor de 6,451 accidentes que ocurrieron en la industria de los hidrocarburos y el gas en alta mar entre 1970 y 2012, contiene principalmente información con respecto al Mar Norte (57%) y al Golfo de México (26%) y, en menor medida, otras partes del mundo (17%).

De acuerdo a la información de ésta base de datos, se reportaron los siguientes accidentes entre 1970 y 2012 organizados por el tipo de unidad. La Tabla 9.24 muestra los accidentes relacionados con la perforación y exploración de yacimientos que son los más relevantes para el Proyecto. La Tabla 9.25 muestra accidentes generales que ocurrieron en la industria de los hidrocarburos, pero no necesariamente involucran actividades de perforación y de exploración.

Tabla 9.24 Accidentes totales asociados con la perforación y exploración de yacimientos por unidad (en todo el mundo desde 1970-2012)

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: Base de Datos Mundial sobre Accidentes Marítimos

Tabla 9.25 Accidentes totales de la industria de hidrocarburos por tipo de unidad (en todo el mundo desde 1970 hasta 2012)

Tipo de unidad	Accidente	Incidente	Casi incidente	Evento insignificante	Total
Isla artificial	2	1	0	0	3
Barcaza (no de perforación)	63	34	2	1	100
Estructura de concreto	83	432	78	138	731
Quemador	1	0	0	1	2
Unidad flotante de producción, almacenamiento y transferencia de	25	102	9	32	168

Tipo de unidad	Accidente	Incidente	Casi incidente	Evento insignificante	Total
hidrocarburo construida a partir de un buque (FPSO, por sus siglas en Inglés)					
Helicóptero	243	19	13	3	278
Plataforma tipo Jacket	746	916	128	259	2,049
Auto elevable	577	219	13	35	844
Boya de carga	13	19	2	5	39
Unidad móvil (no equipo de perforación)	18	3	0	0	21
Otros	0	2	0	1	3
Otras estructuras fijas	4	6	0	2	12
Tubería	145	115	1	4	265
Semi-sumergibles	306	663	151	123	1,243
Sumergibles	19	5	0	1	25
Plataforma tipo TLP	14	137	24	30	205
Estructura de soporte de pozo	127	36	2	2	167

Fuente: Base de Datos Mundial sobre Accidentes Marítimos

Además, en su informe de 2017 sobre la seguridad de las operaciones de helicópteros en el Golfo de México, la Conferencia de Asesoría de Seguridad de Helicópteros (HSAC, por sus siglas en Inglés) informa de que desde 1999 se han producido 29 accidentes, de los cuales 7 fueron mortales (24%): 15 muertos y 18 heridos.⁹

Las estadísticas de accidentes de helicópteros registradas por la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP) fue de 71 accidentes en operaciones en alta mar en el Golfo de México entre 1998 y 2006, según datos de evaluación de riesgos publicado en marzo de 2010. Además, el último informe de la IOGP (2018) sobre indicadores de desempeño en seguridad indica que entre 2014 y 2018 solamente hubo muertes relacionadas con el transporte aéreo en el 2016.

El Centro de Investigación de Lesiones y Políticas de Lesiones Johns Hopkins Center, parte de la Escuela de Salud Pública de John Hopkins Bloomberg (JHSPH, por sus siglas en inglés - John Hopkins Bloomberg School of Public Health), informa que los helicópteros que trabajan con plataformas de perforación y barcos de perforación en el Golfo de México fallan, en promedio, más de seis veces al año, lo que resultó en un promedio de cinco (5) muertes al año entre 1983 y 2009. Durante este tiempo, se produjeron 178 accidentes con 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 era la pérdida de potencia del motor, que se produjo en casi un tercio de los accidentes mortales. La mayoría de los aterrizajes forzados tras fallos mecánicos se produjeron en el mar, de los cuales el 20% provocó el hundimiento del helicóptero a pesar de estar equipado con dispositivos de flotación activados por el piloto.¹⁰

La

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

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

Tabla 9.26 presenta algunos de los últimos accidentes de helicóptero relacionados con la industria petrolera costa afuera en el golfo de México y en el mundo.

Tabla 9.26 Accidentes de Helicópteros en Operaciones Petroleras en el Mundo.

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
19/Ene/1996	Eurocopter AS332	Aberdeen	El helicóptero volaba a las plataformas petroleras cuando el helicóptero fue golpeado por un rayo causando severos daños al rotor de la cola del helicóptero. El piloto se vio forzado a realizar un aterrizaje de emergencia en el mar. Todos sobrevivieron	Externo
18/Nov/1998	Helicópteros Asesa y Pegaso	Golfo de México, Campeche	Colisión entre dos helicópteros cuando trasladaban a directivos de la compañía nacional petrolera entre plataformas marinas de la sonda de Campeche. 20 muertos	Operacional-Error humano
2001	Aerosátiale AS332L1	Mar de norte	Movimiento de la plataforma petrolera causó que el helicóptero se volteara mientras los rotores seguían corriendo. 1 herido	Externa
16/Jul/2002	Sikorsky S-76A	Mar del Norte	Durante un vuelo a la plataforma petrolera Clipper las cuchillas del rotor principal se desprendieron, lo que causo un impacto a alta velocidad al mar. 11 personas murieron	Técnica
19/Jun/2003	BO-105	Golfo de México, Campeche	Helicóptero se precipito en el mar por causas desconocidas después de despegar de la plataforma Júpiter para recargar gasolina. 1 muerto	No se sabe
13/Abr/2006	XA-TNE	Golfo de México, Campeche	Pocos minutos después de que el helicóptero despegara rumbo a la zona de plataformas petroleras este sufrió falla mecánica del aparato, los tripulantes lograron acuatizar el helicóptero y fueron rescatados	Técnica
27/Dic/2006	Eurocopter AS365	Bahía de Morecambe, Inglaterra	Durante la transferencia de personal de noche, el piloto se desorientó debido a las condiciones climatológicas adversas y perdieron altitud estrellándose contra el mar. Los dos pilotos y 5 pasajeros murieron	Operacional
1/Abr/2009	Eurocopter AS332 L2 Super Puma	Escocia, UK	De regreso de la plataforma petrolera Miller el piloto perdió control del helicóptero cuando ocurrió una falla repentina en la caja de engranajes del rotor principal lo cual causo que se desprenda del	Técnica

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
			helicóptero. El helicóptero se estrelló contra el mar a alta velocidad. El impacto destruyó el helicóptero y los 16 pasajeros murieron.	
2012	Eurocopter EC225	Mar del Norte	El piloto reportó problemas con la caja de engranajes y la intención del descenso de emergencia en el mar. No hubo fatalidades ni lesiones	Técnica
15/Feb/2015	AgustaWestland AW119 MK II	Golfo de México	EL helicóptero sufrió una abrupta y fuerte guiñada a la izquierda, lograron hacer aterrizaje de emergencia. No hubo muertes ni heridos. El helicóptero sufrió daño mecánico.	Externa
18/Jun/2015	Bell 407	Golfo de México	Fuertes vientos empujaron al helicóptero fuera del helipuerto y de la plataforma de perforación durante el arranque del motor. El piloto sufrió lesiones	Externa
6/Feb/2015	Bell 206B	Golfo de México	Helicóptero se estrelló contra el agua cerca de Galveston mientras regresaba de una plataforma de noche. 1 persona desaparecida de 3. La causa fue error del piloto	Operacional
12/Ago/2015	Sikorsky S-76C	Lagos, Nigeria	El helicóptero estaba regresando de una plataforma cuando el helicóptero se estrelló en el lago. No se conocen las razones. 6 muertos	Desconocido
3/Nov/2015	Desconocido	Mumbai High Oil Field, India	El helicóptero estaba realizando pruebas de aterrizaje de noche y se estrelló contra el mar por razones desconocidas. Dos muertos	Desconocido
29/Abr/2016	Airbus H225	Bergen, Noruega	De regreso de una plataforma de perforación el rotor principal del helicóptero se desprendió y consecuentemente se estrelló en una pequeña isla y se incendió. Los 13 pasajeros murieron	Técnica
27/Feb/2017	Bell 407	Golfo de México	El piloto no fue capaz de mantener la altitud que resultó en una colisión en el mar mientras regresaba para una reparación del motor. 1 fatalidad (piloto)	Operacional
2/May/2017	Bell 407	Golfo de México	Pérdida del rotor de cola del helicóptero lo que causó un aterrizaje de emergencia. No hubo muertos ni lesionados	Técnica
26/Sep/2017	Desconocido	Cabinda, Angola	EL helicóptero estaba en ruta hacia la plataforma Tombua-Landana y nunca llegó	Desconocido

Fecha	Helicóptero	Ubicación	Hechos	Causa
			a su destino. El helicóptero se estrelló contra el mar. 6 muertos	

Fuentes:

- 1) HSAC, National Transportation Safety Board,
- 2) Aeroassurance, oilandgasuk.co.uk

Notas:

- 1) Operacional: evento relacionado con fin de la operación del helicóptero;
- 2) Externa: evento relacionado con condiciones climatológicas
- 3) Técnica: Evento relacionado con falla mecánica o de equipo

Mayores incidentes de derrame en el mar de los Estados Unidos

De acuerdo a un reporte publicado por el Buró de Administración de Energía Oceánica (BOEM, por sus siglas en inglés), 149 derrames de crudo, condensado o petróleo refinado iguales o mayores a 50 bbls fueron identificados, ocurrieron en instalaciones de plataformas y que realizaban operaciones de exploración y desarrollo, incluida la producción, en el Golfo de México (GoM) y el Océano Pacífico de 1972 a 2019

Muchos derrames tienen un tamaño máximo plausible basado en las cantidades de petróleo almacenadas o procesadas en una instalación. Los derrames por pérdida de control en los pozos (LOWC, por sus siglas en inglés) son de interés particular ya que un pozo que fluye libremente tiene el potencial de derramar volúmenes mayores.

La Tabla 9.27 muestra un resumen de la distribución de derrames de acuerdo al tamaño. La Tabla 9.28 muestra un resumen de las causas y tamaños de derrames que han tenido lugar en aguas de jurisdicción federal de los Estados Unidos.

Tabla 9.27 Resumen de la distribución del tamaño del derrame en la plataforma

Tamaño (bbl)	Recuento de derrame	
Pequeño	50 to <100	62
Mediano	100 to <1,000	79
Grande	1,000 to <10,000	7
Inmenso	≥10,000	1
Total	149	

Fuente: OCS Study BOEM 2018-006

Tabla 9.28 Resumen de plataforma por tamaño de derrame (1972 a 2019)

Clasificación de causa	Pequeño	Mediano	Grande	Inmenso	50 a <10,000 (bbls)	≥10,000 (bbls)	Total
Falla de equipo	25	18	1	0	43	1	44
Error humano	6	10	0	0	16	0	16
Colisión	0	1	0	0	1	0	1
Clima	1	4	2	0	5	2	7
Huracán	29	40	4	0	69	4	73
Desconocido	1	6	0	1	7	1	8
Total	62	79	7	1	141	8	149

Fuente: OCS Study BOEM 2018-006

Incidentes de derrame de hidrocarburos en México

La reforma energética permitió que nuevas empresas realizaran actividades de exploración y producción en el Golfo de México, una actividad que había sido exclusiva de la Compañía Nacional Petrolera (CNP). Dado que no se conoce información sobre eventos relacionados con derrames de hidrocarburos en las operaciones de las nuevas empresas, se utilizará como referencia la información disponible de la CNP. Los derrames reportados en la Tabla 9.29 ocurrieron en aguas bajo jurisdicción federal. El derrame de Ixtoc I es de especial relevancia dado que es un incidente que ocurrió durante la perforación de un pozo de hidrocarburos costa afuera.

Tabla 9.29 Incidentes de derrame de hidrocarburos de la paraestatal

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 compañía nacional petrolera estaba perforando a una profundidad 3.63 kilómetros un pozo de Hidrocarburo, cuando se perdió la barrena y la circulación de lodo de perforación. Debido a esto, se perdió la estabilidad y hubo una explosión de alta presión la cual provocó la pérdida de contención. El Hidrocarburo entró en ignición debido a una chispa y la Plataforma de Perforación colapsó. ¹	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 la CNP, reporta que el 3% de los	No disponible

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
			derrames registrado durante las actividades de 1999 de Exploración y Producción se presentaron en el mar. ²	
2000	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de la CNP, reporta que el 7% de los derrames registrado durante las actividades de 2000 de Exploración y Producción se presentaron en el mar. ²	No disponible
2001	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de la CNP, reporta que el 3% de los derrames registrado durante las actividades de 2001 de Exploración y Producción se presentaron en el mar. ²	No disponible
2002	No disponible	No disponible	El informe de Seguridad, salud y medio ambiente de la CNP, reporta que el 1% (200 toneladas) de los derrames registrado durante las actividades de 2002 de Exploración y Producción se presentaron en el mar. ²	No disponible
2003	No disponible	No disponible	De acuerdo con el informe de Seguridad, salud y medio ambiente de la CNP, para el año 2003 se registraron 72 derrames de hidrocarburos en el mar, dos resultantes de las actividades de Refinación (PR) y 70 de Exploración y Producción. ²	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 la CNP, para el año 2006 se registraron 51 derrames de hidrocarburos en el mar. ²	No disponible
2007	Pozo KAB-121	Ubicado a 32 kilómetros (20 millas) de la Terminal Marítima Dos Bocas (TMDB), en el	El mal tiempo provocó que la Plataforma de Perforación auto elevable Usumacinta chocara contra la Kab-121 que perforaba el pozo Kab 103, ocasionando que se rompiera el árbol de	No disponible

Fecha	Nombre de la instalación	Ubicación	Hechos	Cantidad derramada
		Municipio de Paraíso	válvulas provocando un derrame de Hidrocarburo y gas natural. ³	
2011	No disponible	No disponible	De acuerdo con al Informe de Responsabilidad Social de la CNP, para el año 2011 se registraron 12 derrames de hidrocarburos en el mar. ²	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. ⁴	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. ⁵	No disponible
2015	Abkatún A	Bahía de Campeche, México	El incendio en el área de deshidratación y bombeo de Abkatún Permanente, parte del complejo Abkatún-Pol-Chuc en el estrecho de Campeche, dejó siete muertos, 45 heridos y afectó la producción. ⁶	No disponible

Fuentes:

1 Sitio Web: <https://derrame-hidrocarburo-ixtoc-i.webnode.com/nosotros/>

2 Sitio Web de la Compañía Nacional Petrolera: <https://www.pemex.com/etica-e-integridad/sustentable/informes/Paginas/informes.aspx>

3 Sitio Web: https://es.wikipedia.org/wiki/Accidente_en_Pozo_Kab-121

4 Sitio Web: http://www.umar.mx/investigacion/UMAR_preencion_derrame_hidrocarburos.html

5 Sitio Web: <https://mx.reuters.com/article/petroleo-mexico-produccion-idMXL1N0Z91FD20150623>

6 Sitio Web: <https://oilandgasmagazine.com.mx/tag/abkatun/>

Incidentes reportados por El Regulado

El Regulado comenzó operaciones formalmente bajo el nombre de Wintershall Dea en 2019, por lo que a la fecha no se han registrado incidentes en actividades similares relacionadas con perforación exploratoria.

9.4.1.2 Identificación de Peligros y Escenarios de Riesgo

La identificación de peligros, se realizó de acuerdo con el Procedimiento de Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A) desarrollado por Wintershall-Dea e incluido en la Sección 1 del Elemento II del Sistema SASISOPA (Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente). El procedimiento tiene el objetivo de definir la metodología para la identificación de peligros y el análisis de los riesgos asociados a las actividades de negocio para la organización, en materia de seguridad industrial, operativa, protección ambiental y calidad. Contiene un conjunto integrado de herramientas utilizadas para identificar, evaluar y actuar sobre la seguridad y salud de los trabajadores; la seguridad pública y la salud de la comunidad; el medio ambiente y los activos relacionados con los equipos y la infraestructura y los riesgos para el desarrollo del negocio y la reputación de la compañía.

El procedimiento está diseñado específicamente para abordar riesgos de HES (Seguridad, Salud y Ambiente) durante el desarrollo de actividades rutinarias y no rutinarias, incluyendo riesgos relacionados con:

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

El propósito principal de la Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos realizado dentro de un área de la Organización es proveer información sobre los aspectos de más relevancia del mismo, seleccionando las metodologías más apropiadas que permitan identificar los peligros de manera exhaustiva y evaluar los riesgos en los procesos, documentando la existencia de sistemas y dispositivos de seguridad, y/o medidas de reducción de riesgos para eliminar, prevenir, controlar, minimizar o mitigarlos a un nivel tolerable.

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

Metodología de identificación de peligros

El HAZID (Identificación de peligros por sus siglas en inglés), es una de las técnicas mencionadas específicamente en ciertas regulaciones y es generalmente aceptada como una de las metodologías sugeridas para la identificación de peligros en las industrias química y petrolera.

La metodología general del desarrollo del HAZID se describe a continuación:

1. Identificar los límites físicos del sistema y actividades operacionales que se analizarán.
2. Identificar los peligros y sus eventos asociados.
3. Identificar las causas y las salvaguardas existentes
4. Estimar la probabilidad y consecuencia de cada peligro.
5. Estimar el riesgo de cada evento usando la matriz de riesgos.
6. Comparar la estimación con los criterios de aceptación.
7. Emitir recomendaciones para cumplir el criterio de aceptación.

Como se mencionó anteriormente, estos procedimientos hacen parte de la solicitud de autorización del SASISOPA en el elemento II de Análisis de Riesgos. Por lo tanto, el Regulado demuestra que se aplica su Sistema de Gestión de HES (OE) y de esta forma también cumple con los lineamientos de la metodología utilizada en el Análisis de Riesgos del Sector Hidrocarburos para la identificación de peligros y análisis de riesgos.

Para iniciar las actividades con el riesgo identificado, el nivel de aprobación requerida depende de la categoría del riesgo, incluyendo acciones de mitigación, como se muestra a continuación:

Categoría de Riesgos Previo a la Actividad (Riesgo Potencial)	Aprobaciones Requeridas Previo a la Actividad (Riesgo Potencial)	Categoría del Riesgo Considerando Medidas de Control (Riesgo Residual)	Aprobaciones del Riesgo Considerando Medidas de Control (Riesgo Residual)
Bajo riesgo (verde)	No se requieren más aprobaciones	Bajo riesgo (verde)	No se requieren más aprobaciones
Riesgo medio (amarillo)	Aprobación requerida del Gerente del Departamento y/o Gerente de Operaciones	Bajo riesgo (verde)	No se requieren más aprobaciones
Alto riesgo (rojo) *	El riesgo deberá ser elevado o transferido para su tratamiento	Riesgo medio (amarillo)	Aprobación requerida del Gerente del Departamento y/o Gerente de Operaciones
		Bajo riesgo (verde)	No se requieren más aprobaciones
		Riesgo medio (amarillo)	Aprobación requerida del Gerente del Departamento y/o Gerente de Operaciones
		Alto riesgo (rojo) *	No se debe ejecutar la actividad.
			Aprobación requerida del Gerente del Activo, o en ocasiones excepcionales, el Gerente de Operaciones puede aprobar la ejecución de la actividad.

*Este Riesgo deberá ser acompañado por una Excepción de acuerdo con el procedimiento de Gestion de Cambios

Fuente: Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A)

Figura 9.8 Acciones y aprobaciones requeridas según el nivel de riesgo

Para desarrollar el ARSH, se integra un Grupo multidisciplinario de especialistas con experiencia y conocimiento en diseño, operación, mantenimiento y seguridad de instalaciones similares a la que se va a estudiar, encabezado por un líder con conocimiento profundo de la técnica. Se requiere que comprendan completamente el proceso y sus interrelaciones, a fin de poder cuestionar correctamente cada una de las secciones del proceso y sus componentes, identificando las desviaciones al propósito original que puedan ocurrir y así, determinar cuáles de esas desviaciones pudiesen dar lugar a riesgos para el personal y las instalaciones durante la operación de las mismas.

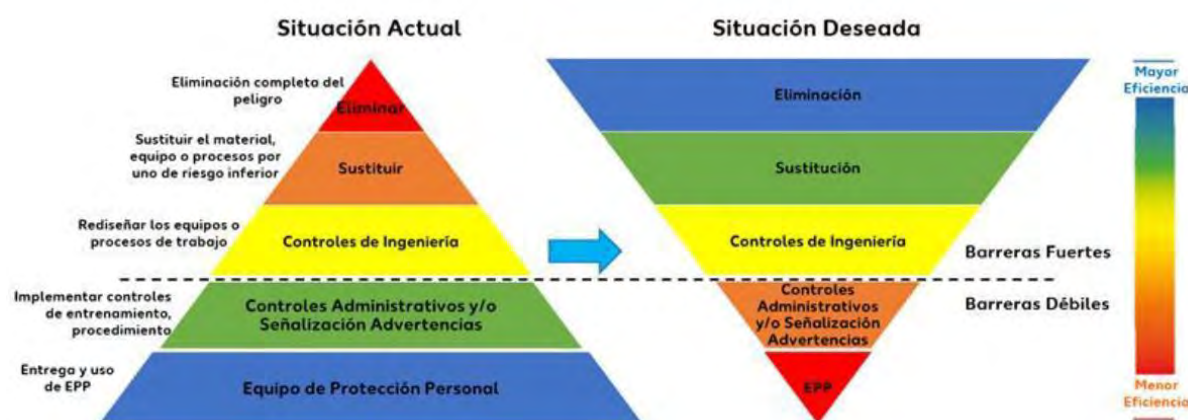
El objetivo principal del Grupo multidisciplinario será evaluar cualitativamente el número y cuales escenarios peligrosos o accidentales puedan producirse, identificando sus causas, consecuencias y posibles salvaguardas (sistemas de prevención o mitigación).

Una vez determinados los peligros y riesgos; para la prevención o control de accidentes se considerará la siguiente jerarquía:

- **Eliminación:** se modifica el diseño y/o partes del proceso para eliminar las condiciones de riesgo y de esta manera eliminar la exposición, involucrando a las áreas pertinentes para asegurarnos de que los controles estén debidamente implementados.
- **Sustitución:** se deben sustituir los materiales peligrosos o reducir la energía del sistema.

- **Controles de ingeniería:** involucran el rediseño del equipamiento, del proceso o de la organización del trabajo. Se cuenta con dispositivos derivados de los avances tecnológicos que ayudan a que los peligros sean controlados o aislados de una mejor manera.
- **Controles administrativos:** involucran políticas, capacitación, protocolos, estudios legales, registros, bitácoras, instructivos, procedimientos y/o procesos.
- **Equipos de protección personal:** Existe una amplia gama de equipos para proteger todo el cuerpo de los trabajadores (gafas de seguridad, protección auditiva, protectores para la cara, arnés de seguridad, guantes, etc.) asegurando que sean evaluados por un experto para verificar condiciones de ergonomía y que faciliten el trabajo.

La Figura 9.9 ilustra la jerarquía de controles que se debe de aplicar para garantizar que se hayan tomado en cuenta todos los controles y determinar si los existentes son los adecuados o si es necesario adicionar nuevas medidas de prevención y mitigación.



Fuente: Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A)

Figura 9.9 Jerarquía de controles

Si es necesario obtener nuevos controles, la selección tiene que ser determinada por el principio de jerarquía, es decir, eliminar todos los riesgos tan bajo como sea razonablemente practico (ALARP por sus siglas en ingles), estableciendo la reducción del riesgo y adoptando diferentes equipos de protección personal como último recurso, con el objetivo de reducir y/o eliminar la exposición.

Para la ponderación de la frecuencia, se considerarán los controles y medidas de reducción de Riesgos (salvaguardas, protecciones o barreras), las cuales deberán de ser específicas para prevenir las causas de los Escenarios de Riesgo identificados.

Para la elaboración de los análisis de riesgos se debe considerar la siguiente Matriz de Ponderación 5x5 especificado en la Tabla 9.30:

Tabla 9.30 Matriz de ponderación 5x5

			Probabilidad/Frecuencia				
			A	B	C	D	E
			Extremadamente improbable	Improbable	Remoto	Probable	Muy probable
Consecuencia/Severidad	5	Muy alto	5A	5B	5C	5D	5E
	4	Alto	4A	4B	4C	4D	4E
	3	Moderado	3A	3B	3C	3D	3E
	2	Bajo	2A	2B	2C	2D	2E
	1	Muy bajo	1A	1B	1C	1D	1E

Fuente: Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A)

A continuación, la Tabla 9.31 describe los niveles de probabilidad o frecuencia de ocurrencia, mientras que la Tabla 9.32 muestra los niveles de consecuencia aplicables para los diferentes receptores de riesgo.

Tabla 9.31 Niveles para evaluar la probabilidad/ frecuencia de ocurrencia

Niveles de probabilidad/frecuencia de ocurrencia

A	Extremadamente Improbable	Probabilidad de ocurrencia: $p \leq 1\%$ No se conoce casos similar en la Industria / Nunca se escuchó que ocurriera en la Industria de Exploración & Producción en toda vida útil de las instalaciones. Frecuencia de ocurrencia: $f \leq 0.05$ /año Creíble que ocurra 1 vez en la vida útil de diseño (20 años) o durante la extensión de la vida útil de una facilidad en la Compañía. (Ejemplo: 1 vez cada 21 - 40 años)
B	Improbable	Probabilidad de ocurrencia: $1\% < p \leq 10\%$ Conocimiento de ocurrencia en Exploración & Producción. Frecuencia de ocurrencia: $0.05 < f$ (/año) ≤ 0.1 Ocurre 1 vez cada 10 -20 años en la Compañía
C	Remoto	Probabilidad de ocurrencia: $10\% < p \leq 25\%$ Se ha producido un incidente en operaciones similares de Exploración & Producción. Frecuencia de ocurrencia: $0.1 < f$ (/año) ≤ 0.2 Ocurre 1 vez cada 5 -10 años en la Compañía.
D	Probable	Probabilidad de ocurrencia: $25\% < p \leq 50\%$ Se ha producido un incidente varias veces en operaciones similares de Exploración & Producción similares. Frecuencia de ocurrencia: $0.2 < f$ (/año) ≤ 0.5 Ocurre 1 vez cada 2 - 5 años en la Compañía.
E	Muy probable	Probabilidad de ocurrencia: $p > 50\%$ Sucede muchas veces por año en operaciones similares de Exploración y Producción Frecuencia de ocurrencia: $f > 0.5$ /año Ocurre más frecuente que 1 vez cada segundo año en la Compañía. (Ejemplo: 1 vez cada 1 - 23 meses)

Fuente: Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A)

Tabla 9.32 Niveles para evaluar el nivel de consecuencia/severidad

Nivel		Receptor de riesgo	Descripción
1	Muy bajo	PERSONAS (Personal propio y de los contratistas, así como visitantes y terceros)	Caso de primeros auxilios
2	Bajo		Caso de tratamiento medico
3	Moderado		Caso de trabajo limitado o Caso de incidente con tiempo perdido (<30 días)
4	Alto		Caso de incidente con Tiempo perdido (> 30 días)
5	Muy alto		Fatalidad: Lesión Grave (irreversible) Lesión Potencialmente Mortal.
1	Muy bajo	IMPACTO AMBIENTAL	Contaminación muy pequeña o impacto con daños limitados (tiempo de restitución <1 mes) en la población, el ecosistema o áreas sensibles al medio ambiente.
2	Bajo		Pequeña contaminación o impacto con daños a corto plazo (tiempo de restitución <6 meses) en la población, el ecosistema o áreas sensibles al medio ambiente.
3	Moderado		Contaminación o impacto con daños a mediano plazo (restitución 6 meses - 2 años) en áreas sensibles a la población, al ecosistema o al medio ambiente.
4	Alto		Contaminación o impacto con daños a largo plazo (restitución de 2 a 5 años) en áreas sensibles a la población, al ecosistema o al medio ambiente.
5	Muy alto		Contaminación persistente o impacto con daño a largo plazo / permanente (tiempo de restitución > 5 años) en poblaciones, ecosistemas o áreas sensibles al medio ambiente.
1	Muy bajo	REPUTACIÓN	La conciencia pública existe a nivel local, pero no hay preocupación del público en general. No se esperan acciones de impacto adverso a la compañía. Muy bajo daño a la imagen. (Muy corto plazo local)
2	Bajo		Cierta preocupación y cobertura pública local en los medios locales. Eventuales acciones de bajo impacto adverso a la compañía. Bajo daño a la imagen. (Corto plazo local)
3	Moderado		Preocupación y cobertura pública regional en los medios regionales. Se esperan acciones de impacto adverso a la compañía.

Nivel		Receptor de riesgo	Descripción
			Posibles consecuencias locales. Moderado daño a la imagen con impacto en la reputación (Corto plazo regional)
4	Alto		Amplia atención adversa del público nacional en los medios y de otras partes interesadas (ejemplo: socios y accionistas) Se esperan fuertes acciones de impacto adverso a la compañía. Posibles consecuencias nacionales. Alto daño a la imagen con impacto en la reputación (Mediano plazo nacional)
5	Muy alto		Amplia atención adversa del público internacional en los medios y de otras partes interesadas. (ejemplo: socios y accionistas) Perfil potencialmente alto para el interés público general. Daño muy alto a la imagen con impacto en la reputación (Largo Plazo nacional o internacional)
1	Muy bajo	INSTALACION, BIENES Y PERDIDA DE PRODUCCIÓN	Costo de reposición y/o pérdidas de producción < 50 MMUSD
2	Bajo		Costo de reposición y/o pérdidas de producción: 50 - 100 MMUSD
3	Moderado		Costo de reposición y/o pérdidas de producción 100-400 MMUSD
4	Alto		Costo de reposición y/o pérdidas de producción 400-700 MMUSD
5	Muy alto		Costo de reposición y/o pérdidas de producción >700 MMUSD

Fuente: Identificación de Peligros y Análisis de Riesgos (WDEA-MX-MIMS-002 A)

Sesión de Identificación de Peligros (HAZID)

La identificación de peligros y jerarquización de riesgos se llevó a cabo por un grupo multidisciplinario de diferentes áreas/funciones de Wintershall Dea (Regulado), Borr Drilling (Contratista de Perforación) y ERM (Consultor de Seguridad y Ambiente). Los asistentes representaban las áreas/funciones de Perforación, Operaciones Marinas, Mantenimiento, Logística, Seguridad e Higiene. La sesión se realizó los días 30 de junio y 01 de julio de 2020 por medio de una sesión virtual en la plataforma de Microsoft Teams®. Para el registro de la sesión, se utilizó el software PHA Pro®.

Las personas involucradas en la sesión del HAZID se presentan en la Tabla 9.33 y Tabla 9.34

Tabla 9.33 Lista de asistencia taller HAZID - 30 de junio de 2021

No.	Nombre	Posición	Organización	e-mail
1	Daniel Bleneau	Superintendente de Logística	Wintershall Dea	daniel.Bleneau.partner@wintershalldea.com
2	Irwing Esqueda	Especialista de Permisos	Wintershall Dea	irwing.esqueda.partner@wintershalldea.com
3	Kut Karahasan	Superintendente de Perforación	Wintershall Dea	kut.karahasan.partner@wintershalldea.com
4	Coen Kleipool	Gerente de Plataforma	Borr Driling	rm.njord@borrdrilling.com
5	Ludovic Mohr	Gerente de Perforación	Wintershall Dea	ludovic.mohr@wintershalldea.com
6	Carlos Rosas	Especialista HSE	Wintershall Dea	carlos.rosas@wintershalldea.com
7	Jean Sole	Superintendente de Perforación	Wintershall Dea	b30drilling.superintendent@wintershalldea.com
8	Rosalba Ulate	Gerente HSE	Wintershall Dea	rosalba.ulate@wintershalldea.com
9	Josué Palafox	Gerente de Proyecto	ERM	josue.palafox@erm.com
10	Thania Zamorano	Escriba	ERM	thania.zamorano@erm.com
11	Omar Rios	Facilitador	ERM	omar.rios@erm.com

Tabla 9.34 Lista de asistencia taller HAZID - 01 de julio de 2021

No.	Nombre	Posición	Organización	e-mail
1	Daniel Bleneau	Superintendente de Logística	Wintershall Dea	daniel.Bleneau.partner@wintershalldea.com
2	Irwing Esqueda	Especialista de Permisos	Wintershall Dea	irwing.esqueda.partner@wintershalldea.com
3	Kut Karahasan	Superintendente de Perforación	Wintershall Dea	kut.karahasan.partner@wintershalldea.com
4	Coen Kleipool	Gerente de Plataforma	Borr Driling	rm.njord@borrdrilling.com
5	Ludovic Mohr	Gerente de Perforación	Wintershall Dea	ludovic.mohr@wintershalldea.com
6	Carlos Rosas	Especialista HSE	Wintershall Dea	carlos.rosas@wintershalldea.com
7	Jean Sole	Superintendente de Perforación	Wintershall Dea	b30drilling.superintendent@wintershalldea.com
8	Rosalba Ulate	Gerente HSE	Wintershall Dea	rosalba.ulate@wintershalldea.com
9	Josué Palafox	Gerente de Proyecto	ERM	josue.palafox@erm.com
10	Thania Zamorano	Escriba	ERM	thania.zamorano@erm.com
11	Omar Rios	Facilitador	ERM	omar.rios@erm.com

En el **Anexo 9.8**, se incluye la lista de participantes de la sesión de identificación de peligros y jerarquización de riesgos.

Para la identificación de peligros y evaluación de riesgos, se tomó como referencia el formato R-WDEA-MX-MIMS-002A-01 "Análisis Preliminar de Riesgo" para utilizar en el software PHA Pro®.

Las etapas analizadas durante el HAZID se dividieron en diez (10) Nodos, los cuales se mencionan a continuación:

- 1. Aspectos generales, exposición laboral
- 2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización
- 3. Perforación del Agujero de 36" y conductor de 30"
- 4. Perforación del Agujero de 26" y conductor de 20"
- 5. Perforación del Agujero de 17-1/2" y tubería de revestimiento de 13-3/8"
- 6. Perforación del Agujero de 12-1/4" y tubería de revestimiento de 9-5/8"
- 7. Perforación del Agujero de 8-1/2"
- 8. Sección opcional de 6-1/2"
- 9. Registro por cable en pozo abierto
- 10. Taponamiento y abandono

Para el análisis de riesgo, se consideraron cinco (5) Etapas del Proyecto, estas son: Diseño y Planeación, Construcción (movilización/desmovilización/instalación), Actividades rutinarias (perforación), Actividades no rutinarias (no relacionadas a la perforación, como abastecimientos, pruebas y mantenimiento de equipos), Taponamiento y Abandono de acuerdo con la Guía para la elaboración de Análisis de Riesgo del Sector Hidrocarburos de la ASEA publicada en agosto de 2020.

Las desviaciones analizadas para cada Nodo se mencionan a continuación en la Tabla 9.35.

Tabla 9.35 Desviaciones analizadas en la sesión HAZID

Nodo	Descripción	Desviaciones
1	Aspectos generales, exposición laboral	■ Pérdida de contención de químicos a bordo ■ Incendio a bordo en relación con materiales combustibles (No relacionado con el pozo) ■ Cuestiones generales (aplicables a todas las secciones) / Cementación: Mal trabajo de cementación ■ Cuestiones generales (aplicables a todas las secciones): Eventos de control de pozos (Patada/Influjo, reventón interno, reventón) ■ Cuestiones generales (aplicables a todas las secciones a partir de 20"): Derrame de lodo ■ Objeto caído ■ TDS cayendo en el suelo de la plataforma ■ Colapso de las torres de perforación ■ Exposición a la radioactividad con herramientas de registro o MWD ■ Choque de helicópteros en el helipuerto ■ Accidente durante el traslado de personal en cesta ■ Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26") ■ Eventos de pérdidas de lodo

Nodo	Descripción	Desviaciones
2	Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	■ Pérdida de la integridad de la flotación del PAE, incluido el vuelco ■ Colisión con un buque mercante / buque errante no relacionado con las operaciones de la WDEA ■ Rotura del cable de remolque durante la movilización ■ Necesidad de Medevac mientras se está remolcando / antes de completar la precarga, es decir, cuando la plataforma de mando aún no está operativa. ■ Obstrucción en la ubicación de perforación planeada ■ Golpear durante la precarga
3	Perforación de agujero de 36" y conductor de 30"	■ 30" Fallo por fatiga del conductor ■ Gas superficial
4	Perforación de agujero de 26" y conductor de 20"	■ Gas superficial
5	Perforación de agujero de 17-1/2" y tubería de revestimiento de 13-3/8"	■ Problemas de control de pozos - patada/influjo
6	Perforación de agujero de 12-1/4" y tubería de revestimiento de 9-5/8"	■ Problemas de control de pozos - patada/influjo
7	Perforación de agujero de 8-1/2"	■ Problemas de control de pozos - patada
8	Sección opcional de 6-1/2"	■ Incidente de control de pozos durante la perforación ■ Lesiones debidas a los numerosos puntos de atrapamiento en los barriles y equipos del núcleo ■ Exposición del personal a H2S ■ Exposición a hidrocarburos durante la manipulación del extractor de núcleos (operaciones de extracción de núcleos) ■ Lesiones debidas a la manipulación de objetos pesados (barriles de núcleo, etc.)
9	Registro por cable en pozo abierto	■ En caso de pesca, para algunas operaciones (retroceso, corte, etc.): Disparo de explosivos en superficie
10	Taponamiento y abandono	■ Tapones de cemento fallidos/no ajustados. Falta de aislamiento de la zona de trabajo. ■ Gas detrás de la carcasa al cortar/tirar

Fuente: ERM, 2021

Para la evaluación del Nivel de Riesgo, **se consideró un nivel de frecuencia y consecuencia sin salvaguardas**, con el objetivo de estimar los máximos daños posibles. Posteriormente, se realizó **una segunda evaluación, considerando controles de prevención y/o mitigación**, que ayuden a prevenir las causas de los peligros identificados. Así, **se determinó un "Nivel de Riesgo Residual"** para cada peligro.

Para cada Nodo analizado, se identificaron peligros, causas, consecuencias y salvaguardas. Cuando se consideró necesario, se procedió a generar recomendaciones. La Tabla 9.36 muestra el resumen de los resultados de la sesión HAZID para cada Nodo analizado.

Tabla 9.36 Resumen de peligros analizados

Nodo	No. De Item				
	Desviaciones	Causas	Consecuencias	Salvaguardas	Recomendaciones
1. Aspectos generales, exposición laboral	13	51	204	727	185
2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	6	12	39	91	37
3. Agujero de 36" y conductor de 30"	2	2	4	14	3
4. Agujero de 26" y conductor de 20"	1	1	3	12	4
5. Agujero de 17-1/2" y tubería de revestimiento de 13-3/8"	1	3	3	48	18
6. Agujero de 12-1/4" y tubería de revestimiento de 9-5/8"	1	3	3	49	18
7. Agujero de 8-1/2"	1	3	3	48	18
8. Sección opcional de 6-1/2"	5	6	8	42	29
9. Registro por cable en pozo abierto	1	4	16	46	23
10. Taponamiento y abandono	2	4	10	14	12

Fuente: ERM, 2021

Nota:

Las recomendaciones contabilizadas por cada Nodo pueden repetirse en otras secciones.

Jerarquización de escenarios de riesgo

Para poder identificar los peligros que son analizados en este reporte se les identificará con un código o ID de cuatro (4) dígitos con forma X.X.X.X, el primer número del ID establece el nodo al que pertenece; el segundo a la Desviación; el tercero a la Causa y el cuarto a la Consecuencia.

A continuación, la Tabla 9.37 muestra la representación gráfica de la matriz de riesgo con los IDs de los peligros evaluados antes de salvaguardas, mientras que la Tabla 9.38 muestra los peligros evaluados después de salvaguardas (Riesgo Residual).

Tabla 9.37 Jerarquización de Riesgo antes de salvaguardas

			Probabilidad/Frecuencia												
			A		B					C				D	E
			Extremadamente Improbable		Improbable					Remoto				Probable	Muy probable
Consecuencias/Severidad	5	Muy alto	1.4.2.2	1.8.1.3	1.2.2.2	1.7.3.2	1.12.2.2	1.13.3.4	6.1.3.1	1.1.2.3	1.11.3.3	2.3.2.2	1.7.2.2		
			1.4.2.3	1.8.2.2	1.2.3.3	1.9.1.3	1.12.2.3	1.13.3.5	7.1.1.1	1.1.2.4	1.11.4.3	8.1.1.1	1.10.4.2		
			1.4.2.4	1.8.3.2	1.4.1.2	1.9.3.3	1.12.2.4	2.1.1.1	7.1.2.1	1.5.1.5	1.12.3.1	8.3.1.2			
			1.4.2.5	1.8.4.2	1.4.1.3	1.11.1.3	1.12.2.5	2.1.1.3	7.1.3.1	1.6.1.3	1.12.3.2				
			1.4.3.2	1.9.2.3	1.4.1.4	1.12.1.1	1.12.2.7	2.1.1.5	9.1.1.1	1.6.1.4	1.12.3.3				
			1.4.3.3	2.1.3.1	1.4.1.5	1.12.1.2	1.13.1.4	2.1.2.1	9.1.1.3	1.6.3.2	1.12.3.4				
			1.4.3.4	2.1.3.3	1.4.4.2	1.12.1.3	1.13.1.5	2.1.2.3	9.1.1.4	1.6.4.2	1.12.3.5				
			1.4.3.5	9.1.2.1	1.4.4.3	1.12.1.4	1.13.2.3	2.3.1.2	9.1.3.1	1.6.5.2	1.12.3.7				
			1.6.6.2	9.1.2.3	1.4.4.4	1.12.1.5	1.13.2.4	2.6.1.3	9.1.3.3	1.10.1.2	2.2.1.1				
			1.7.1.2	9.1.2.4	1.4.4.5	1.12.1.7	1.13.2.5	2.6.2.3	9.1.3.4	1.10.2.2	2.2.1.3				
	1.8.1.2		1.6.2.2	1.12.2.1	1.13.3.3	5.1.3.1	9.1.4.1	1.10.3.2	2.2.2.1						
							9.1.4.3	1.11.2.3	2.2.2.3						
							9.1.4.4								
	4	Alto	1.4.2.1	1.7.1.3	1.3.3.5	1.12.2.6	2.6.1.1	5.1.2.1	1.1.5.2	1.10.3.1	1.3.1.5				
			1.4.3.1	1.8.2.3	1.4.1.1	1.13.1.2	2.6.2.1	6.1.1.1	1.3.2.5	1.12.3.6	1.7.2.3				
			1.6.6.2	1.8.3.4	1.4.4.1	1.13.1.3	3.2.1.1	6.1.2.1	1.3.4.5	2.4.1.1	1.10.4.1				
			1.6.6.3	1.8.4.3	1.6.2.3	1.13.2.2	4.1.1.1	9.1.1.2	1.3.5.3	2.4.2.1					
				9.1.2.2	1.12.1.6	1.13.3.2	5.1.1.1	9.1.3.2	1.10.1.1						
						9.1.4.2	1.10.2.1								
	3	Moderado	1.2.1.1	1.8.2.4	1.2.2.1	1.11.1.2	2.6.1.2	10.1.3.1	1.1.2.1	1.5.1.4	1.6.5.1	1.11.4.2	1.3.1.1		
1.6.6.1			1.8.3.1	1.3.3.2	2.1.1.2	2.6.2.2	10.1.3.2	1.1.2.2	1.6.1.1	1.6.5.3	2.2.1.2	1.5.2.4			
1.7.1.1			1.8.3.3	1.6.2.1	2.1.2.2	3.1.1.1	10.1.3.3	1.1.4.1	1.6.1.2	1.10.1.4	2.2.1.4	1.7.2.1			
1.7.1.4			1.8.4.1	1.7.3.1	2.1.2.5	3.2.1.2		1.1.4.3	1.6.3.1	1.10.2.4	2.2.2.2	1.7.2.4			
1.8.1.1			1.8.4.4	1.7.3.4	2.3.1.1	3.2.1.3		1.1.4.4	1.6.3.3	1.10.3.4	2.2.2.4	1.10.4.4			
1.8.1.4			1.9.2.1	1.9.1.1	2.5.1.1	4.1.1.2		1.3.2.1	1.6.4.1	1.11.2.2	2.3.2.1				
1.8.2.1			2.1.3.2	1.9.3.1	2.5.1.2	4.1.1.3		1.3.4.2	1.6.4.3	1.11.3.2	10.2.1.1				
2	Bajo	1.1.3.1		1.2.2.3	1.13.2.1	10.1.1.1		1.1.1.1	1.3.5.1	1.10.3.3	8.4.1.1	1.3.1.2			
		1.1.3.2		1.3.3.3	1.13.3.1	10.1.1.2		1.1.1.4	1.5.1.3	1.11.2.1	8.5.1.1	1.5.2.3			
		1.1.4.2		1.9.1.2	2.1.1.4	10.1.1.3		1.1.5.3	1.5.3.3	1.11.3.1		1.10.4.3			
		1.9.2.2		1.9.3.2	2.1.2.4	10.1.2.1		1.1.5.4	1.5.3.4	1.11.4.1					
		2.1.3.4		1.11.1.1	8.2.1.1	10.1.2.2		1.3.2.2	1.10.1.3	8.1.1.2					
		2.1.3.5		1.13.1.1	8.2.2.1	10.1.2.3		1.3.4.3	1.10.2.3	8.3.1.1					
1	Muy bajo			1.2.1.3				1.1.1.2	1.3.2.4	1.5.3.1	1.3.1.3				
				1.2.3.1				1.1.1.3	1.3.4.1	1.5.3.2	1.3.1.4				
				1.2.3.2				1.1.5.1	1.3.4.4	2.2.1.5	1.5.2.1				
				1.3.3.1				1.2.1.2	1.3.5.2	2.2.2.5	1.5.2.2				
				1.3.3.4				1.2.4.1	1.5.1.1						
				1.7.3.3				1.3.2.3	1.5.1.2						

Tabla 9.38 Jerarquización de Riesgo después de salvaguardas (Riesgo Residual)

			Probabilidad/Frecuencia												
			A					B				C	D	E	
			Extremadamente Improbable					Improbable				Remoto	Probable	Muy probable	
Consecuencias/Severidad	5	Muy alto	1.2.2.2	1.10.1.2	1.12.1.5	1.12.3.4	2.1.1.3	2.6.2.3	1.7.2.2						
			1.2.3.3	1.10.2.2	1.12.1.7	1.12.3.5	2.1.1.5	9.1.1.1	1.10.4.2						
			1.5.1.5	1.10.3.2	1.12.2.1	1.12.3.7	2.1.2.1	9.1.1.3	8.3.1.2						
			1.7.1.2	1.11.1.3	1.12.2.2	1.13.1.4	2.1.2.3	9.1.1.4							
			1.7.3.2	1.11.2.3	1.12.2.3	1.13.1.5	2.1.3.3	9.1.2.3							
			1.8.1.2	1.11.3.3	1.12.2.4	1.13.2.3	2.2.1.1	9.1.3.1							
			1.8.2.2	1.11.4.3	1.12.2.5	1.13.2.4	2.2.1.3	9.1.3.3							
			1.8.3.2	1.12.1.1	1.12.2.7	1.13.2.5	2.2.2.1	9.1.3.4							
			1.8.4.2	1.12.1.2	1.12.3.1	1.13.3.3	2.2.2.3	9.1.4.1							
			1.9.1.3	1.12.1.3	1.12.3.2	1.13.3.4	2.3.1.2	9.1.4.3							
	1.9.2.3	1.12.1.4	1.12.3.3	1.13.3.5	2.3.2.2	9.1.4.4									
	1.9.3.3			2.1.1.1	2.6.1.3										
	4	Alto	1.3.3.5	1.4.2.4	1.4.4.4	1.10.3.1	2.6.1.1	9.1.2.4	1.1.2.3	1.6.1.4	1.3.1.5				
			1.4.1.2	1.4.2.5	1.4.4.5	1.12.1.6	2.6.2.1	9.1.3.2	1.1.2.4	1.6.3.2					
			1.4.1.3	1.4.3.2	1.6.2.2	1.12.2.6	3.2.1.1	9.1.4.2	1.3.2.5	1.6.4.2					
			1.4.1.4	1.4.3.3	1.6.2.3	1.12.3.6	4.1.1.1	7.1.2.1	1.3.4.5	1.6.5.2					
			1.4.1.5	1.4.3.4	1.6.6.2	1.13.1.2	7.1.1.1	7.1.3.1	1.3.5.3	1.10.4.1					
			1.4.2.2	1.4.3.5	1.8.1.3	1.10.2.1	1.13.2.2	9.1.1.2	1.6.1.3	8.1.1.1					
			1.4.2.3	1.4.4.2	1.10.1.1	1.4.4.3	1.13.3.2								
	3	Moderado	1.2.2.1	1.7.3.4	1.11.1.2	2.1.3.2	2.6.1.2	5.1.3.1	1.6.1.1	1.7.2.1 1.7.2.3 1.7.2.4					
1.4.1.1			1.8.2.3	1.11.2.2	2.2.1.2	2.6.2.2	6.1.1.1	1.6.1.2							
1.4.2.1			1.8.3.4	1.11.3.2	2.2.1.4	3.1.1.1	6.1.2.1	1.6.3.1							
1.4.3.1			1.8.4.3	1.11.4.2	2.2.2.2	3.2.1.2	6.1.3.1	1.6.4.1							
1.4.4.1			1.9.1.1	1.13.1.3	2.2.2.4	3.2.1.3	9.1.2.1	1.6.4.3							
1.6.6.1			1.9.3.1	2.1.1.2	2.3.1.1	4.1.1.2	9.1.2.2	1.6.5.1							
1.6.6.3			1.10.1.4	2.1.2.2	2.3.2.1	4.1.1.3	10.1.3.1	1.6.5.3							
1.7.1.3			1.10.2.4	2.1.2.5	2.5.1.1	5.1.1.1	10.1.3.2	1.10.4.4							
1.7.3.1			1.10.3.4	2.1.3.1	2.5.1.2	5.1.2.1	10.1.3.3 10.2.1.1								
2	Bajo	1.2.1.1	1.8.2.1	1.9.1.2	1.11.2.1	2.1.1.4	10.1.1.2	1.1.1.4	1.1.4.4	1.5.2.4	8.4.1.1	1.3.1.1 2.4.1.1 2.4.2.1			
		1.2.2.3	1.8.2.4	1.9.2.1	1.11.3.1	2.1.2.4	10.1.1.3	1.1.2.1	1.1.5.2	1.5.3.3	8.5.1.1				
		1.3.3.2	1.8.3.1	1.9.3.2	1.11.4.1	2.1.3.5	10.1.2.1	1.1.2.2	1.3.2.1	1.5.3.4					
		1.6.2.1	1.8.3.3	1.10.1.3	1.13.1.1	8.2.1.1	10.1.2.2	1.1.4.1	1.3.4.2	1.6.3.3					
		1.7.1.1	1.8.4.1	1.10.2.3	1.13.2.1	8.2.2.1	10.1.2.3	1.1.4.3	1.5.1.3	1.10.4.					
		1.7.1.4	1.8.4.4	1.10.3.3	1.13.3.1	10.1.1.1		1.5.1.4 1.5.2.3							
1	Muy bajo	1.1.3.1		1.2.3.2		1.8.1.4	1.1.1.1 1.1.1.2 1.1.1.3 1.1.5.1 1.1.5.3 1.1.5.4		1.3.2.2	1.5.1.1	1.5.3.1	1.3.1.2			
		1.1.3.2		1.3.3.1		1.9.2.2			1.3.2.3	1.5.1.2	1.5.3.2	1.3.1.3			
		1.1.4.2		1.3.3.3		2.1.3.4			1.3.2.4	1.5.2.1	8.1.1.2	1.3.1.4			
		1.2.1.3		1.3.3.4		2.2.1.5			1.3.4.1	1.5.2.2	8.3.1.1				
		1.2.3.1		1.7.3.3		2.2.2.5			1.3.4.3	1.3.5.1	1.2.1.2				

Como se puede observar en la Tabla 9.38 **No se obtuvieron peligros jerarquizados con un Nivel de Riesgo Residual “Alto”** después de considerar salvaguardas. En total, se identificaron 291 peligros, de los cuales 137 resultaron en Nivel de Riesgo “Medio” y 154 resultaron en una evaluación de Riesgo “Bajo”.

De los 137 peligros evaluados en Riesgo Residual “Medio”, 67 se evaluaron como 5A, con la severidad máxima (muy alto-5) pero la mínima probabilidad (extremadamente improbable A). Tres (3) fueron evaluados como 5B (severidad muy alta, improbable); 40 como 4B (severidad alta, extremadamente improbable); 12 como 4B (severidad muy alta, improbable); 1 como 4C (severidad muy alta, remoto); 8 como 3B (severidad moderada, improbable); 3 como 3C (severidad moderada, remoto); y 3 como 2C (severidad baja, remoto). La Figura 9.10 a continuación ilustra el resultado de los peligros evaluados como riesgo residual:

			Probabilidad/Frecuencia				
			A	B	C	D	E
			Extremadamente improbable	Improbable	Remoto	Probable	Muy probable
Consecuencia/Severidad	5	Muy alto	67	3			
	4	Alto	40	12	1		
	3	Moderado	56	8	3		
	2	Bajo	37	19	3		
	1	Muy bajo	14	25	3		

Fuente: ERM, 2021

Figura 9.10 Resultados de la evaluación de Riesgo Residual

A continuación, en la Tabla 9.39 se presentan los Peligros evaluados con Mayor Nivel de Riesgo Residual (MAE, por el término en inglés), los cuales se encuentran resaltados en la Figura 9.10, ya sea por el nivel de severidad (muy alta – 5) o por encontrarse en la frontera con el nivel de riesgo Alto. Para mayor información sobre los peligros evaluados en nivel “Medio”, consultar las Hojas de Trabajo del HAZID, disponibles en el **Anexo 9.9**.

Tabla 9.39 Peligros Evaluados con Mayor Nivel de Riesgo Residual (MAE)

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
1	1 Aspectos generales, exposición laboral	2. Incendia a bordo en relación con materiales combustibles (no relacionado con el pozo)	2. Fuente de ignición + encendido de la fuente liberada	2. Muerte	5	A	Medio
2	1 Aspectos generales, exposición laboral	2. Incendia a bordo en relación con materiales combustibles (no relacionado con el pozo)	3. Error humano	3. Fatalidades	5	A	Medio
3	1 Aspectos generales, exposición laboral	3. Cuestiones generales (aplicables a todas las secciones)/cementación: mal trabajo de cementación	1. Problemas operacionales	5. Migración de gas anular	4	C	Medio
4	1 Aspectos generales, exposición laboral	5. Cuestiones generales (aplicables a todas las secciones a partir de 20"). Derrame de lodo	1. Rotura de líneas de conducción de lodo	5. Fatalidades	5	A	Medio
5	1 Aspectos generales, exposición laboral	7. TDS cayendo en el suelo de la plataforma	1. Componentes defectuosos, como la línea de perforación	2. Fatalidades	5	A	Medio
6	1 Aspectos generales, exposición laboral	7. TDS cayendo en el suelo de la plataforma	2. Error humano: inhibir las alarmas, eliminar el enclavamiento del software	2. Víctimas mortales	5	B	Medio
7	1 Aspectos generales, exposición laboral	7. TDS cayendo en el suelo de la plataforma	3. Fallo del sistema operativo anticolidión, como el crown-o-matic	2. Víctimas mortales	5	A	Medio
8	1 Aspectos generales, exposición laboral	8. Colapso de las torres de perforación	1. Corrosión	2. Fatalidades	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
9	1 Aspectos generales, exposición laboral	8. Colapso de la torre de perforación	2. Componente defectuoso	2. Fatalidades	5	A	Medio
10	1 Aspectos generales, exposición laboral	8. Colapso de la torre de perforación	3. Reventón con ignición	2. Víctimas mortales	5	A	Medio
11	1 Aspectos generales, exposición laboral	8. Colapso de la torre de perforación	4. Impacto de un helicóptero	2. Víctimas mortales	5	A	Medio
12	1 Aspectos generales, exposición laboral	9. Exposición a radioactividad con herramientas de registro o MWD	1. Error humano	3. Fatalidades	5	A	Medio
13	1 Aspectos generales, exposición laboral	9. Exposición a radioactividad con herramientas de registro o MWD	2. Incendio a bordo	3. Fatalidades	5	A	Medio
14	1 Aspectos generales, exposición laboral	9. Exposición a radioactividad con herramientas de registro o MWD	3. Pérdida de contención de la fuente radioactiva	3. Fatalidades	5	A	Medio
15	1 Aspectos generales, exposición laboral	10. Choque de helicóptero en el helipuerto	1. Pérdida de control del helicóptero	2. Fatalidades	5	A	Medio
16	1 Aspectos generales, exposición laboral	10. Choque de helicóptero en el helipuerto	2. Fallo mecánico	2. Fatalidades	5	A	Medio
17	1 Aspectos generales, exposición laboral	10. Choque de helicóptero en el helipuerto	3. Error humano (piloto)	2. Fatalidades	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
18	1 Aspectos generales, exposición laboral	10. Choque de helicóptero en el helipuerto	4. Condiciones meteorológicas extremas	2. Fatalidades	5	A	Medio
19	1 Aspectos generales, exposición laboral	11. Accidente durante el traslado de personal en cesta	1. Fallo del equipo de la grúa	3. Muerte	5	A	Medio
20	1 Aspectos generales, exposición laboral	11. Accidente durante el traslado de personal en cesta	2. Error humano (operador de DP para PSV) / operador de grúa	3. Muerte	5	A	Medio
21	1 Aspectos generales, exposición laboral	11. Accidente durante el traslado de personal en cesta	3. Condiciones meteoceánicas severas (oleaje / corriente)	3. Muerte	5	A	Medio
22	1 Aspectos generales, exposición laboral	11. Accidente durante el traslado de personal en cesta	4. Fallo del sistema DP (PSV)	3. Muerte	5	A	Medio
23	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	1. Falla del equipo BOP	1. Reventón	5	A	Medio
24	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	1. Falla del equipo BOP	2. HC en la superficie	5	A	Medio
25	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	1. Falla del equipo BOP	3. Pérdida de control del pozo	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
26	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	1. Falla del equipo BOP	4. Explosión	5	A	Medio
27	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	1. Falla del equipo BOP	5. Incendio	5	A	Medio
28	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	1. Falla del equipo BOP	7. Muerte	5	A	Medio
29	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	2. Falla del sistema de control del BOP	1. Reventón	5	A	Medio
30	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	2. Falla del sistema de control del BOP	2. HC en la superficie	5	A	Medio
31	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	2. Falla del sistema de control del BOP	3. Pérdida de control del pozo	5	A	Medio
32	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	2. Falla del sistema de control del BOP	4. Explosión	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
33	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	2. Falla del sistema de control del BOP	5. Incendio	5	A	Medio
34	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	2. Falla del sistema de control del BOP	7. Muerte	5	A	Medio
35	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	3. Patada / influjo durante el periodo en el que el BOP no puede cerrarse por la presencia del BHA frente a los Rams	1. Reventón	5	A	Medio
36	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	3. Patada / influjo durante el periodo en el que el BOP no puede cerrarse por la presencia del BHA frente a los Rams	2. HC en la superficie	5	A	Medio
37	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	3. Patada / influjo durante el periodo en el que el BOP no puede cerrarse por la presencia del BHA frente a los Rams	3. Pérdida de control del pozo	5	A	Medio
38	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	3. Patada / influjo durante el periodo en el que el BOP no puede cerrarse por la presencia del BHA frente a los Rams	4. Explosión	5	A	Medio
39	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	3. Patada / influjo durante el periodo en el que el BOP no puede cerrarse por la presencia del BHA frente a los Rams	5. Incendio	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
40	1 Aspectos generales, exposición laboral	12. Imposibilidad de accionar el BOP (impedir reventones) (aplicable a todas las secciones a partir de 26")	3. Patada / influjo durante el periodo en el que el BOP no puede cerrarse por la presencia del BHA frente a los Rams	7. Muerte	5	A	Medio
41	1 Aspectos generales, exposición laboral	13. Eventos de pérdidas de lodo	1. Peso del lodo alto	4. Pérdida potencial de control de pozo	5	A	Medio
42	1 Aspectos generales, exposición laboral	13. Eventos de pérdidas de lodo	1. Peso del lodo alto	5. Pérdida potencial de la integridad del pozo	5	A	Medio
43	1 Aspectos generales, exposición laboral	13. Eventos de pérdidas de lodo	2. Presión de poro por debajo de los valores previstos	3. Derrame de petróleo	5	A	Medio
44	1 Aspectos generales, exposición laboral	13. Eventos de pérdidas de lodo	2. Presión de poro por debajo de los valores previstos	4. Pérdida potencial de control de pozo	5	A	Medio
45	1 Aspectos generales, exposición laboral	13. Eventos de pérdidas de lodo	3. Falta de control de volumen / monitoreo de los parámetros del pozo	3. Derrame de petróleo	5	A	Medio
46	1 Aspectos generales, exposición laboral	13. Eventos de pérdidas de lodo	3. Falta de control de volumen / monitoreo de los parámetros del pozo	4. Pérdida potencial de control de pozo	5	A	Medio
47	2. Movilización- Movimiento de la plataforma- Desmovilización	1. Pérdida de la integridad de la flotación del PAE, incluido el vuelco	1. Colisión con embarcación de apoyo	1. Hundimiento de la PAE	5	A	Medio
48	2. Movilización- Movimiento de la	1. Pérdida de la integridad de la flotación del PAE, incluido el vuelco	1. Colisión con embarcación de apoyo	3. Muerte	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
	plataforma-Desmovilización						
49	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	1. Pérdida de la integridad de la flotación del PAE, incluido el vuelco	1. Colisión con embarcación de apoyo	5. Pérdidas materiales	5	A	Medio
50	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	1. Pérdida de la integridad de la flotación del PAE, incluido el vuelco	2. Error de lastre	1. Hundimiento de la PAE	5	A	Medio
51	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	1. Pérdida de la integridad de la flotación del PAE, incluido el vuelco	2. Error de lastre	3. Muerte	5	A	Medio
52	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	1. Pérdida de la integridad de la flotación del PAE, incluido el vuelco	3. Choque de helicóptero	3. Muerte	5	A	Medio
53	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	2. Colisión con un buque mercante / buque errante no relacionado con las operaciones de la WDEA	1. Navegación del buque mercante fuera del corredor de navegación	1. Hundimiento de la PAE	5	A	Medio
54	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	2. Colisión con un buque mercante / buque errante no relacionado con las operaciones de la WDEA	1. Navegación del buque mercante fuera del corredor de navegación	3. Muerte	5	A	Medio
55	2. Movilización-Movimiento de la	2. Colisión con un buque mercante / buque errante no relacionado con las operaciones de la WDEA	2. Fallo mecánico / error humano de un buque mercante ajeno	1. Hundimiento de la PAE	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
	plataforma-Desmovilización						
56	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	2. Colisión con un buque mercante / buque errante no relacionado con las operaciones de la WDEA	2. Fallo mecánico / error humano de un buque mercante ajeno	3. Muerte	5	A	Medio
57	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	3. Rotura del cable de remolque durante la movilización	1. Inspección/certificación de los cables no actualizada	2. Muerte	5	A	Medio
58	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	3. Rotura del cable de remolque durante la movilización	2. Sobretensión debida a las condiciones meteorológicas / error humano	2. Muerte	5	A	Medio
59	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	6. Golpear durante la precarga	1. Anomalía local no detectada durante la perforación geotécnica	3. Pérdida de la PAE	5	A	Medio
60	2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización	6. Golpear durante la precarga	2. Precarga excesiva	3. Pérdida de la PAE	5	A	Medio
61	8. Sección opcional de 6-1/2"	3. Exposición del personal a H ₂ S	1. H ₂ S contenido en los hidrocarburos llevados a la superficie dentro del barril del núcleo ^(ver Nota 1)	2. Muerte	5	B	Medio
62	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de	1. Corriente parásita, mal funcionamiento de los equipos	1. Explosión	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
		tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie					
63	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	1. Corriente parásita, mal funcionamiento de los equipos	3. Fatalidades	5	A	Medio
64	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	1. Corriente parásita, mal funcionamiento de los equipos	4. Incendio	5	A	Medio
65	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	2. Interferencias de radio	3. Fatalidades	5	A	Medio
66	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	3. Error humano	1. Explosión	5	A	Medio
67	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	3. Error humano	3. Fatalidades	5	A	Medio
68	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	3. Error humano	4. Incendio	5	A	Medio
69	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de	4. Rayos	1. Explosión	5	A	Medio

No	Nodo	Desviación	Causa	Consecuencia	Consecuencia	Probabilidad	Riesgo Residual
		tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie					
70	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	4. Rayos	3. Fatalidades	5	A	Medio
71	9. Registro por cable en pozo abierto	1. En caso de pesca, para algunas operaciones (desconexión, corte de tuberías, etc.): Disparo de explosivos en superficie	4. Rayos	4. Incendio	5	A	Medio

Fuente: ERM, 2020.

Nota 1: Para el análisis de peligros se analizó el escenario de encontrar presencia de H₂S acarreado a la superficie, sin embargo, debido a la composición estimada del hidrocarburo, no se espera la presencia de dicho gas (ver Tabla 9.18). Cabe mencionar que la Plataforma de Perforación cuenta con los equipos aptos para el manejo del gas H₂S en caso de encontrarse, así como los equipos de respuesta a emergencias.

Como se puede observar en la Tabla 9.39, se evaluaron 71 peligros con el mayor nivel de riesgo residual, de los cuales se concluye lo siguiente:

- De los peligros evaluados con severidad 5, 36 tienen como consecuencia al menos una fatalidad como resultado de diferentes eventos que no se relacionan con la pérdida de integridad del pozo, por ejemplo, incendios abordo no relacionados con hidrocarburos, rotura de líneas de lodo, colapso de la torre de perforación, exposición a radioactividad, choque de helicóptero, accidentes durante el traslado de personal en cesta, pérdida de la flotación de la PAE, colisión de embarcaciones, rotura de cable de remolque, exposición a gas tóxico, operaciones con explosivos en superficie.
- De los eventos que representan la pérdida de contención (LOC, por sus siglas en inglés), dieciocho (18) están relacionados con la pérdida de integridad del pozo por la imposibilidad de accionar el BOP, lo que tiene como potenciales consecuencias el reventón de pozo, hidrocarburos en la superficie, incendio, explosión, fatalidades e impactos ambientales (ver del 23 al 40).
Adicionalmente, se identificaron dos (2) peligros que tienen como consecuencias derrames de petróleo debido a la pérdida de lodo (ver 43 y 45).

Cabe mencionar que para los eventos identificados con mayor nivel de riesgo residual presentados en la Tabla 9.39, se cuenta con controles implementados para asegurar que el Riesgo es Tolerable, para mayor información, consultar la sección 9.8.

Eventos de pérdida de contención

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

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

La Tabla 9.40 muestra los eventos de pérdida de contención clasificados por la forma en que ocurre la liberación de la sustancia peligrosa y la ubicación en donde ocurre durante la fase de perforación.

Tabla 9.40 Eventos de pérdida de contención (LOC) de sustancias peligrosas

Evento LOC	ID HAZID		Clasificación del impacto
1. Reventón de pozo (Blow out) – liberación superficial	1.12.1.1	1.12.2.4	Fuga de hidrocarburo gas en la superficie con potencial formación de nubes inflamables, fuego y/o explosión.
	1.12.1.2	1.12.2.5	
	1.12.1.3	1.12.2.7	
	1.12.1.4	1.12.3.1	
	1.12.1.5	1.12.3.2	Derrame de hidrocarburo líquido dentro de la Plataforma de Perforación con potencial de fuego.
	1.12.1.7	1.12.3.3.	
	1.12.2.1	1.12.3.4	
	1.12.2.2	1.12.3.5	
2. Reventón de pozo (Blow out) – liberación submarina	1.12.2.3	1.12.3.7	Derrame de hidrocarburo en el mar del golfo de México.
	1.12.1.1	1.12.2.4	
	1.12.1.2	1.12.2.5	
	1.12.1.3	1.12.2.7	
	1.12.1.4	1.12.3.1	
	1.12.1.5	1.12.3.2	
	1.12.1.7	1.12.3.3.	
	1.12.2.1	1.12.3.4	
	1.12.2.2	1.12.3.5	
	1.12.2.3	1.12.3.7	

Fuente: ERM, 2021

9.4.2 *Análisis Cuantitativo de Riesgo*

9.4.2.1 *Análisis de Frecuencias*

Dada la etapa temprana del proyecto, no se tiene la información detallada confirmatoria para realizar un análisis de frecuencias. Conforme avance el Proyecto se utilizarán técnicas cuantitativas más exhaustivas, con el fin de definir y aplicar barreras adicionales que disminuyan el nivel de Riesgo a un Nivel de Riesgo ALARP.

9.4.2.2 *Análisis 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.

Escenarios de Modelación

Derivado de los eventos de pérdida de contención (LOC) presentados en la Tabla 9.40, se generaron los siguientes escenarios de modelación, dependiendo de la consecuencia y receptor a analizar. Es importante resaltar que, debido a que no hay presencia de H₂S en la composición del hidrocarburo como se puede observar en la Tabla 9.18 de acuerdo a la información proporcionada por Wintershall-Dea, los efectos por dispersión tóxica no se consideraron para el presente análisis de riesgos. Los escenarios de modelación se determinaron considerando los siguientes casos:

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

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

- Debido a la liberación continua de hidrocarburo presurizado dentro del piso de perforación, la nube encuentra inmediatamente un punto de ignición y se produce un dardo de fuego;
- Debido a la liberación de gas en el piso de perforación, se forma una nube dentro de los límites de explosividad en el área congestionada, la nube encuentra una fuente de ignición, lo que lleva a una posible explosión;
- Debido a liberación submarina de hidrocarburos, se produce un derrame de hidrocarburos en el mar.

Estos escenarios se producen durante una emisión descontrolada de fluidos de formación por diferentes fallas en el proceso de perforación del pozo; debe mencionarse que esta emisión será considerada vertical debido a la orientación inherente de las tuberías de perforación, a partir de las cuales es más probable que ocurran las descargas.

Para concluir, a partir de los eventos LOC identificados en la Tabla 9.40, junto con los efectos potenciales explicados en los párrafos anteriores, los eventos fueron representados en veinte (20) escenarios de modelación, que son representativos para ambos pozos (Kan-1EXP e Ix-1EXP) y para la fase de perforación. Estos escenarios se muestran en la Tabla 9.41

Tabla 9.41 Escenarios de Modelación

No. de Escenario	Nombre del Escenario	Modelo de simulación	Evento LOC	Descripción
1	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-01	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela.</u> Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP
2	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-02	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela.</u> Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP
3	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-03	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP.</u> Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP.
4	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-04	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP.</u> Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP.
5	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-05	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela.</u> Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP

No. de Escenario	Nombre del Escenario	Modelo de simulación	Evento LOC	Descripción
6	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-06	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela.</u> Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP
7	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-07	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP.</u> Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP .
8	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-08	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP.</u> Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Ix-1EXP .
9	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-09	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela.</u> Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP
10	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-10	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela.</u> Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP

No. de Escenario	Nombre del Escenario	Modelo de simulación	Evento LOC	Descripción
11	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-11	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP. Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga</u> con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP.
12	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-12	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP. Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga</u> con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP.
13	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-13	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga</u> con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP
14	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-14	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga</u> con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP
15	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-15	Dardo de fuego (Jet Fire)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga</u> con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP.

No. de Escenario	Nombre del Escenario	Modelo de simulación	Evento LOC	Descripción
16	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-16	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	1	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. <u>No se puede cerrar el BOP. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga</u> con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del yacimiento hasta la superficie - Kan-1EXP.
17	Reventón de pozo (Blow out submarino) - Ix-1EXP-PC-17	Derrame de hidrocarburo en mar	2	Derrame de hidrocarburo en mar con una liberación de 1,305,000 barriles de petróleo durante 80 días (87.000 bbls / día) en el pozo Ix-1EXP hasta la construcción de un pozo de alivio (ver Nota 1).
18	Reventón de pozo (Blow out submarino) - Kan-1EXP-PC-18	Derrame de hidrocarburo en mar	2	Derrame de hidrocarburo en mar con una liberación de 4,8 millones de barriles de petróleo durante 80 días (60.000 bbls / día) en el pozo Kan-1EXP hasta la construcción de un pozo de alivio .
19	Colisión de embarcación- Ix-1EXP-PC-19	Derrame de diésel en mar	2	Liberación instantánea de 635m ³ de diésel como resultado de una colisión entre un buque de suministro y la PAE – Ix-1EXP (ver Nota 2)
20	Colisión de embarcación- Kan-1EXP-PC-20	Derrame de diésel en mar	2	Liberación instantánea de 824m ³ de diésel como resultado de una colisión entre un buque de suministro y la PAE – Kan-1EXP (ver Nota 2)

Fuente: ERM, 2021.

Nota 1: Para los escenarios 17 y 18, no se consideró la modelación de derrame en mar utilizando como medida contingente la instalación del capping stack, debido a que el proyecto se ubica en aguas someras y técnicamente ésta opción no es viable. Por lo tanto, se considera como medida contingente la construcción de un pozo de alivio.

Nota 2: Para los escenarios 19 y 20, se estimó un volumen diferente de diésel para cada pozo, debido a que llevan la capacidad necesaria de combustible en función de la distancia de viaje.

Los escenarios mencionados anteriormente, aplicarán para los pozos Kan-1EXP e Ix-1EXP, los parámetros específicos para cada pozo se mencionan en la siguiente sección.

Consecuencias Potenciales

Debido a la inflamabilidad, reactividad o impacto al medio ambiente de las sustancias químicas peligrosas, debe tomarse en cuenta las consecuencias potenciales de los efectos térmico y de sobrepresión para la evaluación.

Efectos por Radiación Térmica

Si bien las sustancias tienen la capacidad de evaporarse, es determinante el que todas posean una cantidad de energía diferente que al ser liberada súbitamente, como es el caso de las explosiones, se genere 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 entalpía.

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.

Radiación Térmica [kW/m ²]	Efectos	Umbral de dolor en humanos [s]
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).

N.A.: 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
Cemento pre-comprimido	40
Acero	40
Cemento	60
Hormigón	200
Pared de ladrillos	400

Fuente: Romano y cols, 1985.

Efectos por Ondas de Sobrepresión

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

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

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

Tabla 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)

Ondas de presión [Psi]	Daños
0.03	Ruptura ocasional de ventanas grandes bajo carga/tensión
0.04	Ruido fuerte (143 dB), trueno sónico (sonic boom), ruptura de vidrio
0.10	Ruptura de ventanas pequeñas bajo carga/tensión
0.15	Presión típica para ruptura de vidrio
0.30	Distancia segura, probabilidad del 0.95 de no daño severo, límite de proyectiles, algún daño a techos de casas.
0.40	Daño estructural menor limitado
0.5-1.0	Desintegración de ventanas grandes y pequeñas
0.70	Daño menor a estructuras residenciales
1.0	Demolición parcial de casas, se tornan inhabitables
1.0-2.0	Desintegración de asbesto corrugado, falla en sujeciones de paneles de acero, aluminio y/o madera residencial; abolladura de paneles
1.3	Marcos estructurales de acero en edificios sufre torsión leve
2.0	Colapso parcial de paredes y techos residenciales
2.0-3.0	Desintegración de paredes de concreto o bloques no reforzados
2.3	Límite inferior de daño estructural severo
2.5	Destrucción del 50% de la mampostería (ladrillo) residencial
3.0	Maquinaria pesada (3,000 lb) en edificios industriales presentan poco daño, edificios con estructura de acero son torcidos y separados de los cimientos
3.0-4.0	Ruptura de tanques de petróleo, demolición de construcciones de paneles de acero auto estructural
4.0	Ruptura del recubrimiento de las construcciones industriales
5.0	Soportes o refuerzos de madera colapsados; prensas hidráulicas (40,000 lb) ligeramente dañadas
5.0-7.0	Destrucción prácticamente total de residencias
7.0	Volcadura de carros de tren con carga
7.0-8.0	Fallo en bardas de ladrillos de 8 a 12 pulgadas no reforzadas por flexión
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
5	260.8	Colapso de edificios	Heridas masivas internas, fatalidad de grupos susceptibles (niños y ancianos)
10	470.4	Daño severo o colapso de edificios de concreto reforzado	Muerte de la mayoría de las personas de grupos susceptibles y no susceptibles
20	803.2	Daño severo o colapso de edificios de estructura pesada con concreto reforzado	Fatalidades al 100%

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

Efectos por Derrame de Hidrocarburo en mar

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

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

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

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

Una vez los hidrocarburos han sido derramados al mar, 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
- **Emulsiónamiento:** consiste en la absorción de agua por el hidrocarburo de manera que aumenta su volumen entre 3 y 4 veces. Esto impide que se pueda evaporar, no se dispersa ni se degrada por oxidación 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 movilización del plancton y de peces nadadores grandes desde su hábitat a otras regiones; si está próximo a la costa provoca afectaciones serias a la fauna marina. Las plantas y animales del lecho marino también sufren afectaciones en aguas poco profundas
- En las costas y la vegetación costera
- 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.

Cabe mencionar que 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 a impactos económicos indirectos como el 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).

Además, 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 (desplazamiento descendente de la marea).

Por último, 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 Análisis Cuantitativo de Riesgo (QRA, por sus siglas en inglés)

Modelación de escenarios de Fuego

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

- Tipo de hidrocarburo y/o material inflamable
- Condiciones de liberación
- Tasa de liberación

- Geometría local
- Ventilación
- Acceso de aire

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.

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.

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

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

El grado 3-D se refiere a una expansión en tres dimensiones, por ejemplo, las áreas de proceso sin barreras horizontales sólidas, tanques y recipientes sin techo sólido. La geometría 2-D se refiere a una expansión de flama en dos dimensiones, caracterizada por superficies que previenen que la frontera de la flama se expanda en las tres dimensiones. El grado 2.5-D representa un intermedio entre el grado 3-D y el grado 2-D. El modelo 1-D que representa la expansión en una sola dirección, no se considera para el caso de explosiones de nubes de vapor. La Figura 9.11, ilustra los grados de confinamiento (CCPS, 2010).

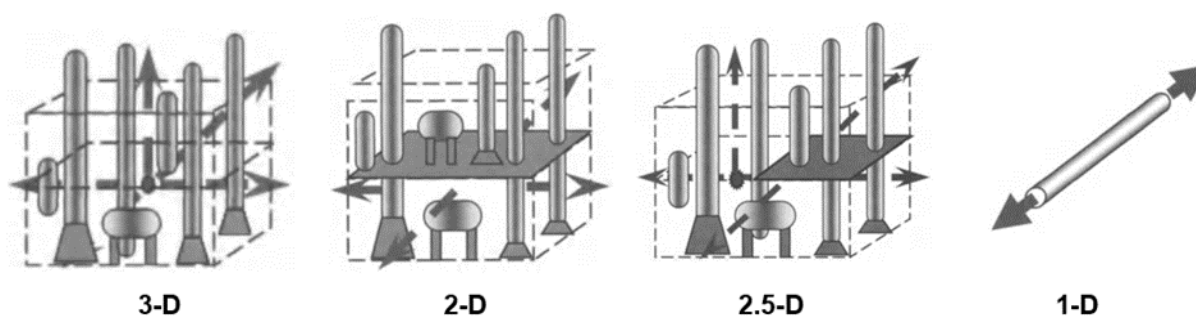


Figura 9.11 Geometrías de expansión de flama para grado de confinamiento

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

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

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

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

Cuando se trata de mezclas, se puede tomar un enfoque conservador, en el cual, si existe un componente con alta reactividad en una concentración de al menos 3%, la mezcla puede tratarse como alta reactividad. Otro enfoque propone que la velocidad de quemado de una mezcla que involucra combustibles con diferentes categorías de reactividad se puede calcular usando el principio de Le Chatelier¹¹.

El número “Mach de Flama” lo define el usuario para antes y para después lo calcula BST usando la velocidad de flama de acuerdo con la Tabla 9.46, con base en detalles provistos por la región obstruida, por ejemplo, confinamiento, congestión y reactividad del material.

¹¹ Referencia: Guidelines for vapor cloud explosions, pressure vessel burst, BLEVE and flash fire hazards. Segunda edición. CCPS. Wiley. Cap. 6. (2010)

Tabla 9.46 Correlaciones BST de velocidad de flama (número Mach de flama M_f)

Grado de confinamiento	Reactividad del material	Congestión		
		Bajo	Medio	Alto
2D	Alto	0.59	DDT ¹²	DDT
	Medio	0.47	0.66	1.6
	Bajo	0.07	0.47	0.66
2.5D	Alto	0.47	DDT	DDT
	Medio	0.29	0.55	1
	Bajo	0.053	0.35	0.5
3D	Alto	0.36	DDT	DDT
	Medio	0.11	0.44	0.5
	Bajo	0.026	0.23	0.34

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

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

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

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

2. Cálculo de la concentración estequiométrica de la relación combustible/aire de la mezcla, de la siguiente forma:
 - a. Balance estequiométrico de las ecuaciones químicas para la reacción de combustión de los componentes de la mezcla
 - b. Cálculo de la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente (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 la relación estequiométrica combustible/aire de cada componente, con la siguiente ecuación:

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

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:

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

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

¹² El número Mach para DDT es 5.2 para predicciones conservadoras

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

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

$$m_{\text{inflamable}} = \frac{P \times \overline{PM} \times V_{\text{inflamable}}}{T \times R \times 1000} \dots\dots \text{Ecuación 6)}$$

Donde:

P= Presión (Pa)

T= Temperatura (K)

R= 8.314 J/molK

$\overline{PM}$ = Peso Molecular promedio (g/mol)

$V_{\text{inflamable}}$ = Volumen inflamable (m³)

Tasas de descarga a través de un orificio

El flujo de masa a través de un orificio depende del diámetro de ruptura, y la descarga se puede describir a través del balance de energía mecánica representado en la Ecuación 7)¹³.

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

La Ecuación 7 tiene las siguientes consideraciones:

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

$$Fm = C_D A P_1 \sqrt{\frac{kg_c M}{R_g T_1} \left(\frac{2}{k+1}\right)^{k+1/k-1}} \dots\dots \text{Ecuación 7)}$$

Donde:

- Fm es el flujo de masa del gas a través del orificio (masa/tiempo)
- C_D es el coeficiente de descarga (adimensional)
- A es el área de del orificio (distancia²)
- P_1 es la presión del gas aguas arriba del orificio (fuerza/área)
- g_c es la constante gravitacional (fuerza/masa-aceleración)

¹³ Chemical Process Quantitative Risk Analysis (2000), editado por CCPs (Center for Chemical Process Safety), PP 72.

- M es el peso molecular del gas (masa/mol)
- k es la relación entre calores específicos = C_p/C_v (adimensional)
- R_g es la constante de los gases ideales (presión-volumen/mole-gradoss)
- T_1 es la temperatura aguas arriba del gas (grados)
- C_p es el calor específico del gas a presión constante
- C_v es el calor específico del gas a volumen constante

OSCAR- (Oil Spill Contingency and Response – Software para modelado de derrames de hidrocarburo en mar)

Para las modelaciones se utilizó el modelo de contingencia y respuesta al derrame de petróleo (OSCAR) de la compañía SINTEF, el cual es una herramienta de modelado en 3D utilizada para predecir el movimiento y el destino del hidrocarburo en la superficie del mar y en la columna de agua.

Las simulaciones se completaron utilizando la versión de OSCAR contenida en el Marine Environmental Modeling Workbench (MEMW) 12.0.0, un modelo que ha sido completamente validado y calibrado usando varias observaciones de campo de una serie de derrames de petróleo experimentales (Reed et al., 1995 , 1996).

El modelo toma en cuenta las condiciones climáticas, los procesos físicos, biológicos y químicos que afectan el desplazamiento del petróleo en el mar. Las estrategias de contingencia y respuesta proporcionadas van desde la recolección mecánica de petróleo hasta la aplicación de dispersantes en la superficie y en el agua.

OSCAR es utilizado para la planificación, el seguimiento y la predicción de vertidos accidentales en lugares como el Mar Báltico y el Mar del Norte, el Golfo de México y el Mar Mediterráneo.

OSCAR se actualiza continuamente y se desarrolla activamente con la industria para mejorar el modelo existente y aplicar el software del modelo a nuevas áreas problemáticas.

Metodología utilizada

OSCAR predice el movimiento del hidrocarburo en la superficie del agua y en la columna de agua. Consiste en una serie de módulos de interconexión que se activan según sea necesario. El proceso de modelado de OSCAR se observa en la Tabla 9.48

Tabla 9.47 Datos de entrada, proceso y datos de salida de OSCAR

Etapa	Descripción
Datos de entrada	Propiedades del hidrocarburo: El tipo de hidrocarburo se compara con una base de datos de características de hidrocarburos. Datos metoceanicos: Información de vientos en 2D y 3D son utilizados para predecir descomposición y dirección. La base de datos hidrodinámica se construye a partir de campos de velocidad de corriente en 3D, adecuados para su uso en simulaciones de modelos de hidrocarburos. Esto comprende las corrientes oceánicas (residuales no de mareas) del modelo de circulación oceánica mundial de HYCOM, combinado con las velocidades de las corrientes de las mareas. El análisis del sistema de predicción climática (CFSR por sus siglas en inglés) es un producto de análisis de tercera generación. Se trata de un sistema mundial de alta resolución, acoplado a un sistema atmosférico, oceánico, de superficie y marino, diseñado para proporcionar la mejor estimación del estado de estos campos acoplados a lo largo de período de enero de 2009 a diciembre de 2013. Técnicas de respuesta: Estas técnicas se pueden incluir para considerar la eficiencia reduciendo la cantidad de hidrocarburos.
Análisis del escenario de derrame	Descomposición: Se analiza la descomposición en el ambiente marino, usando la base de datos de características de hidrocarburos. Destino: El modelo de pluma predice la trayectoria del derrame sobre la superficie marina, en el fondo marino, sobre la costa en la atmósfera o en la columna de agua. Eficacia en la respuesta: El modelo de respuesta estratégica puede ser usado para incluir el uso de dispersantes, contención y recuperación de hidrocarburos. Meteorología: El análisis se puede hacer en diferentes épocas del año para considerar las diferentes condiciones meteorológicas.
Salida de datos	Impacto internacional: Indica las fronteras marítimas que cruza el derrame. Áreas sensibles: Áreas protegidas que podrían ser impactadas por el derrame Costas: Indica las áreas costeras que serán impactadas, cuánto hidrocarburo alcanzará la costa y cuánto tiempo tardará en llegar a la costa.

Fuente: Oil Spill Modelling Report: Colel Cab-1, AP-CS-G03 Block, Offshore Mexico, Nov 2019, Oil Spill Modelling Report: Gukumatz-1, AP-CS-G03 Block, Offshore Mexico, Nov 2019

Zonas de afectación por Explosividad e Inflamabilidad

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 Zonas de Riesgo

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

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

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

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

Impactos (Consecuencias) 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 9.49.

Tabla 9.49 Criterios de Comparación de Efectos por Intensidad de Radiación

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

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

Impactos (Consecuencias) por la acción de las Ondas de Sobrepresión generadas durante una explosión de Nube de Vapor Confinada (VCE)

Los criterios de comparación de efectos por sobre presión se muestran en la Tabla 9.50.

Tabla 9.50 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, desplazamiento de maquinaria pesada por efecto de la onda expansiva (peso de la máquina hasta de 7,000

Presión Máxima (lb/plg ²)	Daño producido por la explosión
	lb) y con daños severos. Afectaciones menores a maquinaria pesada (12,000 lb).

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

Especificación de Criterios de Modelación de Escenarios de Fuego y Explosión

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

Se deben establecer criterios uniformes para la evaluación de las consecuencias; por tal motivo, a continuación de la Tabla 9.51 a la Tabla 9.58 se colocan los supuestos y criterios usados para las modelaciones de fuego y explosión para ambos pozos lx-1EXP y Kan-1EXP.

Tabla 9.51 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP CMP-01 y CMP-02

I.											
Elaboró	ERM México S.A. de C.V.			FECHA	Agosto 2021			Software de simulación	PHAST 8		
Proyecto:											
II. DATOS DEL ESCENARIO											
Clave	IX-1EXP-CMP-01 y 02			Tipo de caso			Región de riesgo del caso alternativo				
Descripción	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela. Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga. con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Ix-1EXP			Peor caso	Caso más probable	Caso alternativo	No tolerable	ALARP	TOLERABLE		
				-	X	-	X	-	-		
Modelo(s) empleado(s) para la simulación											
Dardo de fuego (jet fire)	BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)			Charco de fuego (Pool Fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.		Nube toxica	
X	-			-	-	-	X	-	-	-	
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)											
Nombre de la sustancia				Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30							
Composición				Propiedades							
Nombre del componente	%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)	
Metano	0.1123										
Pentano	0.1792										
Hexano	2.4254										
Benceno	1.3892										
Heptano	1.2779										
Xilenos	4.7023										
Octano	1.6668										
Nonano	3.6016										
Decano	3.2824										
Dodecano	3.4529										
Tetradecano	1.8304										
Hexadecano	4.7117										
Eicosano	71.3679										
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION											
Tipo de recipiente											
Cilindro			Esfera		Tubería			Otro (especifique)			
-			-		X			-			
Altura (m)	Diámetro (m)		Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m o plg)	Dimensiones					
-	-		-	3420 m desde profundidad objetivo hasta la superficie.	4.778 pulgadas	-					
Condiciones de operación											
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)	Temperatura (°C o °F)	Flujo en caso de tubería. (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal			Estado físico		Líquido		Vapor	Líquido/Vapor	
6325 psi	105 °C	7607671.5 Sm³/día de gas			En el recipiente					X	
		117561.22 m³/día de gas a condiciones de operación			En el punto de fuga			X			
Tipo de fuga											
Orificio en cuerpo o en tubería	Falla catastrófica (rotura tota)	Liberación de válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)			
-	-	-	X	-	-	-	-	-			
Características orificio de fuga											
Diámetro (m o plg)	Área (cm² o pulg²)	Coeficiente de pérdida del orificio			Elevación del punto de liberación (m)	Altura Hidráulica (m)	Área del dique (m²)				
0.9556 plg	0.7172 plg²	Calculado por PHAST			20	-	-				
Dirección de la fuga											
Vertical	horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua		Masiva			
X	-	-	-	-	-	X		-			
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))											
Inventario fugado (kg)			Tasa de Liberación (kg/s)								
3600 s			Re-calculados por PHAST						57.23 para Jet Fire		

V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO		68.7 kg para explosión
<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Mínima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Tabla 9.52 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP CMP-03 y CMP-04

I.		Elaboró		ERM México S.A. de C.V.		FECHA		Agosto 2021		Software de simulación		PHAST 8	
Proyecto:													
II. DATOS DEL ESCENARIO													
Clave		IX-1EXP-CMP-03 y 04				Tipo de caso				Región de riesgo del caso alternativo			
Descripción		Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. No se puede cerrar el BOP. Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga, con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Ix-1EXP.				Peor caso		Caso más probable		Caso alternativo		Región de riesgo del caso alternativo	
						No tolerable		ALARP		TOLERABLE			
						-		X		-		X	
Modelo(s) empleado(s) para la simulación													
Dardo de fuego (jet fire)		BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool Fire)		Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)		Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.	
										Confinada (CVCE)		No confinada (UVCE)	
X		-				-		-		X		-	
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)													
Nombre de la sustancia				Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30									
Composición				Propiedades									
Nombre del componente	%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)			
Metano	0.1123												
Pentano	0.1792												
Hexano	2.4254												
Benceno	1.3892												
Heptano	1.2779												
Xilenos	4.7023												
Octano	1.6668												
Nonano	3.6016												
Decano	3.2824												
Dodecano	3.4529												
Tetradecano	1.8304												
Hexadecano	4.7117												
Eicosano	71.3679												
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION													
Tipo de recipiente													
Cilindro				Esfera		Tubería				Otro (especifique)			
-				-		X				-			
Altura (m)		Diámetro (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Diámetro (m o plg)		Dimensiones			
-		-		-		3420 m desde profundidad objetivo hasta la superficie.		8.535 pulgadas		-			
Condiciones de operación													
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería. (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal				Estado físico					
6325 psi		105 °C		7607671.5 Sm³/día de gas				En el recipiente		Líquido		Vapor	
				117561.22 m³/día de gas a condiciones de operación				En el punto de fuga		X			
Tipo de fuga													
Orificio en cuerpo o en tubería		Falla catastrófica (rotura tota)		Liberación de válvula de alivio		Cizalla de tubería		Otro (especifique)		Tierra seca		Tierra húmeda	
-		-		-		X		-		-		-	
Características orificio de fuga													
Diámetro (m o plg)		Área (cm² o pulg²)		Coeficiente de pérdida del orificio				Punto de fuga		Dique			
1.707 plg		2.2885 plg²		Calculado por PHAST				Elevación del punto de liberación (m)		Altura Hidráulica (m)		Área del dique (m²)	
								20		-		-	
Dirección de la fuga													
Vertical		horizontal		Hacia abajo		Golpea contra		Inclinada		Grados		Tipo de Liberación	
X		-		-		-		-		-		Continua	
												Masiva	
												X	
												-	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))													
				Inventario fugado (kg)				Tasa de Liberación (kg/s)					
3600 s				Re-calculados por PHAST				57.23 Kg/s para Jet Fire 122.29 Kg para Explosion					
V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO													

<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Minima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Tabla 9.53 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP PC-05 y PC-06

I.											
Elaboró	ERM México S.A. de C.V.			FECHA	Agosto 2021			Software de simulación	PHAST 8		
Proyecto:											
II. DATOS DEL ESCENARIO											
Clave	IX-1EXP-PC-05 y 06			Tipo de caso			Región de riesgo del caso alternativo				
Descripción	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. Se puede cerrar el BOP pero no puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga. con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Ix-1EXP			Peor caso	Caso más probable	Caso alternativo	No tolerable	ALARP	TOLERABLE		
				X	-	-	X	-	-		
Modelo(s) empleado(s) para la simulación											
Dardo de fuego (jet fire)	BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)			Charco de fuego (Pool Fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.		Nube toxica	
X	-			-	-	-	X	-	-		-
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)											
Nombre de la sustancia				Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30							
Composición				Propiedades							
Nombre del componente	%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)	
Metano	0.1123										
Pentano	0.1792										
Hexano	2.4254										
Benceno	1.3892										
Heptano	1.2779										
Xilenos	4.7023										
Octano	1.6668										
Nonano	3.6016										
Decano	3.2824										
Dodecano	3.4529										
Tetradecano	1.8304										
Hexadecano	4.7117										
Eicosano	71.3679										
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION											
Tipo de recipiente											
Cilindro			Esfera		Tubería			Otro (especifique)			
-			-		X			-			
Altura (m)	Diámetro (m)		Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m o plg)	Dimensiones					
-	-		-	3420 m desde profundidad objetivo hasta la superficie.	4.778 pulgadas	-					
Condiciones de operación											
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)	Temperatura (°C o °F)	Flujo en caso de tubería. (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal			Estado físico		Líquido		Vapor	Líquido/Vapor	
6325 psi	105 °C	7607671.5 Sm³/día de gas			En el recipiente					X	
		117561.22 m³/día de gas a condiciones de operación			En el punto de fuga			X			
Tipo de fuga											
Orificio en cuerpo o en tubería	Falla catastrófica (rotura tota)	Liberación de válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)			
-	-	-	X	-	-	-	-	Agua marina			
Características orificio de fuga											
Diámetro (m o plg)	Área (cm² o pulg²)	Coeficiente de pérdida del orificio			Elevación del punto de liberación (m)	Altura Hidráulica (m)	Área del dique (m²)				
4.778 plg	17.93 plg²	Calculado por PHAST			20	-	-				
Dirección de la fuga											
Vertical	horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua		Masiva			
X	-	-	-	-	-	X		-			
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))											
Inventario fugado (kg)			Tasa de Liberación (kg/s)								
3600 s			Re-calculados por PHAST						57.23 Kg/s para Jet Fire		

V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO		343.38 Kg para Explosión
<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Minima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Tabla 9.54 Criterios de modelación, Escenarios Ix-1EXP PC-07 y PC-08

I.		Elaboró		ERM México S.A. de C.V.		FECHA		Agosto 2021		Software de simulación		PHAST 8	
Proyecto:													
II. DATOS DEL ESCENARIO													
Clave		IX-1EXP-PC-07 y 08				Tipo de caso				Región de riesgo del caso alternativo			
Descripción		Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Ix-1EXP. No se puede cerrar el BOP. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga, con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Ix-1EXP.				Peor caso		Caso más probable		Caso alternativo		No tolerable	
						ALARP		TOLERABLE					
						-		X		-		X	
Modelo(s) empleado(s) para la simulación													
Dardo de fuego (jet fire)		BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool Fire)		Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)		Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.	
										Confinada (CVCE)		No confinada (UVCE)	
X		-				-		-		X		-	
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)													
Nombre de la sustancia						Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30							
Composición						Propiedades							
Nombre del componente		%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)		
Metano		0.1123											
Pentano		0.1792											
Hexano		2.4254											
Benceno		1.3892											
Heptano		1.2779											
Xilenos		4.7023											
Octano		1.6668											
Nonano		3.6016											
Decano		3.2824											
Dodecano		3.4529											
Tetradecano		1.8304											
Hexadecano		4.7117											
Eicosano		71.3679											
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION													
Tipo de recipiente													
Cilindro				Esfera		Tubería				Otro (especifique)			
-				-		X				-			
Altura (m)		Diámetro (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Diámetro (m o plg)		Dimensiones			
-		-		-		3420 m desde profundidad objetivo hasta la superficie.		8.535 pulgadas		-			
Condiciones de operación													
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería. (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal				Estado físico		Líquido		Vapor	
6325 psi		105 °C		7607671.5 Sm³/día de gas				En el recipiente				X	
				117561.22 m³/día de gas a condiciones de operación				En el punto de fuga		X			
Tipo de fuga													
Orificio en cuerpo o en tubería		Falla catastrófica (rotura tota)		Liberación de válvula de alivio		Cizalla de tubería		Otro (especifique)		Tierra seca		Tierra húmeda	
-		-		-		X		-		-		-	
Características orificio de fuga													
Diámetro (m o plg)		Área (cm² o pulg²)		Coeficiente de pérdida del orificio				Punto de fuga		Elevación del punto de liberación (m)		Altura Hidráulica (m)	
8.535 plg		57.2134 plg²		Calculado por PHAST				20		-		-	
Dirección de la fuga													
Vertical		horizontal		Hacia abajo		Golpea contra		Inclinada		Grados		Tipo de Liberación	
X		-		-		-		-		-		Continua	
												Masiva	
												X	
												-	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))						Inventario fugado (kg)				Tasa de Liberación (kg/s)			
3600 s						Re-calculados por PHAST				57.23 Kg/s para Jet Fire 611.22 Kg para Explosión			
V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO													

<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Minima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Tabla 9.55 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP CMP-09 y CMP-10

I.											
Elaboró	ERM México S.A. de C.V.			FECHA	Agosto 2021			Software de simulación	PHAST 8		
Proyecto:											
II. DATOS DEL ESCENARIO											
Clave	KAN-1EXP-CMP-09 y 10			Tipo de caso			Región de riesgo del caso alternativo				
Descripción	Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. Se puede cerrar el BOP pero no se puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela. Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga. con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Kan-1EXP			Peor caso	Caso más probable	Caso alternativo	No tolerable	ALARP	TOLERABLE		
				-	X	-	X	-	-		
Modelo(s) empleado(s) para la simulación											
Dardo de fuego (jet fire)	BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)			Charco de fuego (Pool Fire)	Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)	Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.		Nube toxica	
X	-			-	-	-	X	-	-	-	
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)											
Nombre de la sustancia				Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30							
Composición				Propiedades							
Nombre del componente	%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)	
Metano	0.1123										
Pentano	0.1792										
Hexano	2.4254										
Benceno	1.3892										
Heptano	1.2779										
Xilenos	4.7023										
Octano	1.6668										
Nonano	3.6016										
Decano	3.2824										
Dodecano	3.4529										
Tetradecano	1.8304										
Hexadecano	4.7117										
Eicosano	71.3679										
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION											
Tipo de recipiente											
Cilindro			Esfera		Tubería			Otro (especifique)			
-			-		X			-			
Altura (m)	Diámetro (m)		Diámetro (m)	Longitud (m)	Diámetro (m o plg)	Dimensiones					
-	-		-	2970 m desde profundidad objetivo hasta la superficie	4.778 pulgadas	-					
Condiciones de operación						Estado físico					
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)	Temperatura (°C o °F)	Flujo en caso de tubería, (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal				Líquido	Vapor	Líquido/Vapor			
5000 psi	100 °C	5246670 Sm³/día de gas			En el recipiente			X			
		126956 m³/día de gas a condiciones de operación			En el punto de fuga		X				
Tipo de fuga						Tipo de Superficie sobre la que se encuentra el recipiente					
Orificio en cuerpo o en tubería	Falla catastrófica (rotura tota)	Liberación de válvula de alivio	Cizalla de tubería	Otro (especifique)	Tierra seca	Tierra húmeda	Concreto	Otro (especifique)			
-	-	-	X	-	-	-	-	Agua marina			
Características orificio de fuga						Punto de fuga					
Diámetro (m o plg)	Área (cm² o pulg²)	Coeficiente de pérdida del orificio			Elevación del punto de liberación (m)	Altura Hidráulica (m)	Área del dique (m²)				
0.9556 plg	0.7172 plg²	Calculado por PHAST			20	-	-				
Dirección de la fuga						Tipo de Liberación					
Vertical	horizontal	Hacia abajo	Golpea contra	Inclinada	Grados	Continua			Masiva		
X	-	-	-	-	-	X			-		
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))				Inventario fugado (kg)				Tasa de Liberación (kg/s)			
3600 s				Re-calculados por PHAST				39.47 Kg/s para Jet Fire			

V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO		47.8 Kg para Explosion
<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Minima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Tabla 9.56 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP CMP-11 y CMP-12

I.		Elaboró		ERM México S.A. de C.V.		FECHA		Agosto 2021		Software de simulación		PHAST 8	
Proyecto:													
II. DATOS DEL ESCENARIO													
Clave		KAN-1EXP-CMP-11 y 12				Tipo de caso				Región de riesgo del caso alternativo			
Descripción		Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. No se puede cerrar el BOP. Se considera el 20% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga, con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Kan-1EXP.				Peor caso		Caso más probable		Caso alternativo		No tolerable	
						-		X		-		X	
Modelo(s) empleado(s) para la simulación													
Dardo de fuego (jet fire)		BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool Fire)		Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)		Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.	
										Confinada (CVCE)		No confinada (UVCE)	
X		-				-		-		X		-	
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)													
Nombre de la sustancia				Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30									
Composición				Propiedades									
Nombre del componente	%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)			
Metano	0.1123												
Pentano	0.1792												
Hexano	2.4254												
Benceno	1.3892												
Heptano	1.2779												
Xilenos	4.7023												
Octano	1.6668												
Nonano	3.6016												
Decano	3.2824												
Dodecano	3.4529												
Tetradecano	1.8304												
Hexadecano	4.7117												
Eicosano	71.3679												
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION													
Tipo de recipiente													
Cilindro				Esfera		Tubería				Otro (especifique)			
-				-		X				-			
Altura (m)		Diámetro (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Diámetro (m o plg)		Dimensiones			
-		-		-		2970 m desde profundidad objetivo hasta la superficie.		8.535 pulgadas		-			
Condiciones de operación													
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería. (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal				Estado físico					
5000 psi		100 °C		5246670 Sm³/día de gas				En el recipiente		Líquido		Vapor	
				126956 m³/día de gas a condiciones de operación				En el punto de fuga				X	
Tipo de fuga													
Orificio en cuerpo o en tubería		Falla catastrófica (rotura tota)		Liberación de válvula de alivio		Cizalla de tubería		Otro (especifique)		Tipo de Superficie sobre la que se encuentra el recipiente			
-		-		-		X		-		Tierra seca			
										Tierra húmeda			
										Concreto			
										Otro (especifique)			
										Agua marina			
Características orificio de fuga													
Diámetro (m o plg)		Área (cm² o pulg²)		Coeficiente de pérdida del orificio				Punto de fuga		Dique			
1.707 plg		2.2885 plg²		Calculado por PHAST				Elevación del punto de liberación (m)		Altura Hidráulica (m)		Área del dique (m²)	
								20		-		-	
Dirección de la fuga													
Vertical		horizontal		Hacia abajo		Golpea contra		Inclinada		Grados		Tipo de Liberación	
X		-		-		-		-		-		Continua	
												Masiva	
												X	
												-	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))													
				Inventario fugado (kg)				Tasa de Liberación (kg/s)					
3600 s				Re-calculados por PHAST				39.47 Kg/s para Jet Fire 85.08 Kg para Explosión					
V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO													

<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Minima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Tabla 9.57 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP PC-13 y PC-14

I.		Elaboró		ERM México S.A. de C.V.		FECHA		Agosto 2021		Software de simulación		PHAST 8					
Proyecto:																	
II. DATOS DEL ESCENARIO																	
Clave		KAN-1EXP-PC-13 y 14				Tipo de caso				Región de riesgo del caso alternativo							
Descripción		Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. Se puede cerrar el BOP pero no se puede cerrar el interior de la sarta de perforación y falla la válvula de charnela. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de perforación (4.778 pulgadas) como orificio de fuga. con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Kan-1EXP				Peor caso		Caso más probable		Caso alternativo		No tolerable		ALARP		TOLERABLE	
						X		-		-		X		-		-	
Modelo(s) empleado(s) para la simulación																	
Dardo de fuego (jet fire)		BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool Fire)		Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)		Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.		Nube toxica			
X		-				-		-		X		-		-			
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)																	
Nombre de la sustancia				Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30													
Composición				Propiedades													
Nombre del componente	%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)							
Metano	0.1123																
Pentano	0.1792																
Hexano	2.4254																
Benceno	1.3892																
Heptano	1.2779																
Xilenos	4.7023																
Octano	1.6668																
Nonano	3.6016																
Decano	3.2824																
Dodecano	3.4529																
Tetradecano	1.8304																
Hexadecano	4.7117																
Eicosano	71.3679																
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION																	
Tipo de recipiente																	
Cilindro				Esfera		Tubería				Otro (especifique)							
-				-		X				-							
Altura (m)	Diámetro (m)	Diámetro (m)		Longitud (m)		Diámetro (m o plg)		Dimensiones									
-	-	-		2970 m desde profundidad objetivo hasta la superficie.		4.778 pulgadas		-									
Condiciones de operación																	
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería. (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal				Estado físico		Líquido		Vapor		Líquido/Vapor			
5000 psi		100 °C		5246670 Sm³/día de gas				En el recipiente						X			
				126956 m³/día de gas a condiciones de operación				En el punto de fuga				X					
Tipo de fuga																	
Orificio en cuerpo o en tubería		Falla catastrófica (rotura tota)		Liberación de válvula de alivio		Cizalla de tubería		Otro (especifique)		Tierra seca		Tierra húmeda		Concreto		Otro (especifique)	
-		-		-		X		-		-		-		-		Agua marina	
Características orificio de fuga																	
Diámetro (m o plg)		Área (cm² o pulg²)		Coeficiente de pérdida del orificio				Punto de fuga		Elevación del punto de liberación (m)		Altura Hidráulica (m)		Área del dique (m²)			
4.778 plg		17.93 plg²		Calculado por PHAST				20									
Dirección de la fuga																	
Vertical		horizontal		Hacia abajo		Golpea contra		Inclinada		Grados		Continua		Masiva			
X		-		-		-		-		-		X		-			
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))																	
3600 s				Inventario fugado (kg)				Tasa de Liberación (kg/s)									
				Re-calculados por PHAST				39.47 Kg/s para Jet Fire									

V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO		236.82 Kg para Explosión
<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Minima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Tabla 9.58 Criterios de modelación, Escenarios Kan-1EXP PC-15 y PC-16

I.		Elaboró		ERM México S.A. de C.V.		FECHA		Agosto 2021		Software de simulación		PHAST 8	
Proyecto:													
II. DATOS DEL ESCENARIO													
Clave		KAN1EXP-PC-15 y 16				Tipo de caso				Región de riesgo del caso alternativo			
Descripción		Liberación de gas en la superficie durante la perforación del pozo Kan-1EXP. No se puede cerrar el BOP. Se considera el 100% del diámetro interior de la tubería de revestimiento (8.535 pulgadas) como orificio de fuga, con la longitud correspondiente a la distancia desde la parte superior del depósito hasta la superficie - Kan-1EXP.				Peor caso		Caso más probable		Caso alternativo		Región de riesgo del caso alternativo	
						No tolerable		ALARP		TOLERABLE			
						X		-		-		X	
Modelo(s) empleado(s) para la simulación													
Dardo de fuego (jet fire)		BLEVE/Bola de fuego (Fire ball)				Charco de fuego (Pool Fire)		Flamazo de nube de vapor (Flash Fire)		Explosión de nube de vapor		Explosión física de recipiente a alta presión.	
										Confinada (CVCE)		No confinada (UVCE)	
X		-				-		-		X		-	
III. SUSTANCIA(S) INVOLUCRADA(S)													
Nombre de la sustancia				Mezcla de hidrocarburos con gravedad API 30									
Composición				Propiedades									
Nombre del componente	%mol	%peso	%vol	LFL %	UFL %	IDLH ppm	TLV (8 h, TWA)ppm	TLV (15 min, STEL)ppm	Densidad (kg/l o kg/m³)	Presión de vapor (kg/cm², psi, pasc ales, bares)			
Metano	0.1123												
Pentano	0.1792												
Hexano	2.4254												
Benceno	1.3892												
Heptano	1.2779												
Xilenos	4.7023												
Octano	1.6668												
Nonano	3.6016												
Decano	3.2824												
Dodecano	3.4529												
Tetradecano	1.8304												
Hexadecano	4.7117												
Eicosano	71.3679												
IV. CONDICIONES DE CONFINAMIENTO Y CARACTERÍSTICAS DE LIBERACION													
Tipo de recipiente													
Cilindro				Esfera		Tubería				Otro (especifique)			
-				-		X				-			
Altura (m)		Diámetro (m)		Diámetro (m)		Longitud (m)		Diámetro (m o plg)		Dimensiones			
-		-		-		2970 m desde profundidad objetivo hasta la superficie.		8.535 pulgadas		-			
Condiciones de operación													
Presión (kg/cm², psia, p a, bar)		Temperatura (°C o °F)		Flujo en caso de tubería. (m³/h o l/h) Cond. Estándar o normal				Estado físico					
5000 psi		100 °C		5246670 Sm³/día de gas				En el recipiente		Líquido		Vapor	
				126956 m³/día de gas a condiciones de operación				En el punto de fuga		X			
Tipo de fuga													
Orificio en cuerpo o en tubería		Falla catastrófica (rotura tota)		Liberación de válvula de alivio		Cizalla de tubería		Otro (especifique)		Tierra seca		Tierra húmeda	
-		-		-		X		-		-		-	
Características orificio de fuga													
Diámetro (m o plg)		Área (cm² o pulg²)		Coeficiente de pérdida del orificio				Punto de fuga		Dique			
8.535 plg		57.2134 plg²		Calculado por PHAST				Elevación del punto de liberación (m)		Altura Hidráulica (m)		Área del dique (m²)	
								20		-		-	
Dirección de la fuga													
Vertical		horizontal		Hacia abajo		Golpea contra		Inclinada		Grados		Tipo de Liberación	
X		-		-		-		-		-		Continua	
												Masiva	
												X	
												-	
Tiempo estimado de liberación (desde que se presenta la fuga hasta que deja de emitir debido a una acción de control o bien al agotamiento del inventario (s))													
				Inventario fugado (kg)				Tasa de Liberación (kg/s)					
3600 s				Re-calculados por PHAST				39.47 Kg/s para Jet Fire 421.54 Kg para Explosión					
V. CONDICIONES ATMOSFERICAS Y TIPO DE SUELO													

<i>Estabilidad Atmosférica</i>		F
<i>Temperatura Atmosférica (°C)</i>	<i>Promedio</i>	26 °C
	<i>Mínima</i>	21 °C
	<i>Máxima</i>	32° C
<i>Presión atmosférica (mmHg)</i>		760 mmHg
<i>Porcentaje de Humedad Relativa %</i>		80%
<i>Direcciones dominantes</i>		Noreste a Suroeste
<i>Velocidad de viento (m/seg)</i>	<i>Máxima promedio</i>	1.5 m/s
<i>Tipo de suelo (rugosidad empleada)</i>		Agua marina

Para mayor información sobre las tasas de liberación, consultar el **Anexo 9.13**

Especificación de Criterios de Modelación de Escenarios de Derrame en Mar

Para la simulación de los escenarios de 17 y 18 (ver Tabla 9.41) de derrame de hidrocarburo en mar por reventón de pozo, se consideró los siguiente:

- Debido a que los pozos Ix-1EXP y Kan-1EXP se encuentran en aguas someras, el control de pozo se realizará mediante la construcción de un pozo de alivio para el escenario de reventón de pozo (Blow out) y considerando el tiempo necesario para la construcción del mismo.

Para la simulación de los escenarios de 19 y 20 (ver Tabla 9.41) de derrame de diésel en mar por colisión de embarcaciones, se consideró los siguiente:

- Liberación instantánea de diésel de 635m³ como resultado de una colisión entre un buque de suministro y la PAE para el pozo Ix-1EXP
- Liberación instantánea de diésel de 824m³ como resultado de una colisión entre un buque de suministro y la PAE para el pozo Kan-1EXP

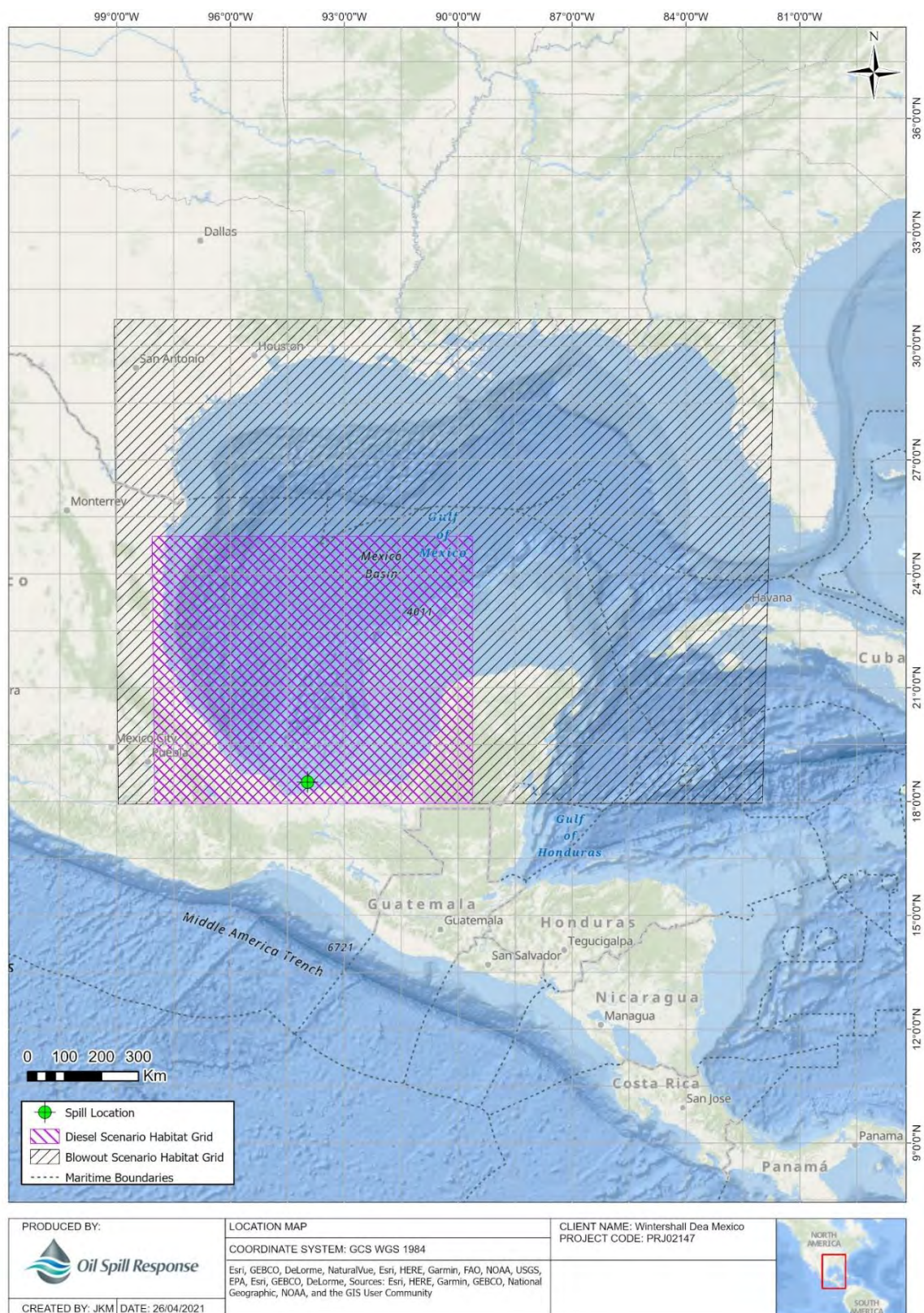
ORSL realizó la modelización del derrame de hidrocarburo utilizando el modelo de Contingencia y Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (OSCAR) de SINTEF. OSCAR es una herramienta de modelado en 3D utilizada para predecir el movimiento y destino del hidrocarburo en la superficie del mar y en toda la columna de agua. El objetivo de la modelación es presentar un análisis de un derrame de hidrocarburo en la superficie del mar y la costa mediante la creación de mapas espaciales de:

- Probabilidad: para estimar la probabilidad de que un área sea impactada
- Tiempo de llegada: para estimar qué tan rápido se podría afectar un área
- Espesor de la emulsión: para estimar la severidad del impacto en un área

Los datos detrás de estos mapas nos permiten responder las siguientes preguntas:

1. ¿Con qué rapidez podría llegar el petróleo a las costas cercanas y qué masa?
2. ¿Qué países tienen más probabilidades de verse afectados por un derrame de petróleo del pozo Kan-1EXP e Ix-1EXP?
3. ¿Qué áreas ambientalmente sensibles podrían verse afectadas por un derrame de petróleo del pozo Kan-1EXP e Ix-1EXP?

La Figura 9.12 muestra la cuadrícula generada para la simulación de los escenarios de derrame en mar, en color negro la cuadrícula para los escenarios de reventón de pozo, mientras que en color rosa la cuadrícula para los escenarios de pérdida de contención de diésel por colisión de embarcaciones.



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021/
 Informe de Modelado de derrames de petróleo para: lx-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Figura 9.12 Mapa mostrando la ubicación de la fuente del derrame

Configuración del modelo

Se ejecutaron seis simulaciones estocásticas para los escenarios de derrame en mar 17, 18, 19 y 20 (ver Tabla 9.41) para los pozos Kan-1EXP e Ix-1EXP, con un total de 240 trayectorias individuales procesadas para cada escenario para crear los resultados estocásticos. Para cada trayectoria individual que compone el estocástico todos los parámetros siguen siendo los mismos, excepto que comenzaron en una fecha de inicio diferente, de modo que cada derrame de petróleo se simuló utilizando una variedad de condiciones de viento y corriente. Se utilizaron cinco años de datos hidrodinámicos como datos de entrada del modelo. La Tabla 9.59 a continuación muestra la configuración para la simulación de escenarios de derrame.

Tabla 9.59 Resumen de la configuración estocástica para escenarios de derrames

Referencia del escenario	Escenario 17	Escenario 18	Escenario 19	Escenario 20
Descripción	Reventón de pozo Ix-1EXP	Reventón de pozo Kan-1EXP	Colisión de embarcación Ix-1EXP	Colisión de embarcación Kan-1EXP
Temporada/Período	Temporada anticiclónica (noviembre-febrero) Temporada seca (marzo-mayo) Temporada de lluvias (junio-octubre)	Temporada anticiclónica (noviembre-febrero) Temporada seca (marzo-mayo) Temporada de lluvias (junio-octubre)	Temporada anticiclónica (noviembre-febrero) Temporada seca (marzo-mayo) Temporada de lluvias (junio-octubre)	Temporada anticiclónica (noviembre-febrero) Temporada seca (marzo-mayo) Temporada de lluvias (junio-octubre)
Ubicación	18° 39' 35.19" N 093° 50' 45.48" W	18° 30' 42.408 N 093° 58' 14.613 W	18° 39' 35.19" N 093° 50' 45.48" W	18° 30' 42.408 N 093° 58' 14.613 W
Tasa de Derrame	87,000 bbls/día	60,000 bbls/día	635m³/hr	824m³/hr
Volumen Total Derramado	6,960,000 bbls	4,800,000 bbls	635m³	824m³
Masa Total del Derrame	994,701.9 MT	686,001.3 MT	551.6 MT	715.8 MT
Duración del Derrame	80 días	80 días	1 hora	1 hora
Duración Total de la Corrida	115 días	115 días	14 días	14 días
Profundidad del Derrame	105 m	50 m	0 m (superficie)	0 m (superficie)

Población más Cercana en la Costa	Sanchez Magallanes ~40km	Sanchez Magallanes ~26km	Sanchez Magallanes ~26km	Sanchez Magallanes ~26km
Número Total de Trayectorias	240	240	240	240
Tiempo Entre Trayectorias	Temporada anticiclónica = 2 días, 0 horas Temporada seca = 1 día, 13 horas Temporada de lluvias = 2 días, 13 horas	Temporada anticiclónica = 2 días, 0 horas Temporada seca = 1 día, 13 horas Temporada de lluvias = 2 días, 13 horas	Temporada anticiclónica = 2 días, 0 horas Temporada seca = 1 día, 13 horas Temporada de lluvias = 2 días, 13 horas	Temporada anticiclónica = 2 días, 0 horas Temporada seca = 1 día, 13 horas Temporada de lluvias = 2 días, 13 horas
Gravedad API	30.3	30.3	-	-
Gravedad específica	0.875	0.875	0.843	0.843
Viscosidad (cP)	23.0	23.0	3.9	3.9
Punto de fluidez (°C)	0.0	0.0	-36.0	-36.0
Cera (%)	3.93	3.93	0.05	0.05
Asfaltenos (%)	2.35	2.35	0.05	0.05
Díámetro del hueco (m)	0.2	0.2	n/a	n/a
Relación de gas a petróleo (GOR, Sm³/m³)	659	550	n/a	n/a

Densidad del gas (kg/Sm ³)	0.65	0.65	n/a	n/a
---	------	------	-----	-----

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021/ Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

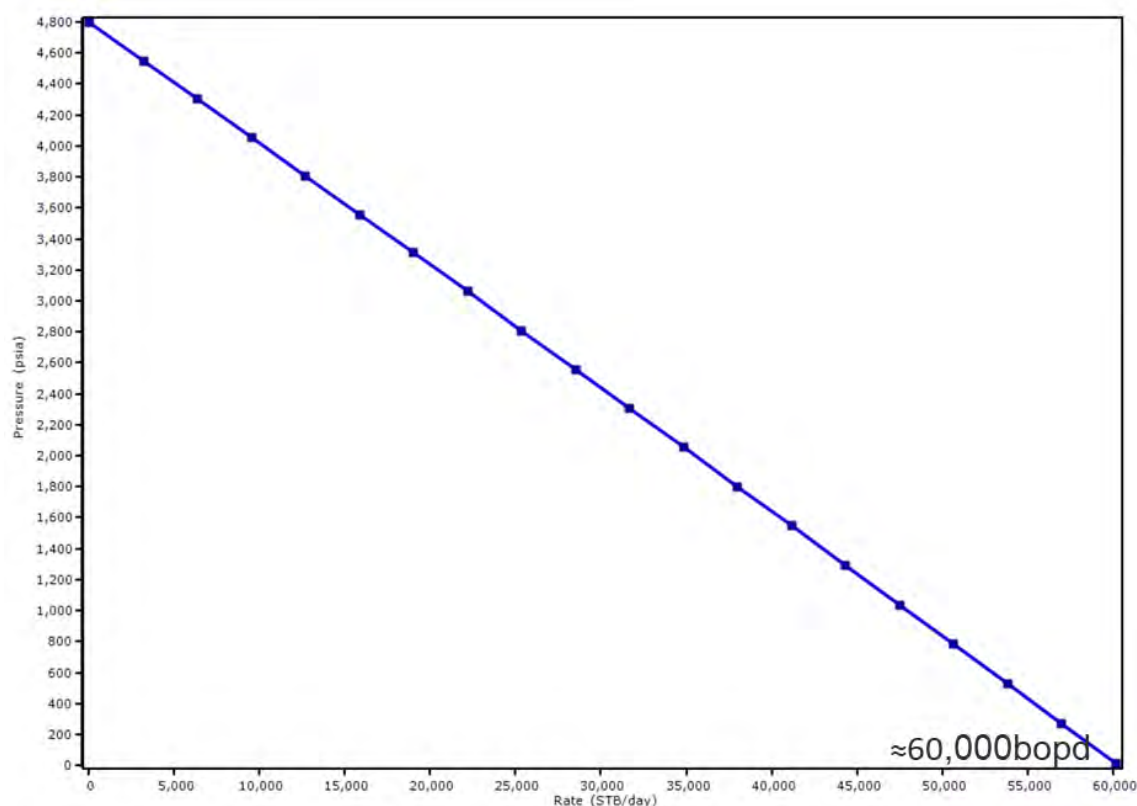
Estimación de flujo de descarga

Las simulaciones de reventón se realizaron con la relación de rendimiento de entrada (IPR) como condición de entrada y con la presión ambiente en la condición de salida. La gráfica IPR describe cómo aumenta la tasa de flujo conforme se reduce la presión desde el yacimiento. 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.

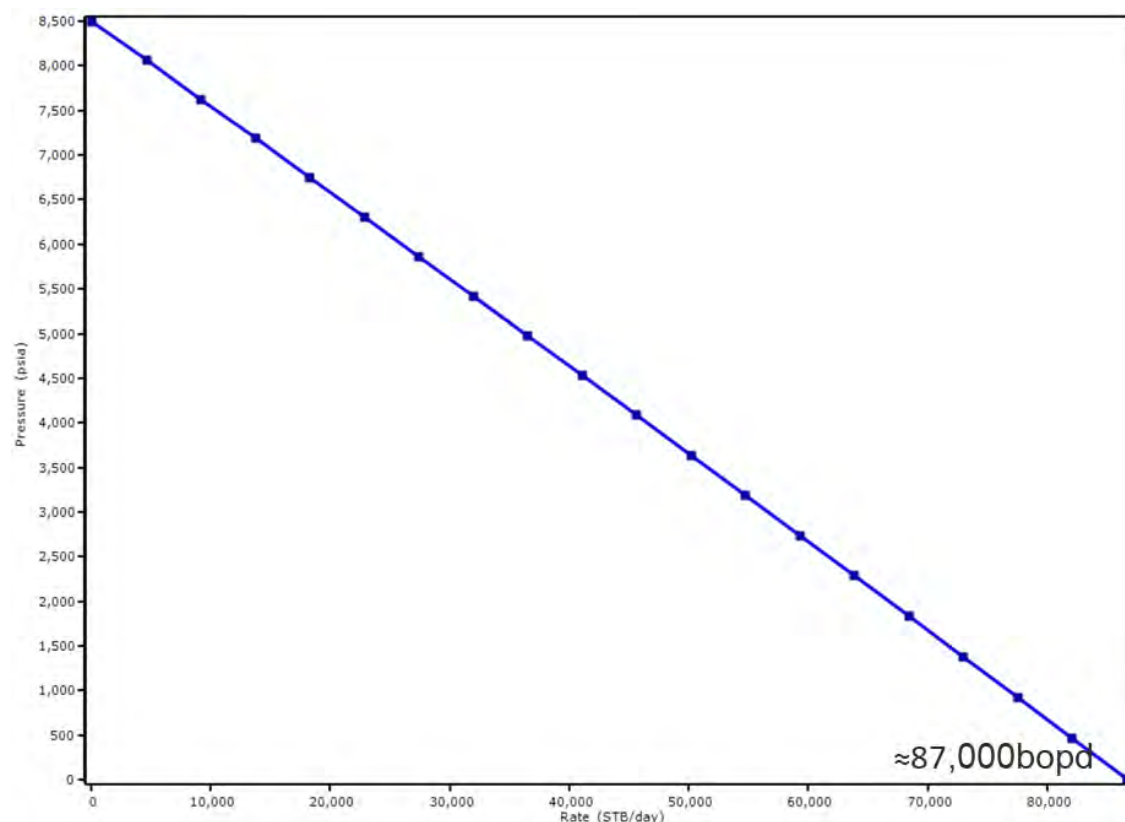
El flujo de descarga es dependiente de las características del yacimiento, así como de la tendencia del pozo a llenarse naturalmente, así como el tiempo que tarda la intervención en caso de un reventón de pozo.

La Figura 9.13, muestra el IPR resultante de la simulación para el cálculo del flujo de descarga del pozo Kan-1EXP que es de 60,000 bbls/día, por su parte, la Figura 9.14 muestra el flujo de descarga del pozo Ix-1EXP que es de 87,000 bbls/día.



Fuente: Wintershall Dea, 2021.

Figura 9.13 Estimación de flujo de descarga en Kan-1EXP



Fuente: Wintershall Dea, 2021.

Figura 9.14 Estimación de flujo de descarga en Ix-1EXP

Duración estimada del derrame

Las duraciones estimadas de los escenarios de simulación de derrames fueron establecidas tomando en cuenta varios factores críticos, siendo el principal la movilización de equipo específico. Otros factores críticos considerados 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.

El tiempo de movilización necesario para elegir la plataforma que perforará el pozo de alivio y prepararla para las operaciones se estima en 20 días, sobre la base del calendario operativo detallado a continuación.

Tiempo de movilización

El tiempo necesario para movilizar una unidad de perforación para una operación de pozo de alivio dependerá del estado operativo de las plataformas en la zona.

El plazo de movilización más rápido posible desde el momento en que se toma la decisión de perforar un pozo de alivio es el siguiente:

- Día 1-3: Transmisión de la solicitud y recepción de la información

- Día 4 -6: Preselección de equipos de perforación. Tomar la decisión, junto con las autoridades, en función de las especificaciones de la plataforma y del tiempo previsto para asegurar el pozo que se está perforando. Información al propietario de la plataforma (carta de intenciones).
- Día 7: El propietario de la plataforma seleccionada da la orden de desmovilización.
- Día 8-13: Desmovilización de la plataforma. Instalación del equipo de la empresa de servicios
- Día 14-15: Carga de la plataforma. Movilización del equipo de la empresa de servicios
- Día 16-17: Plataforma en tránsito.
- Día 18-19 Posicionamiento en la ubicación del pozo de alivio. Precarga de la plataforma.
- Día 20: Dispuesto para la perforación.

Posteriormente, la perforación del pozo de alivio antes de la intersección del pozo de reventón llevará el mismo tiempo que el pozo inicial, dado que la arquitectura del pozo es la misma y el impacto del cambio de trayectoria, hasta el punto de intersección, no añadirá tiempo adicional a las operaciones. Una vez que el pozo de alivio se encuentre en las proximidades del pozo reventado, se espera que las operaciones de alcance y localización, que pueden requerir varias pasadas antes de intersectar el pozo en cuestión, duren 5 días, basándose en los tiempos y en la experiencia de la industria en operaciones de pozos de socorro pertinentes. El siguiente paso será controlar el pozo de forma dinámica mediante el bombeo de fluido en el interior del pozo de alivio. Esta última fase de la operación dará lugar a un flujo multifásico de parámetros de flujo variables que se espera que dure hasta 10 días, de acuerdo con la experiencia de la industria, hasta que el pozo se controle y se selle preliminarmente con un tapón de cemento, antes de que se lleven a cabo las operaciones definitivas de taponamiento y abandono.

Para efectos de la modelación de derrame y la estimación del peor escenario, se toma la línea de tiempo para la perforación del pozo de alivio, como se muestra en la Tabla 9.60.

Tabla 9.60 Duración estimada para la perforación y el control de pozo por medio de un pozo de alivio

Acción Requerida	Tiempo en días
Movilización de la plataforma	20 días
Tiempo de perforación (intersección de 9-5/8", basado en el calendario de Kan-1)	45 días
Localización y alcance	5 días
Control de pozo (kill blowout)	10 días
Tiempo total	80

Fuente: Wintershall-Dea, 2021

Con la información anterior, OSRL simuló los escenarios de derrame para los pozos Kan-1EXP e Ix-1EXP, con una duración de 80 días hasta la perforación de un pozo de alivio.

Umbrales

Los umbrales definen el punto por debajo del cual los datos ya no son informativos. Por ejemplo, cuando el espesor de la emulsión superficial es inferior a 0,04 μm , el aceite ya no es visible a simple vista, por lo que puede considerarse insignificante para una respuesta. Los umbrales aplicados a este estudio se dan en la Tabla 9.61

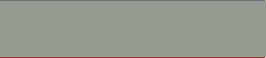
Tabla 9.61 Umbrales utilizados en la etapa de pos-procesamiento del modelado

Umbral	Valor	Descripción
Superficie	0.04 μm	El Código de Apariencia del Aceite del Acuerdo de Bonn (BAOAC) define cinco espesores de capa de aceite en función de sus efectos ópticos y colores reales. 0.04 μm es el espesor mínimo que se puede ver a simple vista.
Costa	0.1 litros/m ²	Umbral inferior para empetrolamiento ligero del documento de ITOPF "Reconocimiento de hidrocarburos en las costas".

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021/
Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

La clave de espesor utilizada en los mapas de espesor de la emulsión de superficie se deriva del Código de Apariencia de Aceite del Acuerdo de Bonn (Tabla 9.62).

Tabla 9.62 Clave utilizada en los mapas para el espesor de emulsión en la superficie del mar

Apariencia	Intervalo de espesor de la capa	Color
Brillo	0.04 μm - 0.3 μm	
Arco iris	0.3 μm - 5 μm	
Metálico	5 μm - 50 μm	
Color verdadero discontinuo	50 μm - 200 μm	
Color verdadero continuo	>200 μm	

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021/
Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

La clave de espesor utilizada en los mapas de la costa se deriva del Documento de información técnica (TIP) No. 6 de la ITOPF "Reconocimiento de hidrocarburos en las costas" (ITOPF, 2011b). La ITOPF considera que el empetrolamiento muy ligero es insignificante (ITOPF, 2011b); no se requiere una respuesta práctica para una costa muy poco contaminada, además de monitorear el derrame de petróleo.

Tabla 9.63 Código usado en espesor de mancha sobre la costa

Clasificación de contaminación	Concentración	Espesor	Color
Ligera	0.1 – 1 litros / m ²	0.1 mm – 1.0 mm	
Moderada	1 – 10 litros / m ²	1 mm – 10 mm	
Grave	>10 litros / m ²	> 10 mm	

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021/
Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Identificación del hidrocarburo

Para este estudio de modelado se seleccionaron aceites probados en laboratorio, con base en la información proporcionada por Wintershall DEA.

Las propiedades del aceite modelado y del diésel se muestran en la Tabla 9.64. La composición del hidrocarburo se puede consultar en la Tabla 9.18. La composición del diésel modelado se presenta en la Tabla 9.65.

Tabla 9.64 Propiedades del hidrocarburo modelado

Nombre	API	Gravedad Específica	Viscosidad (cP)	Punto de Fluidez ^{14*} (°C)	Contenido de Cera (%)	Asfaltenos(%)
Petróleo	30.3	0.875	23.0	0.0	3.93	2.35
Diésel	-	0.834	3.9	-36.0	0.05	0.05

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021/
Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Tabla 9.65 Composición del diesel

Componente	Porcentaje molar (%)
C1-C4 saturados	0.0291
C5 saturados	0.0464
C6-saturados	0.0943
Benceno	0.0157
C7- saturados	0.1520
C1-Benceno	0.0509

¹⁴ Debido a los algoritmos del modelo, el punto de fluidez es de menor importancia cuando se combina el aceite.

Componente	Porcentaje molar (%)
C8-saturados	0.2005
C2-Benceno	0.0548
C9- saturados	0.2232
C3-Benceno	2.0333
C10- saturados	3.2233
C4-benceno	0.1111
C11-C12 (total saturados + aromaticos)	17.1893
Fenoles	0.0274
Naftalenos	0.0409
C13-C14	8.1986
Naftalenos 2	24.7897
C15-C16	13.8317
PAH 1	0.5992
C17-C18	14.4217
C19-C20	9.4983
Material cromatográfico no resuelto	0.0568
C21-C25	4.7322
PAH 2	0.0000
C25+	0.0110

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021/
Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Resultados de las Modelaciones de Fuego y Explosión

Como resultado de la evaluación de consecuencias realizada para la determinación de zonas de daño a equipos, alto riesgo y amortiguamiento para dos pozos (Kan-1EXP e Ix-1EXP), se presentan los radios de las áreas de afectación por la generación de los escenarios, causados por un evento de Reventón de Pozo (Blow Out Superficial), indicados para el pozo Ix-1EXP en la Tabla 9.66, y para el pozo Kan-1EXP en la Tabla 9.67.

Las hojas de resultados para los escenarios de simulación pueden encontrarse en el **Anexo 9.10**.

Tabla 9.66 Radios potenciales de afectación - Ix-1EXP

No. Escenario	De	Descripción del escenario	Radios de afectación (m)					
			Radiación térmica			Ondas de sobrepresión		
			12.5 a 37.5 kW/m² a)	5.0 kW/m² b)	1.4 kW/m² c)	3 a 10 psi a)	1.0 psi b)	0.5 psi c)
1		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-01 / Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	22.0	53.8	N/A	N/A	N/A
2		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-02 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	5 m a 8.7 psi	106.1	194.8
3		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-03 / Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	34.2	83.2	N/A	N/A	N/A
4		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-04 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	5 m a 8.7 psi	128.6	236.1
5		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-05 / Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	40.8	110.2	N/A	N/A	N/A
6		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-06 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	10 m a 8.8 psi	181.4	333.1
7		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-07 / Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	55.1	137.7	N/A	N/A	N/A
8		Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-08 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	15 m a 8.8 psi	219.9	403.7

Notas:

a) Zona de alto riesgo por daño a equipos;

b) Zona de alto riesgo;

c) Zona de amortiguamiento;

N/A No aplica;

Los valores presentados para la zona de alto riesgo por daño a equipos son las distancias viento abajo de los máximos índices de radiación térmica y ondas de sobrepresión provenientes de los resultados obtenidos por el software, disponibles en el Anexo 9.10 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación.

Tabla 9.67 Radios potenciales de afectación - Kan-1EXP

No. De Escenario	Descripción del escenario	Radios de afectación (m)					
		Radiación térmica			Ondas de sobrepresión		
		12.5 a 37.5 kW/m² a)	5.0 kW/m² b)	1.4 kW/m² c)	3 a 10 psi a)	1.0 psi b)	0.5 psi c)
9	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-9 / Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	21.4	54.2	N/A	N/A	N/A
10	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-10 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	5 m a 8.7 psi	93.8	172.1
11	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-11 / Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	33.6	79.5	N/A	N/A	N/A
12	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-12 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	5 m a 8.7 psi	113.9	209.2
13	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-13 / Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	40.8	110.2	N/A	N/A	N/A
14	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-14 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	10 m a 8.8 psi	160.3	294.3
15	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-15 / Radiación - Dardo de fuego (Jet Fire)	N/O	57.1	138.7	N/A	N/A	N/A
16	Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-16 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	N/A	N/A	N/A	10 m para 8.7 psi	194.3	356.6

Notas:

a) Zona de alto riesgo por daño a equipos;

b) Zona de alto riesgo;

c) Zona de amortiguamiento;

N/A No aplica;

Los valores presentados para la zona de alto riesgo por daño a equipos son las distancias viento abajo de los máximos índices de radiación térmica y ondas de sobrepresión provenientes de los resultados obtenidos por el software, disponibles en el Anexo 9.10 Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación.

Resultados de las Modelaciones de Derrame de Hidrocarburo al Mar

A continuación, se presentan los resultados de la simulación de derrame de hidrocarburo en mar para los escenarios 17 y 18 (ver Tabla 9.41) de reventón de pozo (Blow out submarino) hasta la construcción de un pozo de alivio, así como los escenarios de derrame de diésel (19 y 20) que ocurre por una colisión de embarcaciones entre el buque de suministro y la PAE.

Escenario 17: Reventón de pozo (Blow out submarino) – Ix-1EXP-PC-17

Los resultados estocásticos para el escenario de reventón de pozo (Blow out submarino) se calcularon a partir de 240 trayectorias. El escenario implica la liberación de 1,305,000 barriles de petróleo durante 80 días (87,000 bbls / día) en el pozo Ix-1EXP y se realiza un seguimiento durante 35 días más. El escenario se modeló en tres estaciones: anticiclónica: noviembre a febrero, seca: marzo a mayo y lluviosa (húmeda): junio a octubre.

El análisis estadístico resultado de las simulaciones derrame de hidrocarburo en mar, se presentan en la Tabla 9.68.

Tabla 9.68 Análisis Estadístico de la simulación de derrame en mar – Ix-1EXP

Resumen de modelos de derrames de petróleo			
Escenario / descripción del derrame	Reventón de pozo (Blow out submarino) - Ix-1EXP-PC-17		
Cruce de la Mediana			
Línea mediana identificada	Probabilidad y tiempo más corto para alcanzar la mediana		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
Cuba	n/a	n/a	1%
	n/a	n/a	98 días, 6 hrs
México	Derrame se origina en aguas mexicanas		
	(100%, 0 hours, 0 días)		
Estados Unidos	64%	75%	25%
	36 días, 15 hrs	27 días, 18 hrs	42 días, 21 hrs
Llegada a la costa			
Costa identificada	Probabilidad y tiempo más corto de llegada a la costa		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
México	100%	100%	100%
	0 días, 21 hrs	1 día, 5 hrs	0 días, 17 hrs
Estados Unidos	16%	27%	n/a
	48 días, 14 hrs	29 días, 22 hrs	n/a

Volumen máximo en la costa

Masa de aceite en la costa	75,943 MT	90,487 MT	69,682 MT
Volumen¹⁵ de aceite en la costa	86,792 m ³	103,414 m ³	79,637 m ³
Contenido de Agua	68%	68%	68%
Volumen de la emulsión en la costa	271,225 m ³	323,168 m ³	248,864 m ³

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021.
OSRL

Los resultados de la trayectoria se generan mediante la simulación de un único escenario de derrame en condiciones específicas en una fecha determinada. Para la selección del peor escenario, se tomaron en cuenta las trayectorias simuladas en tres estaciones: anticiclónica (noviembre a febrero), seca (marzo a mayo) y lluviosa (junio a octubre). Se selecciona la "trayectoria del peor escenario" de cada conjunto de trayectorias que componen las figuras estocásticas, para investigar el destino y el comportamiento del petróleo durante la simulación con más detalle.

Las trayectorias del "peor escenario" se definen como:

- La trayectoria que da como resultado la mayor cantidad de petróleo en la costa
- La trayectoria que da como resultado el petróleo con menor tiempo de llegada a la costa

Las trayectorias del peor escenario seleccionadas para el pozo Ix-1EXP se dan en la Tabla 9.69 y los principales resultados se resumen en la Tabla 9.70.

Tabla 9.69 Trayectorias del “peor escenario” para el reventón el pozo Ix-1EXP

Temporada	Peor caso	Número de la trayectoria	Fecha del comienzo de la simulación [UTC]
Seca: marzo a mayo	Mayor cantidad de petróleo en la costa	3	04-Marzo-2009 01:00
Anticiclónica: noviembre a febrero	Menor tiempo de llegada a la costa	176	19-October-2011 05:00

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021.
OSRL

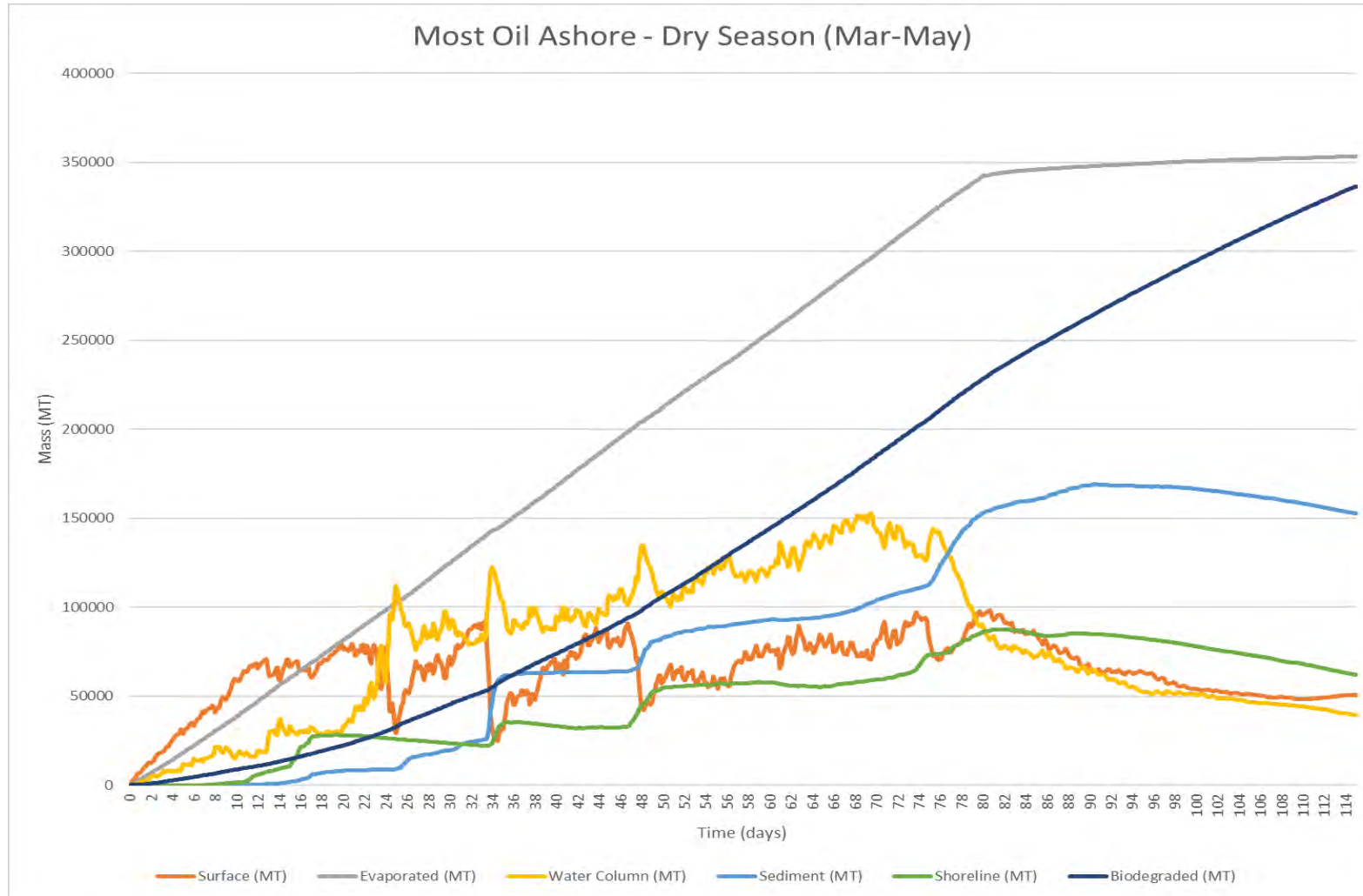
¹⁵ OSCAR no proporciona el volumen de petróleo en tierra solo la masa. Para convertir de masa a volumen, asumimos que la densidad del petróleo derramado es constante y la misma que la del producto de origen (por ejemplo, 0,843). La densidad del derrame será diferente a lo largo del tiempo y el espacio, pero el modelo no puede capturar esta compleja interacción. Por lo tanto, las estimaciones de volumen presentadas en este informe deben tratarse como aproximadas.

Tabla 9.70 Resultados clave del escenario de reventón de pozo Ix-1EXP

Mayor cantidad de petróleo en la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Ix-1EXP
	Masa total en la costa	90,487 MT
Primer impacto en la costa		7 días, 6 horas
Menor tiempo de llegada a la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Ix-1EXP
	Masa total en la costa	40,830 MT
Primer impacto en la costa		0 días, 17 horas

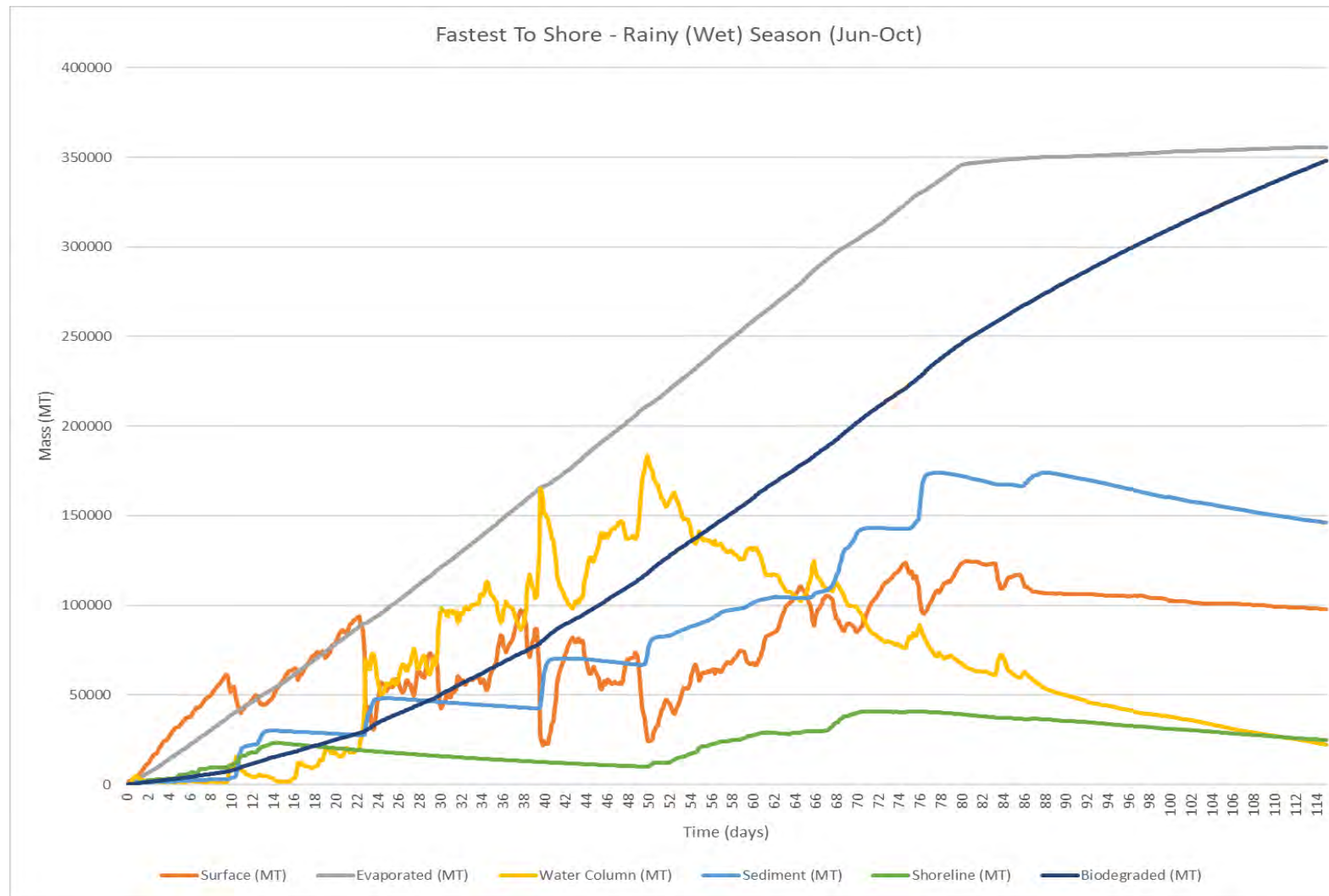
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Las trayectorias del peor escenario permiten una investigación adicional sobre el destino y el comportamiento del petróleo. El balance de masa se puede analizar y se puede comprender mejor la probabilidad del impacto del petróleo. El balance de masa para mayor cantidad de petróleo en la costa se presenta en la Figura 9.15, mientras que el balance de masa para el tiempo más corto de llegada a la costa se presenta en la Figura 9.17.



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Figura 9.15 Balance de masa: mayor cantidad de petróleo en la costa – Ix-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Figura 9.16 Balance de masa: tiempo más corto de llegada a la costa – Ix-1EXP

Escenario 18: Reventón de pozo (Blow out submarino) – Kan-1EXP-PC-18

Los resultados estocásticos para el escenario de explosión del pozo se calcularon a partir de 240 trayectorias. El escenario implica la liberación de 4,8 millones de barriles de petróleo durante 80 días (60.000 bbls / día) en el pozo Kan-1EXP y se realiza un seguimiento durante 35 días más. El escenario se modeló en tres estaciones: anticiclónica: noviembre a febrero, seca: marzo a mayo y lluviosa (húmeda): junio a octubre.

El análisis estadístico resultado de las simulaciones derrame de hidrocarburo en mar, se presentan en la Tabla 9.71

Tabla 9.71 Análisis Estadístico de la simulación de derrame en mar – Kan-1EXP

Resumen de modelos de derrames de petróleo			
Escenario / descripción del derrame	Reventón de pozo (Blow out submarino) - Kan-1EXP-PC-18		
Cruce de la Mediana			
Línea mediana identificada	Probabilidad y tiempo más corto para alcanzar la mediana		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
Cuba	n/a	n/a	10%
	n/a	n/a	81 días, 0 horas
México	Derrame se origina en aguas mexicanas		
	(100%, 0 horas, 0 días)		
Estados Unidos	24%	40%	30%
	39 días, 6 horas	69 días, 3 horas	31 días, 15 horas
Llegada a la costa			
Costa identificada	Probabilidad y tiempo más corto de llegada a la costa		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
México	100%	100%	100%
	0 días, 14 horas	0 días, 17 horas	0 días, 18 horas
Estados Unidos	2%	n/a	n/a
	82 días, 21 horas	n/a	n/a
Volumen máximo en la costa			
Masa de aceite en la costa	64,269 MT	76,5560MT	70,515 MT

Volumen¹⁶ de aceite en la costa	73,450 m ³	87,493 m ³	80,589 m ³
Contenido de Agua	68%	68%	68%
Volumen de la emulsión en la costa	229,532 m ³	273,414 m ³	251,839 m ³

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Los resultados de la trayectoria se generan mediante la simulación de un único escenario de derrame en condiciones específicas en una fecha determinada. Para la selección del peor escenario, se tomaron en cuenta las trayectorias simuladas en tres estaciones: anticiclónica (noviembre a febrero), seca (marzo a mayo) y lluviosa (junio a octubre). Se selecciona la "trayectoria del peor escenario" de cada conjunto de trayectorias que componen las figuras estocásticas, para investigar el destino y el comportamiento del petróleo durante la simulación con más detalle.

Las trayectorias del "peor escenario" se definen como:

- La trayectoria que da como resultado la mayor cantidad de petróleo en la costa
- La trayectoria que da como resultado el petróleo con menor tiempo de llegada a la costa

Las trayectorias del peor escenario seleccionadas para el pozo Kan-1EXP se dan en la Tabla 9.72 y los principales resultados se resumen en la Tabla 9.73.

Tabla 9.72 Trayectorias del “peor escenario” para el reventón el pozo Kan-1EXP

Temporada	Peor caso	Número de la trayectoria	Fecha del comienzo de la simulación [UTC]
Seca: marzo a mayo	Mayor cantidad de petróleo en la costa	217	26-de Abril-2013 05:00
Anticiclónica: noviembre a febrero	Menor tiempo de llegada a la costa	206	20-de Diciembre-2012 23:00

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

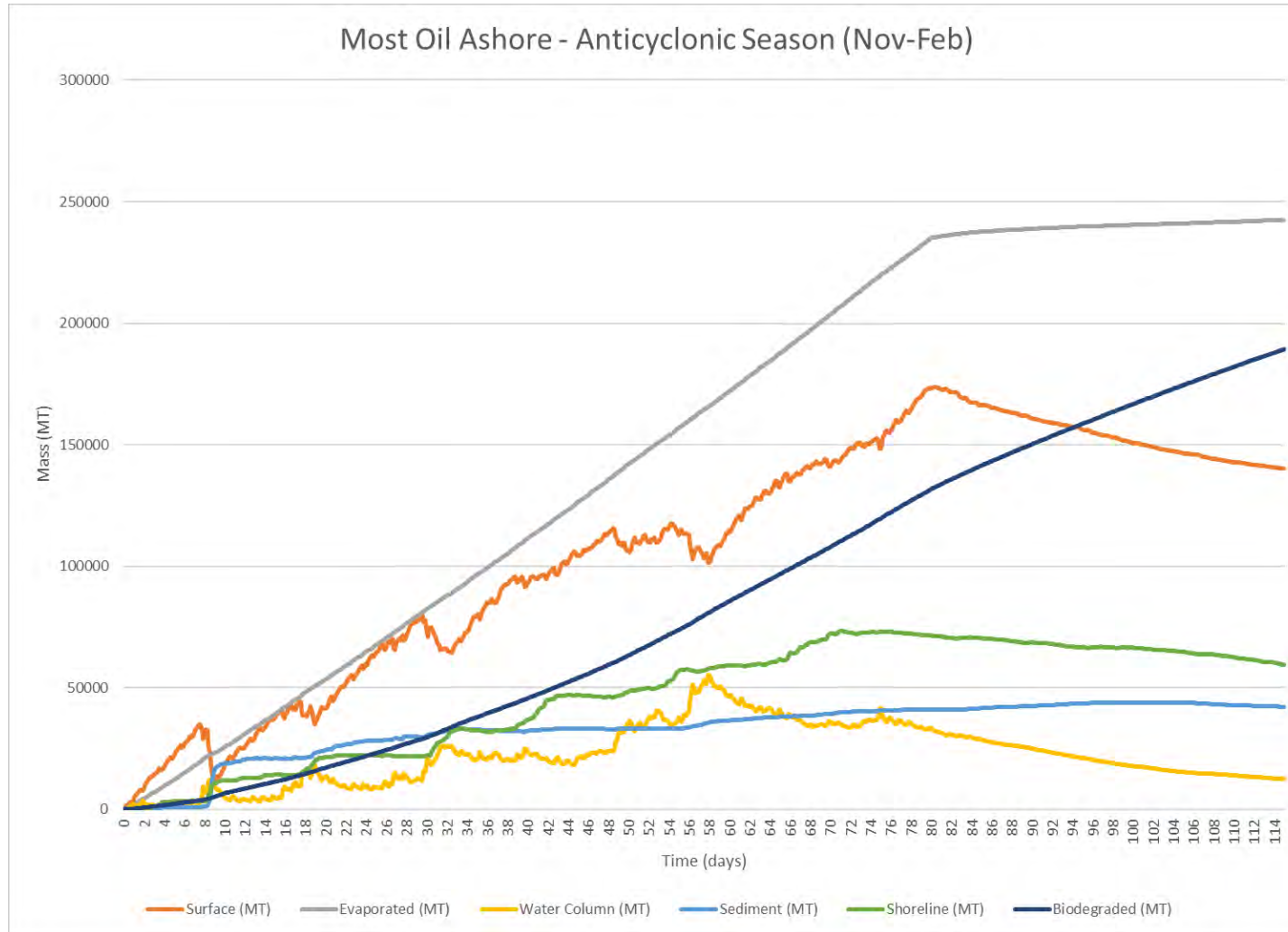
¹⁶ OSCAR no proporciona el volumen de petróleo en tierra solo la masa. Para convertir de masa a volumen, asumimos que la densidad del petróleo derramado es constante y la misma que la del producto de origen (por ejemplo, 0,843). La densidad del derrame será diferente a lo largo del tiempo y el espacio, pero el modelo no puede capturar esta compleja interacción. Por lo tanto, las estimaciones de volumen presentadas en este informe deben tratarse como aproximadas.

Tabla 9.73 Resultados clave del escenario de reventón de pozo Kan-1EXP

Mayor cantidad de petróleo en la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Kan-1EXP
	Masa total en la costa	73,320 MT
Primer impacto en la costa		1 día, 21 horas
Menor tiempo de llegada a la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Kan-1EXP
	Masa total en la costa	48,080 MT
Primer impacto en la costa		0 días, 14 horas

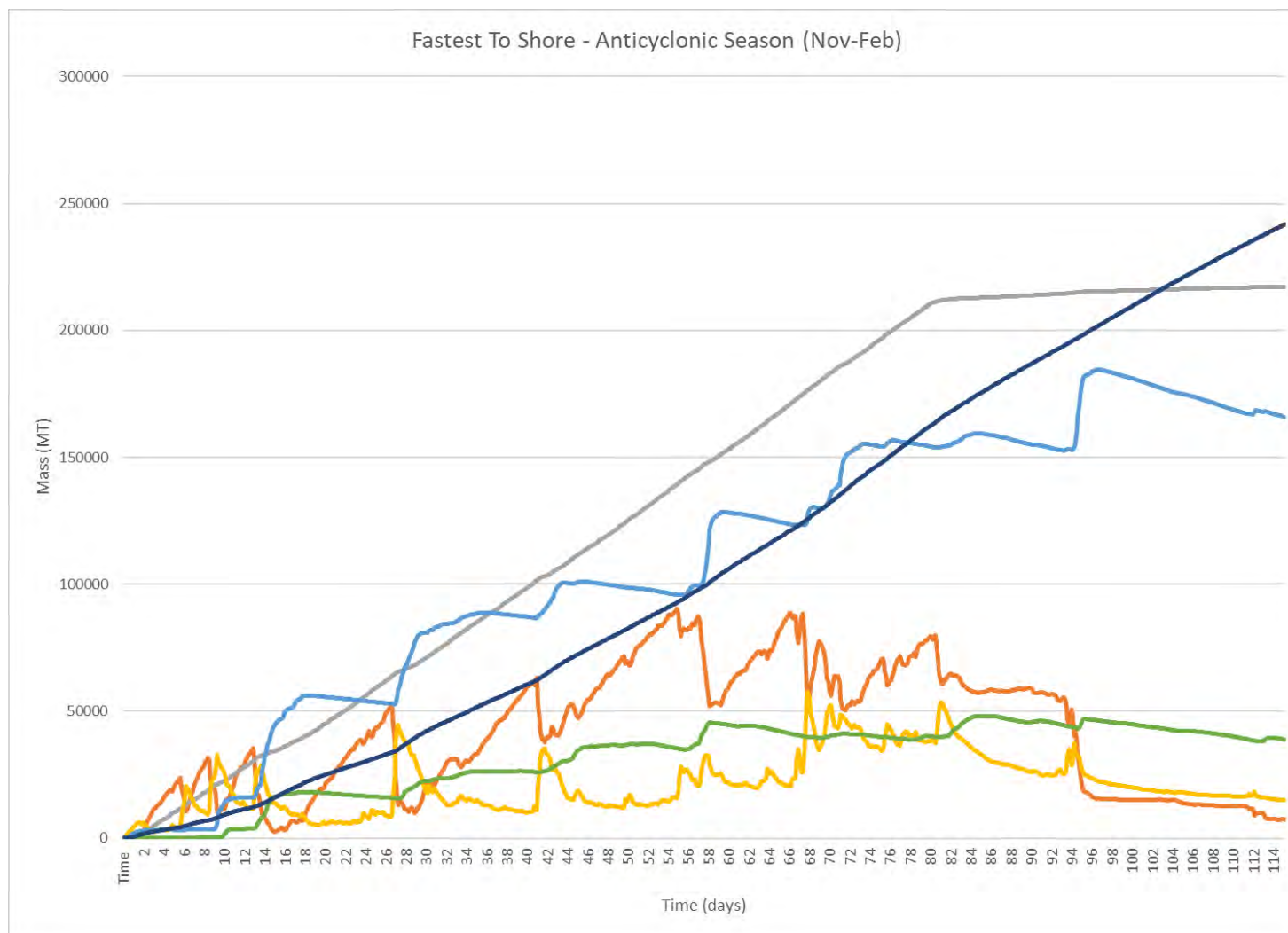
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Las trayectorias del peor escenario permiten una investigación adicional sobre el destino y el comportamiento del petróleo. El balance de masa se puede analizar y se puede comprender mejor la probabilidad del impacto del petróleo. El balance de masa para mayor cantidad de petróleo en la costa se presenta en la Figura 9.17, mientras que el balance de masa para el tiempo más corto de llegada a la costa se presenta en la Figura 9.18



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.17 Balance de masa: mayor cantidad de petróleo en la costa – Kan-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.18 Balance de masa: tiempo más corto de llegada a la costa – Kan-1EXP

Escenario 19: Colisión de embarcación - Ix-1EXP-PC-19

Los resultados estocásticos para el escenario de derrame de diésel se calcularon a partir de 240 trayectorias. El escenario implica la liberación instantánea de 635m³ de diésel y se realiza un seguimiento durante 14 días más. El escenario se modeló en tres estaciones: anticiclónica: noviembre a febrero, seca: marzo a mayo y lluviosa (húmeda): junio a octubre. El análisis estadístico resultado de las simulaciones derrame de diésel en mar, se presentan en la Tabla 9.74.

Tabla 9.74 Análisis Estadístico de la simulación de derrame de diésel– Ix-1EXP

Resumen de modelos de derrames de petróleo			
Escenario / descripción del derrame	Colisión de embarcación- Ix-1EXP-PC-19		
Cruce de la Mediana			
Línea mediana identificada	Probabilidad y tiempo más corto para alcanzar la mediana		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
México	Derrame se origina en aguas mexicanas		
	(100%, 0 hrs, 0 días)		
Llegada a la costa			
Costa identificada	Probabilidad y tiempo más corto de llegada a la costa		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
México	32%	42%	47%
	0 días, 22 hrs	1 día, 2 hrs	0 días, 23 hrs
Volumen máximo en la costa			
Masa de aceite en la costa	326 MT	314 MT	385 MT
Volumen ¹⁷ de aceite en la costa	387 m³	372 m³	457 m³
Contenido de Agua	1%	1%	1%
Volumen de la emulsión en la costa	391 m³	376 m³	461 m³

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021.
OSRL

¹⁷ OSCAR no proporciona el volumen de petróleo en tierra solo la masa. Para convertir de masa a volumen, asumimos que la densidad del petróleo derramado es constante y la misma que la del producto de origen (por ejemplo, 0,843). La densidad del derrame será diferente a lo largo del tiempo y el espacio, pero el modelo no puede capturar esta compleja interacción. Por lo tanto, las estimaciones de volumen presentadas en este informe deben tratarse como aproximadas.

Los resultados de la trayectoria se generan mediante la simulación de un único escenario de derrame en condiciones específicas en una fecha determinada. Para la selección del peor escenario, se tomaron en cuenta las trayectorias simuladas en tres estaciones: anticiclónica (noviembre a febrero), seca (marzo a mayo) y lluviosa (junio a octubre). Se selecciona la "trayectoria del peor escenario" de cada conjunto de trayectorias que componen las figuras estocásticas, para investigar el destino y el comportamiento del diésel durante la simulación con más detalle.

Las trayectorias del "peor escenario" se definen como:

- La trayectoria que da como resultado la mayor cantidad de diésel en la costa
- La trayectoria que da como resultado el diésel con menor tiempo de llegada a la costa

Las trayectorias seleccionadas para el escenario de derrame de diésel por colisión de embarcaciones para el pozo Ix-1EXP se dan en la Tabla 9.75 y los principales resultados se resumen en la Tabla 9.76.

Tabla 9.75 Trayectorias del “peor escenario” para derrame de diésel - Ix-1EXP

Temporada	Peor caso	Número de la trayectoria	Fecha del comienzo de la simulación [UTC]
Húmeda: Junio-Octubre	Mayor cantidad de diésel en la costa	220	08-Septiembre-2013 10:00
Anticiclónica: Noviembre- Febrero	Menor tiempo de llegada a la costa	179	25-Febrero-2012 23:00

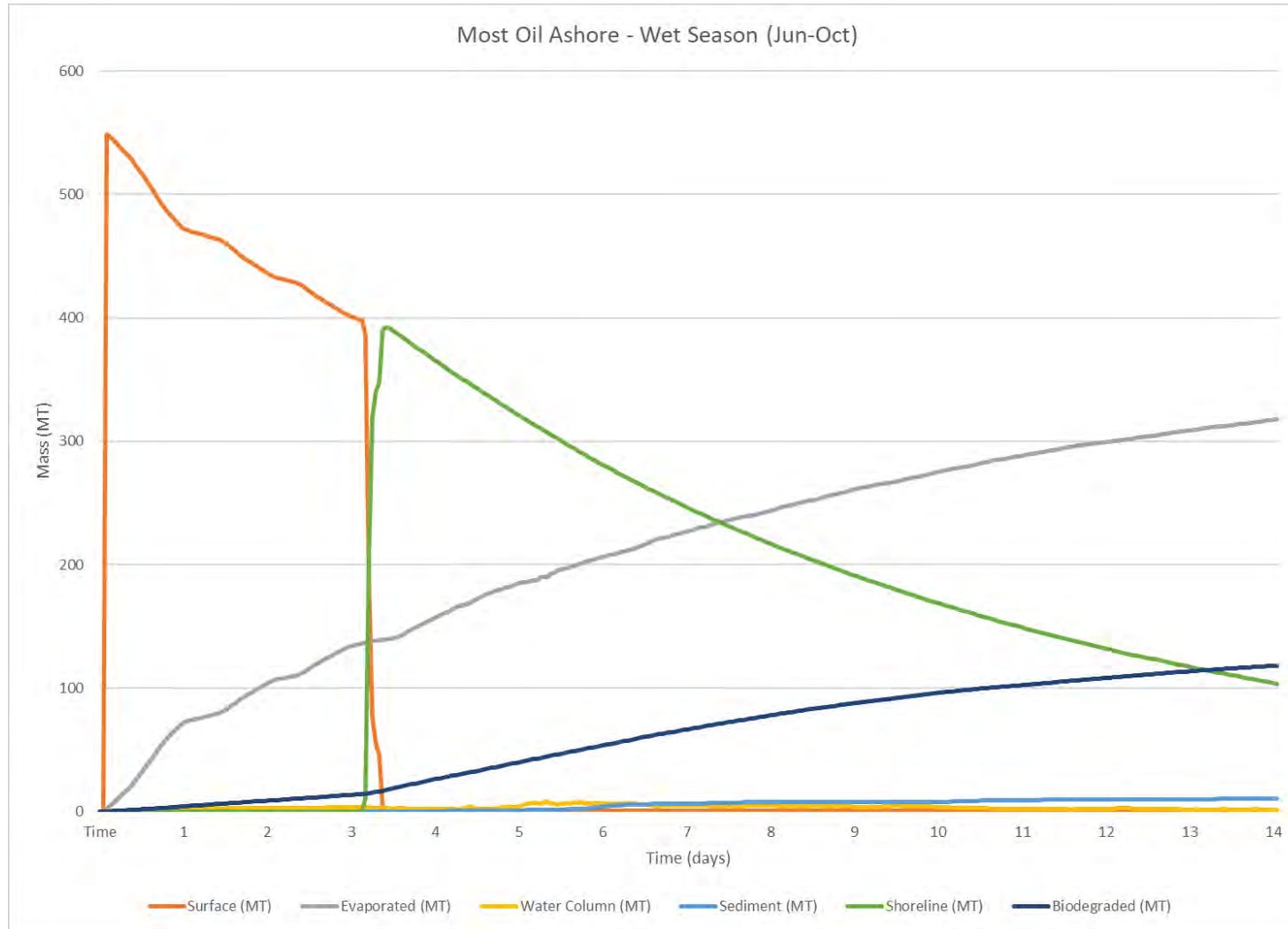
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Tabla 9.76 Resultados clave del escenario de derrame de diésel Ix-1EXP

Mayor cantidad de petróleo en la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Ix-1EXP
	Masa total en la costa	392.2 MT
Primer impacto en la costa		3 días, 19 hrs
Menor tiempo de llegada a la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Ix-1EXP
	Masa total en la costa	<1 MT
Primer impacto en la costa		1 día, 0 hrs

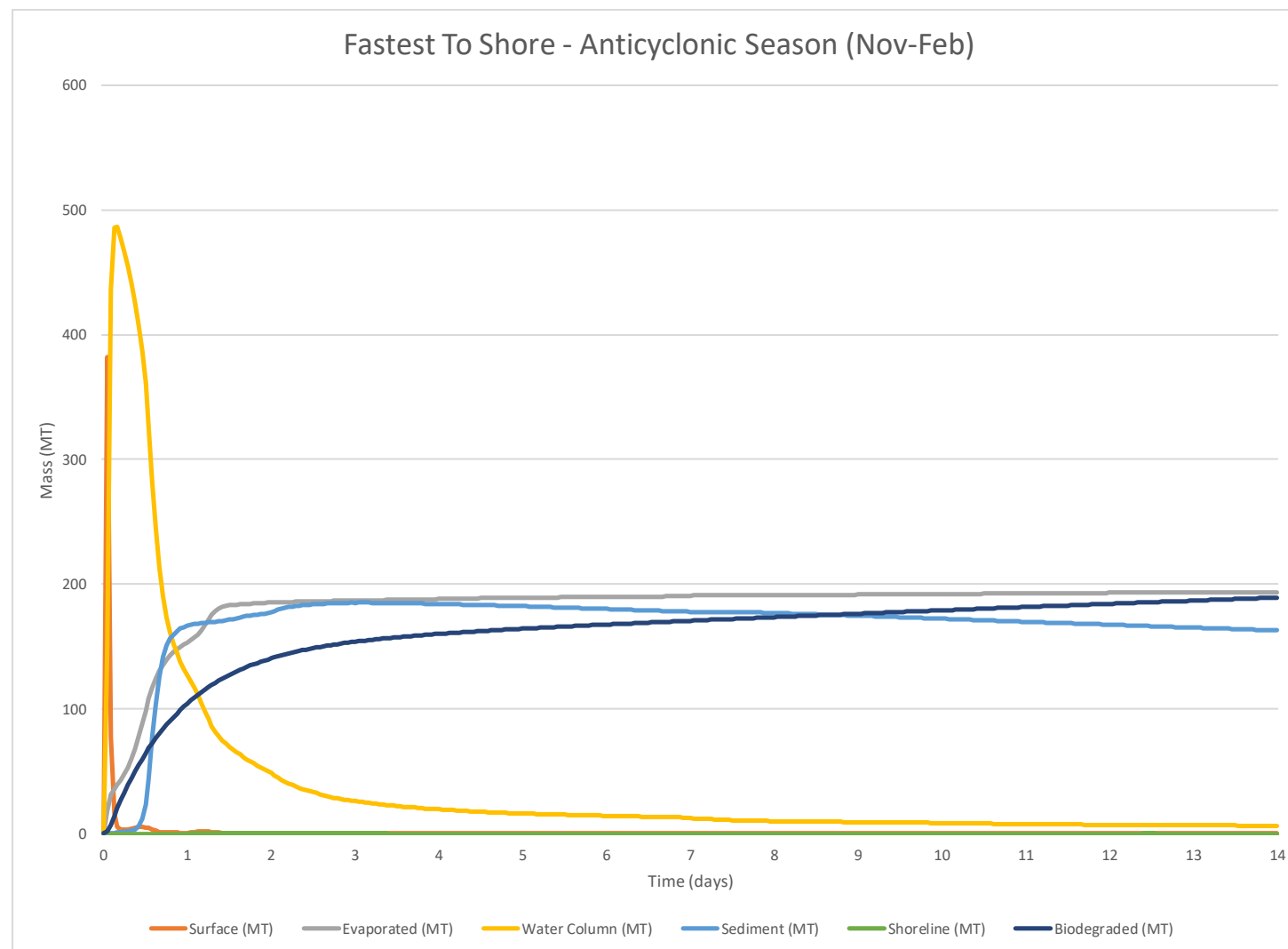
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Las trayectorias del peor escenario permiten una investigación adicional sobre el destino y el comportamiento del diésel. El balance de masa se puede analizar y se puede comprender mejor la probabilidad del impacto del diésel. El balance de masa para mayor cantidad de diésel en la costa se presenta en la Figura 9.19, mientras que el balance de masa para el tiempo más corto de llegada a la costa se presenta en la Figura 9.20.



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Figura 9.19 Balance de masa: mayor cantidad de diésel en la costa – Ix-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021. OSRL

Figura 9.20 Balance de masa: tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Ix-1EXP

Escenario 20: Colisión de embarcación - Kan-1EXP-PC-20

Los resultados estocásticos para el escenario de derrame de diésel se calcularon a partir de 240 trayectorias. El escenario implica la liberación instantánea de 824m³ de diésel y se realiza un seguimiento durante 14 días más. El escenario se modeló en tres estaciones: anticiclónica: noviembre a febrero, seca: marzo a mayo y lluviosa (húmeda): junio a octubre. El análisis estadístico resultado de las simulaciones derrame de diésel en mar, se presentan en la Tabla 9.77.

Tabla 9.77 Análisis Estadístico de la simulación de derrame de diésel– Kan-1EXP

Resumen de modelos de derrames de petróleo			
Escenario / descripción del derrame	Colisión de embarcación- Kan-1EXP-PC-20		
Cruce de la Mediana			
Línea mediana identificada	Probabilidad y tiempo más corto para alcanzar la mediana		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
México	Derrame se origina en aguas mexicanas		
	(100%, 0 hrs, 0 días)		
Llegada a la costa			
Costa identificada	Probabilidad y tiempo más corto de llegada a la costa		
	Nov-Feb	Mar-May	Jun-Oct
México	64%	73%	81%
	0 días, 15 horas	0 días, 15 horas	0 días, 14 horas
Volumen máximo en la costa			
Masa de aceite en la costa	493 MT	520 MT	511 MT
Volumen ¹⁸ de aceite en la costa	585 m³	617 m³	606 m³
Contenido de Agua	0%	0%	0%
Volumen de la emulsión en la costa	585 m³	617 m³	606 m³

Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

¹⁸ OSCAR no proporciona el volumen de petróleo en tierra solo la masa. Para convertir de masa a volumen, asumimos que la densidad del petróleo derramado es constante y la misma que la del producto de origen (por ejemplo, 0,843). La densidad del derrame será diferente a lo largo del tiempo y el espacio, pero el modelo no puede capturar esta compleja interacción. Por lo tanto, las estimaciones de volumen presentadas en este informe deben tratarse como aproximadas.

Los resultados de la trayectoria se generan mediante la simulación de un único escenario de derrame en condiciones específicas en una fecha determinada. Para la selección del peor escenario, se tomaron en cuenta las trayectorias simuladas en tres estaciones: anticiclónica (noviembre a febrero), seca (marzo a mayo) y lluviosa (junio a octubre). Se selecciona la "trayectoria del peor escenario" de cada conjunto de trayectorias que componen las figuras estocásticas, para investigar el destino y el comportamiento del diésel durante la simulación con más detalle.

Las trayectorias del "peor escenario" se definen como:

- La trayectoria que da como resultado la mayor cantidad de diésel en la costa
- La trayectoria que da como resultado el diésel con menor tiempo de llegada a la costa

Las trayectorias seleccionadas para el escenario de derrame de diésel por colisión de embarcaciones para el pozo Kan-1EXP se dan en la Tabla 9.78 y los principales resultados se resumen en la Tabla 9.79.

Tabla 9.78 Trayectorias del “peor escenario” para derrame de diésel - Kan-1EXP

Temporada	Peor caso	Número de la trayectoria	Fecha del comienzo de la simulación [UTC]
Seca: marzo a mayo	Mayor cantidad de diésel en la costa	11	16-de Marzo-2010 07:00
Anticiclónica: noviembre a febrero	Menor tiempo de llegada a la costa	76	30-de Noviembre-2010 23:00

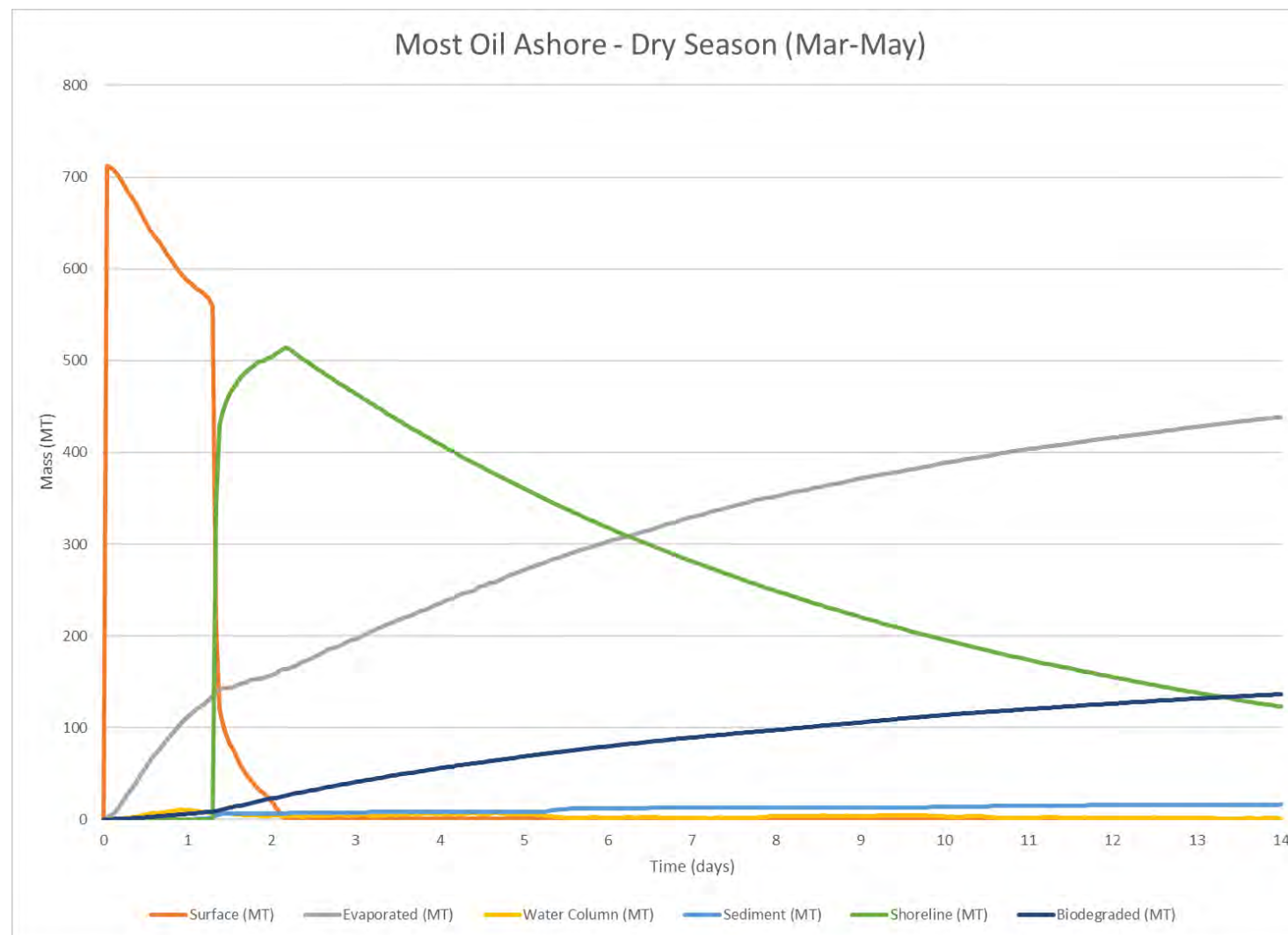
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Tabla 9.79 Resultados clave del escenario de derrame de diésel Kan-1EXP

Mayor cantidad de petróleo en la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Kan-1EXP
	Masa total en la costa	514.6 MT
Primer impacto en la costa		1 día, 6 horas
Menor tiempo de llegada a la costa		
Configuración del modelo	Ubicación del derrame	Pozo Kan-1EXP
	Masa total en la costa	12.74 MT
Primer impacto en la costa		0 días, 14 horas

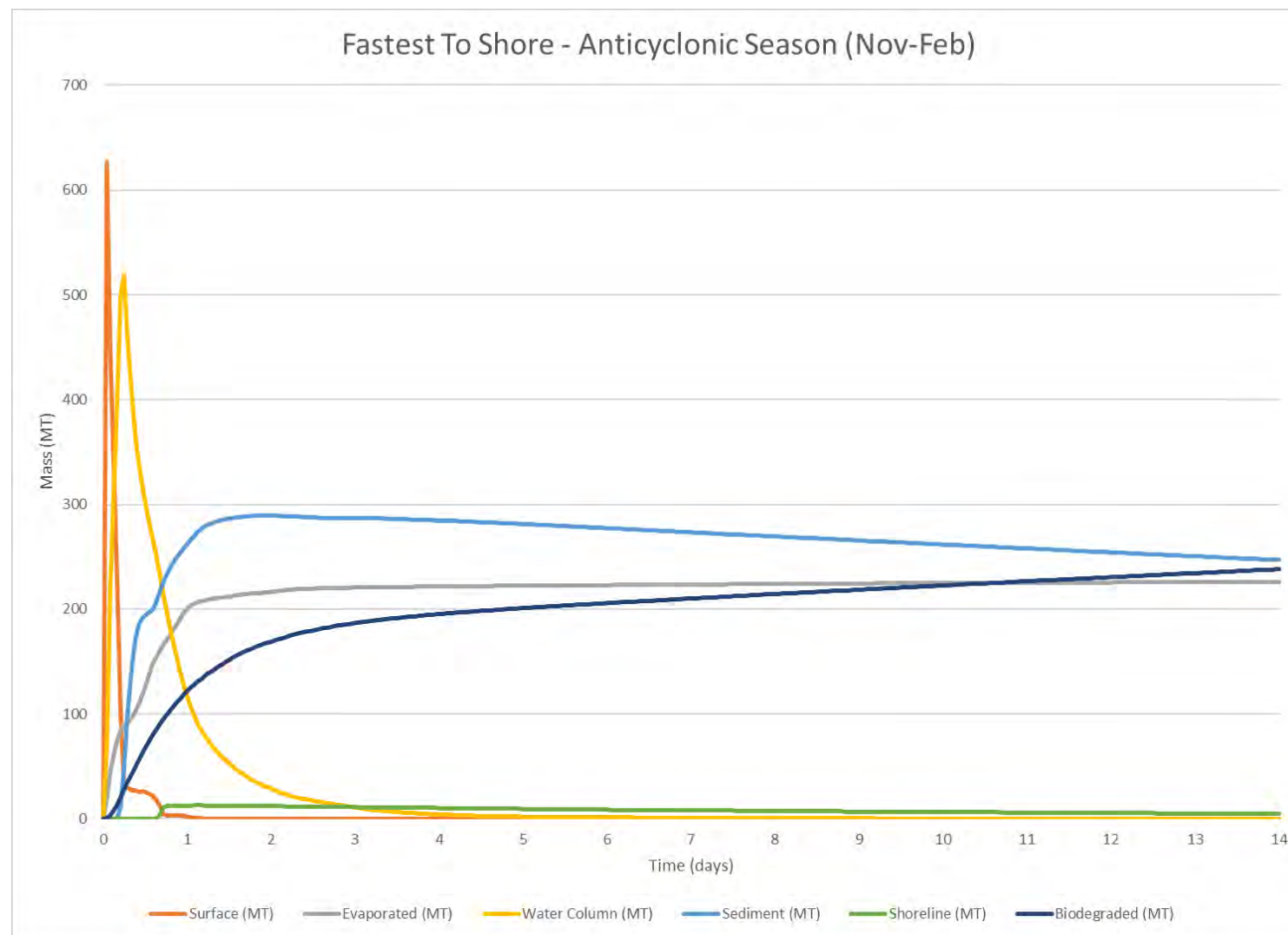
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Las trayectorias del peor escenario permiten una investigación adicional sobre el destino y el comportamiento del diésel. El balance de masa se puede analizar y se puede comprender mejor la probabilidad del impacto del diésel. El balance de masa para mayor cantidad de diésel en la costa se presenta en la Figura 9.21, mientras que el balance de masa para el tiempo más corto de llegada a la costa se presenta en la Figura 9.22.



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.21 Balance de masa: mayor cantidad de diésel en la costa – Kan-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.22 Balance de masa: tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Kan-1EXP

9.5 Representación en Planos de los Radios Potenciales de Afectación

9.5.1 Planos de afectación de los escenarios de fuego y explosión

En esta sección se presentan los radios de afectación de las simulaciones de fuego y explosión de los escenarios con mayores radios de afectación para los Casos Más Probables (CMP) y los Peores Casos (PC).

Pozo lx-1EXP

De acuerdo con los resultados de las modelaciones de fuego y explosión que se presentaron en la Tabla 9.66, los peores radios de afectación para el pozo lx-1EXP son los siguientes:

- CMP: Escenario 3 (radiación) y Escenario 4 (explosión)
- PC: Escenarios 7 (radiación) y Escenario 8 (explosión)

De la Figura 9.23 a la Figura 9.26 se presentan los radios de afectación para el Pozo lx-1EXP.

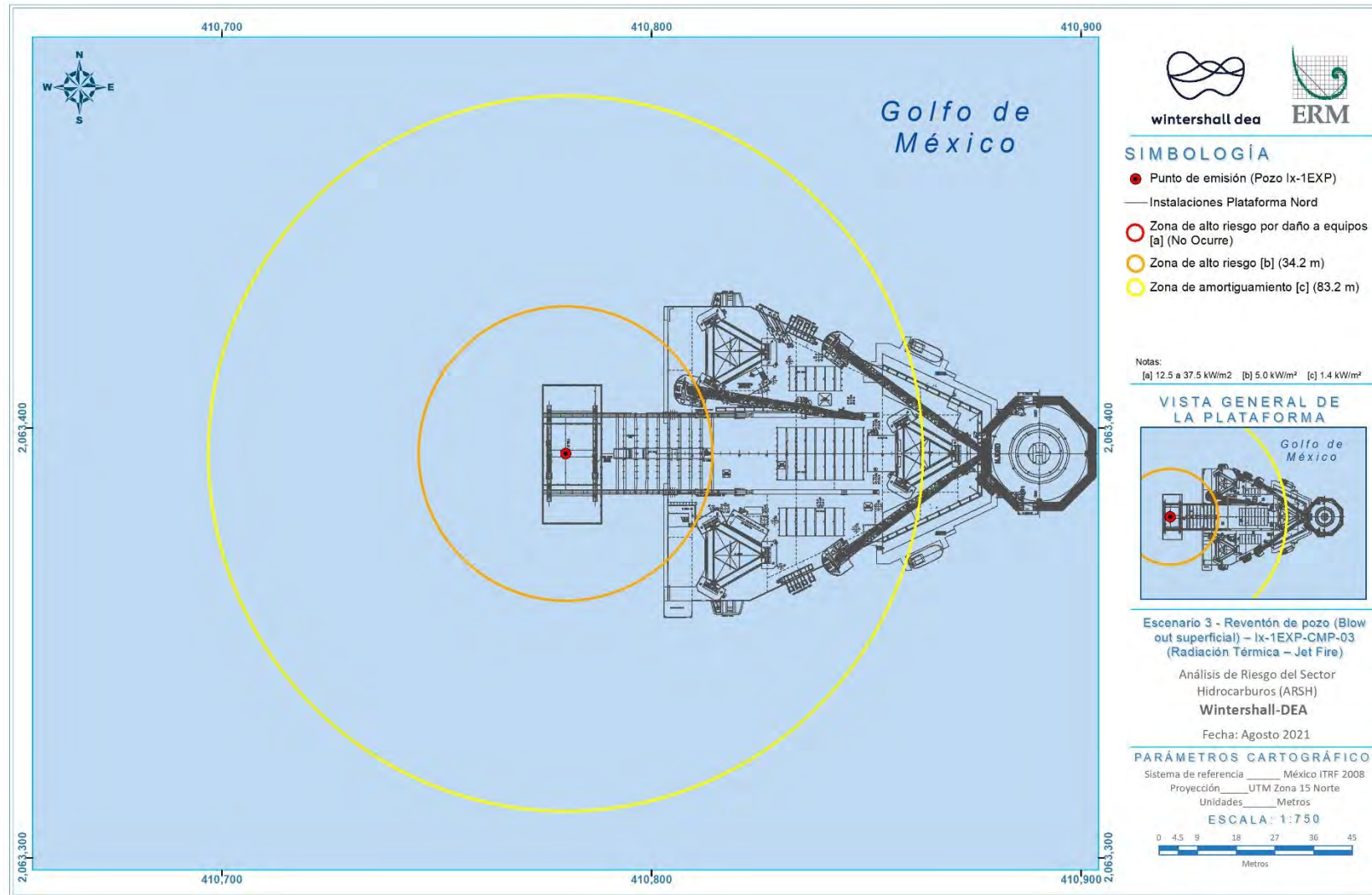
Pozo Kan-1EXP

De acuerdo con los resultados de las modelaciones de fuego y explosión que se presentaron en la Tabla 9.66, los peores radios de afectación para el pozo lx-1EXP son los siguientes:

- CMP: Escenario 11 (radiación) y Escenario12 (explosión)
- PC: Escenarios 15 (radiación) y Escenario 16 (explosión)

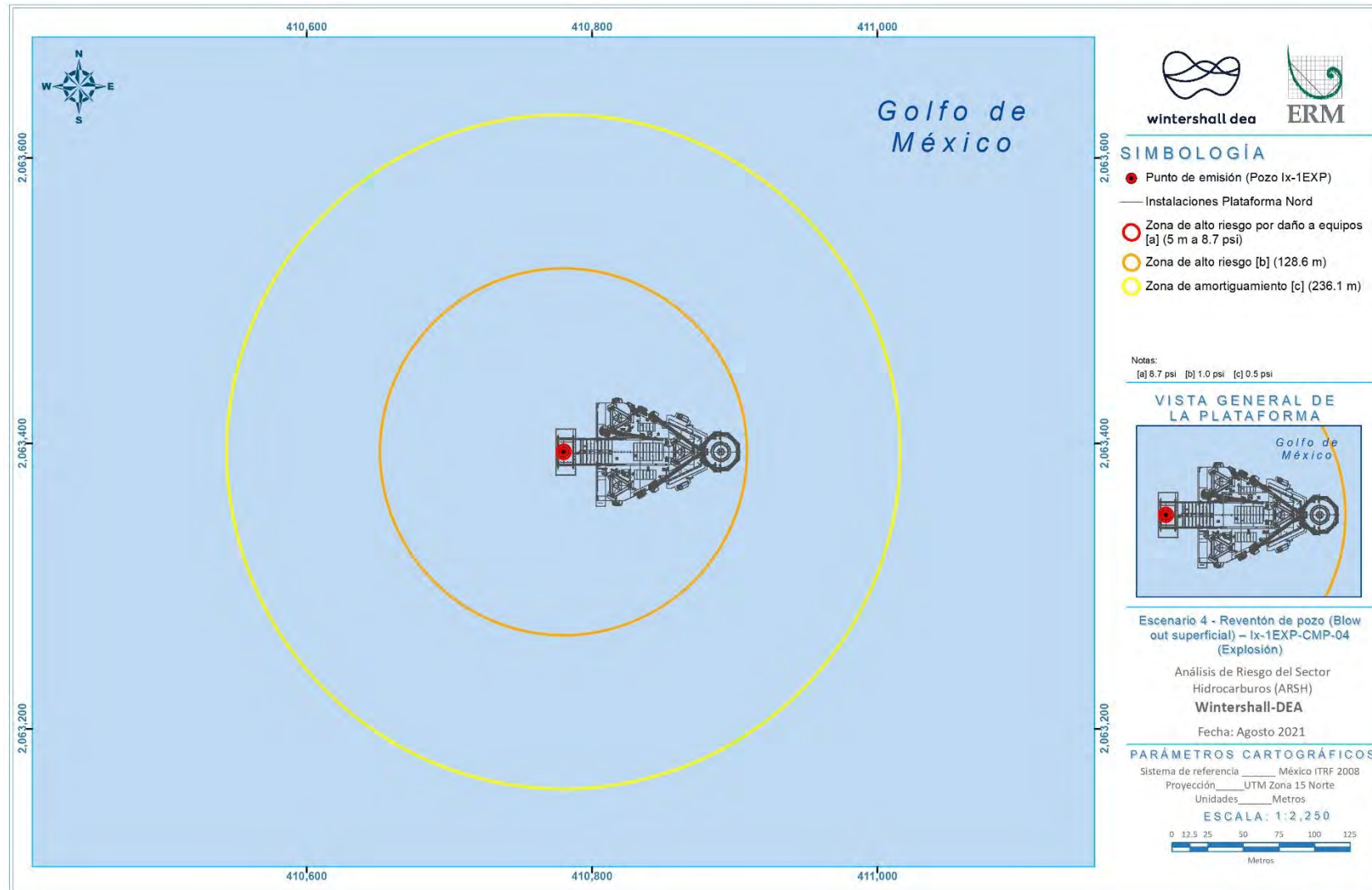
De la Figura 9.27 a la Figura 9.30 se presentan los radios de afectación para el Pozo Kan-1EXP.

Los resultados mostrados en las figuras posteriores serán analizados en la sección 9.6.1. Por último, el informe completo de la cartografía con los radios potenciales afectación pueden encontrarse en el **Anexo 9.11**.



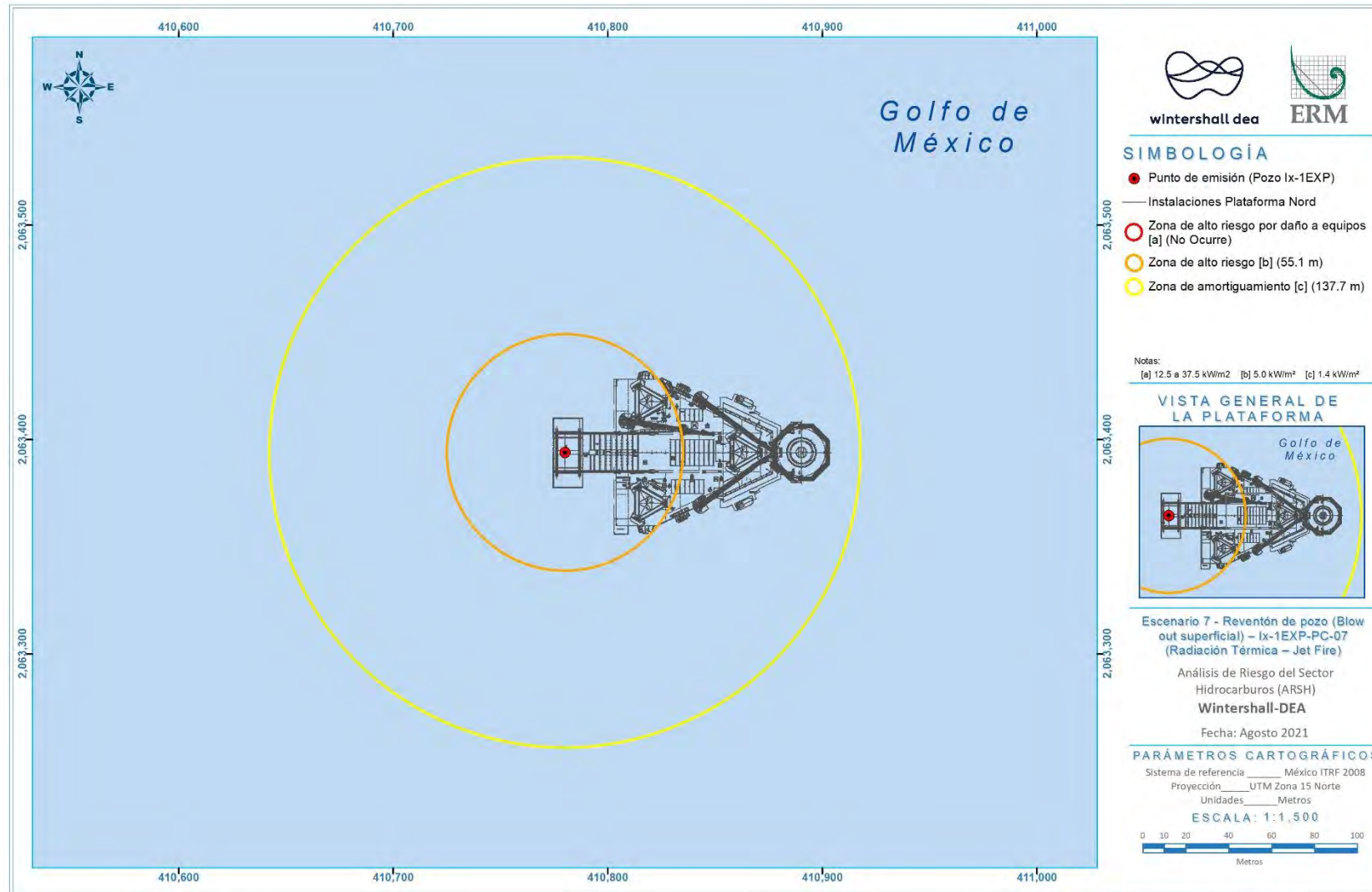
Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.23 Escenario 3 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Radiación térmica



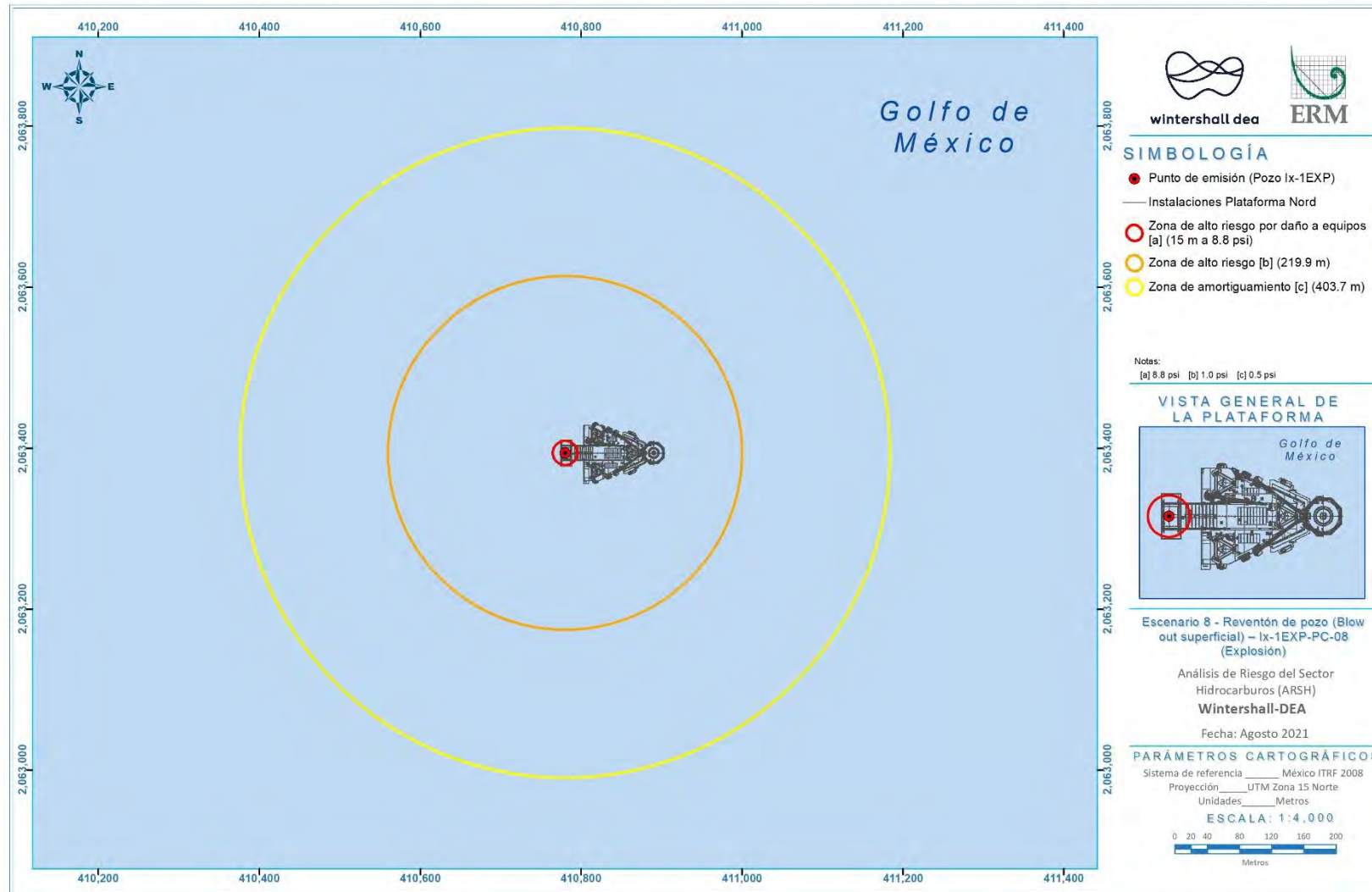
Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.24 Escenario 4 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Explosión



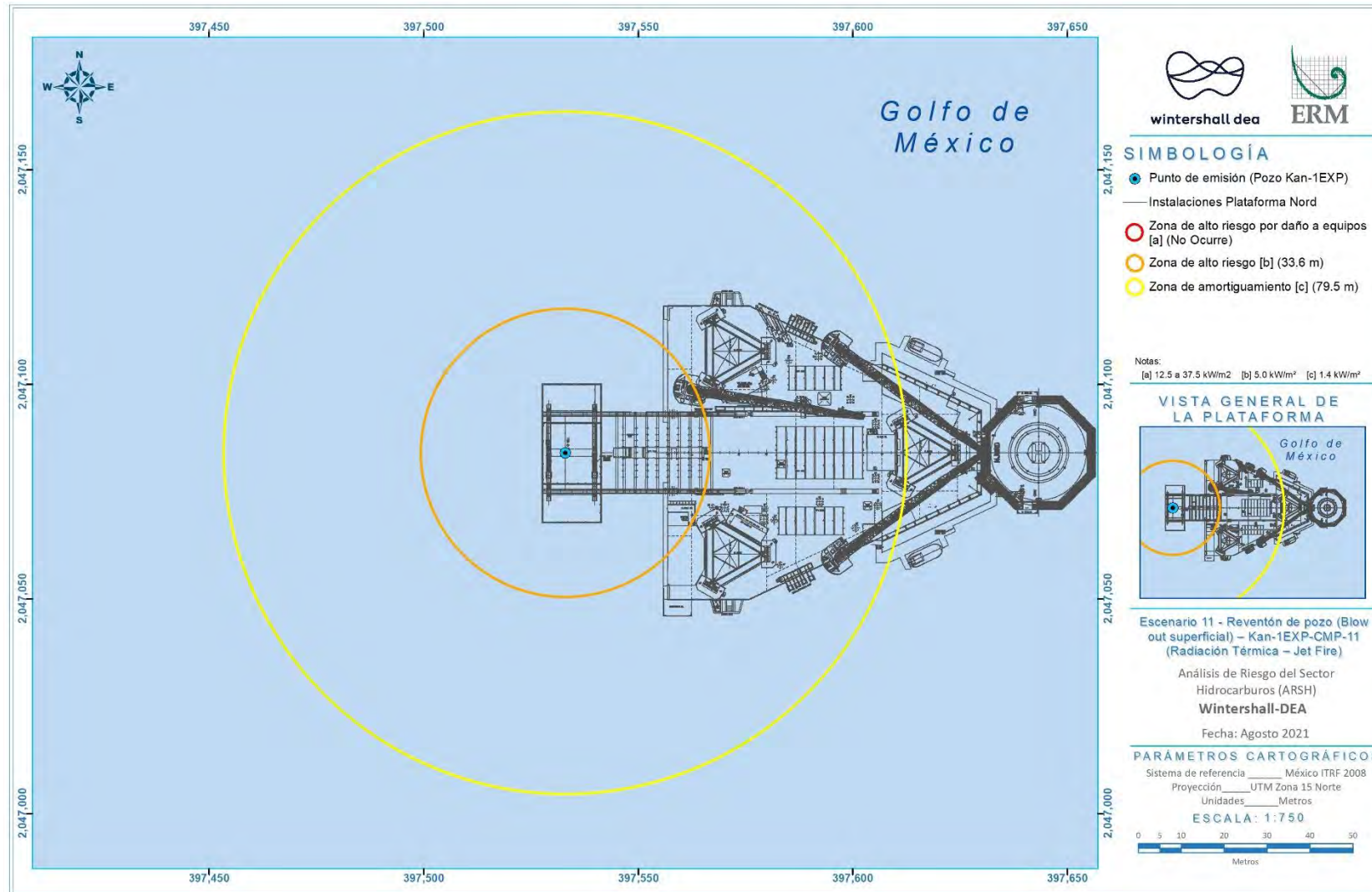
Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.25 Escenario 7 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Radiación térmica



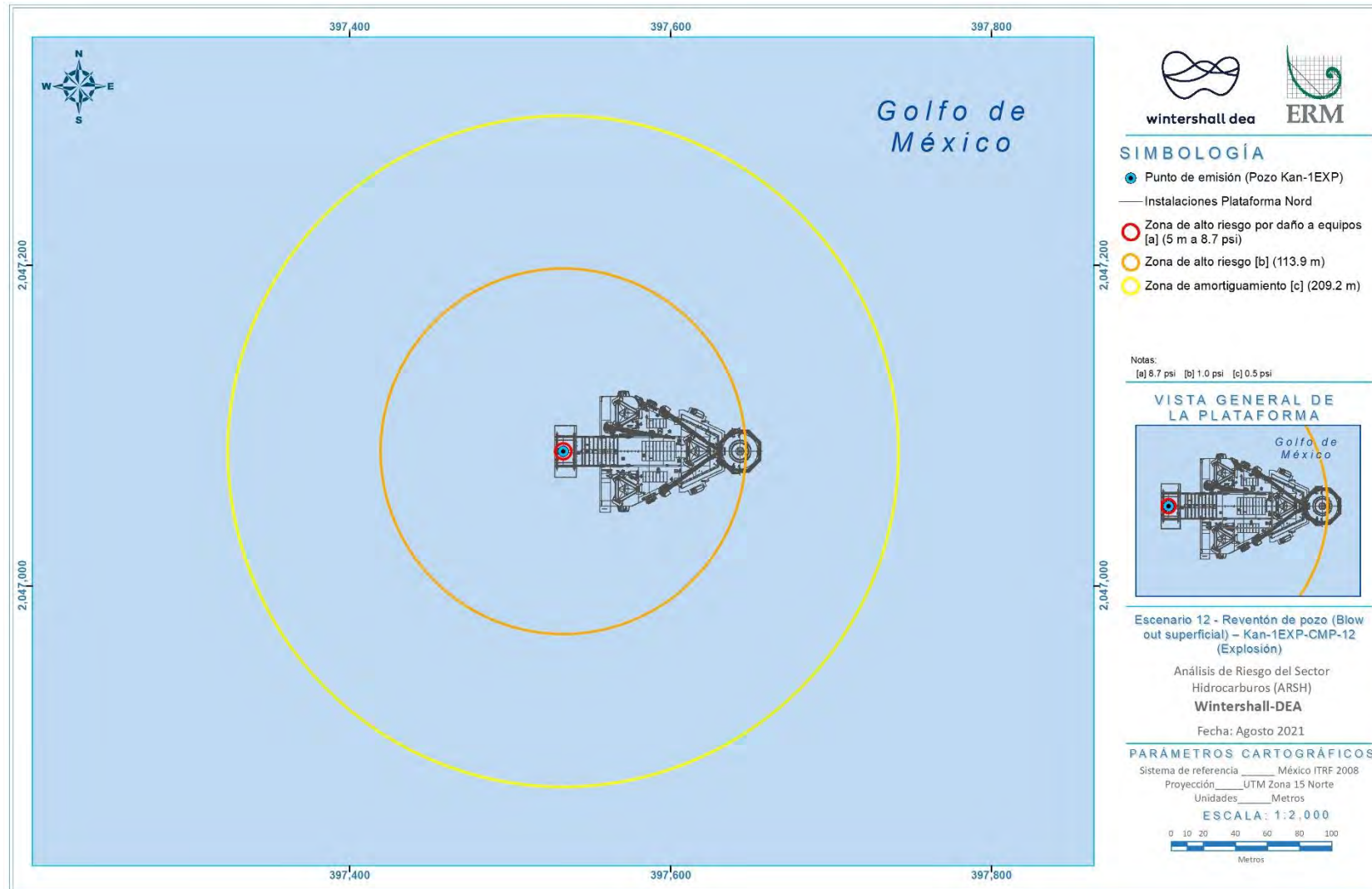
Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.26 Escenario 8 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Ix-1EXP / Explosión



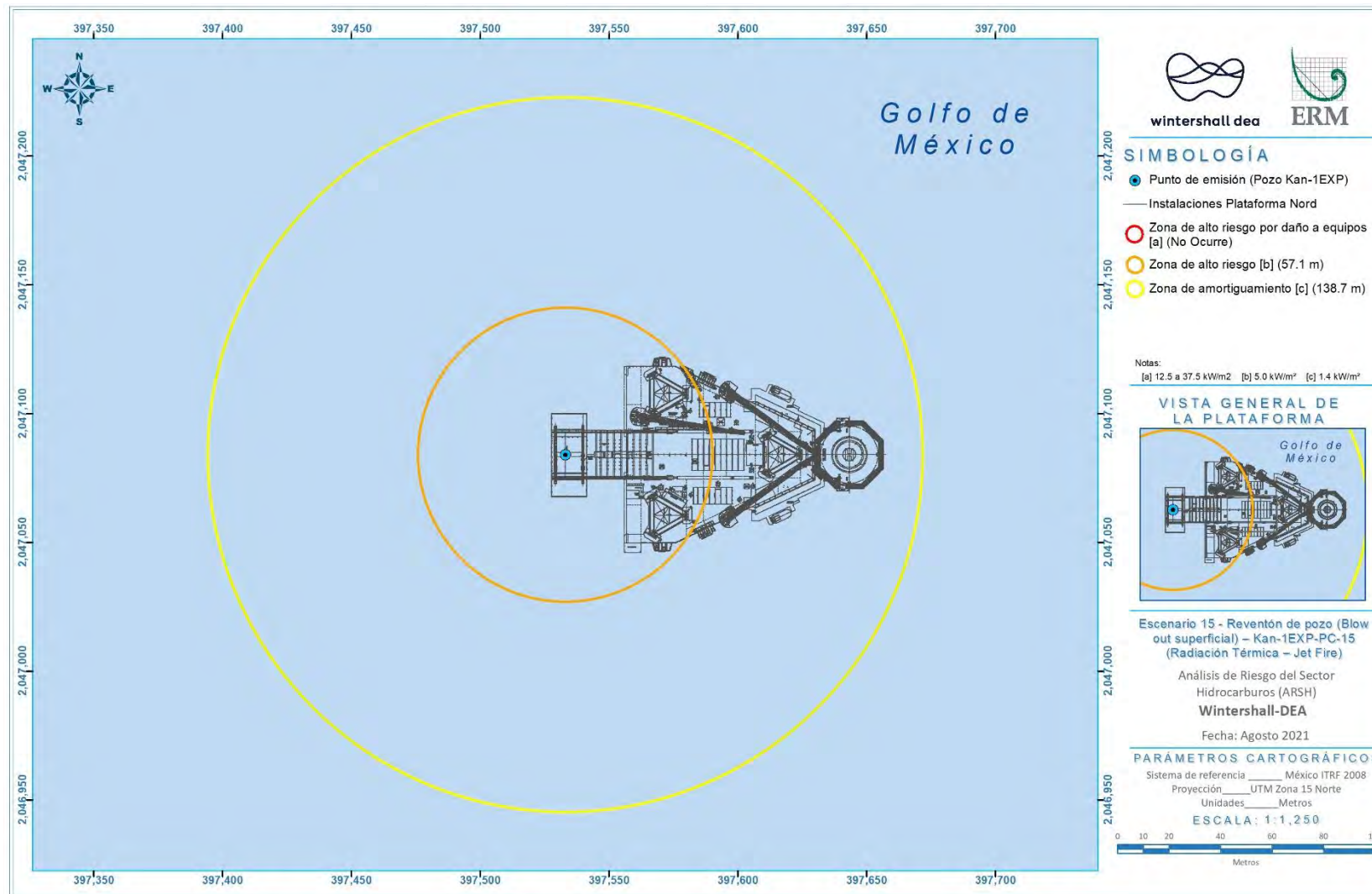
Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.27 Escenario 11 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Radiación térmica



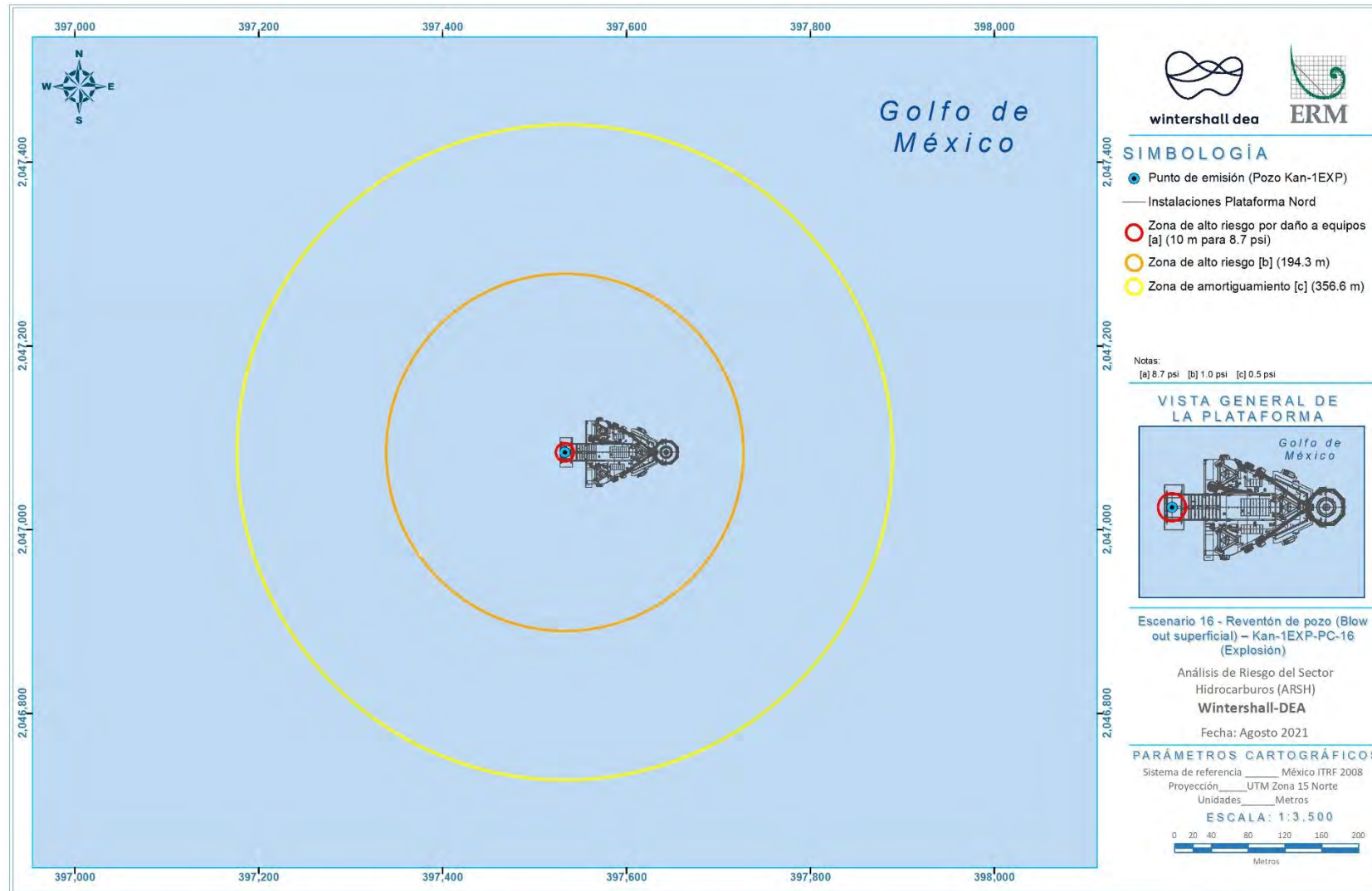
Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.28 Escenario 12 (CMP): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Explosión



Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.29 Escenario 15 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Radiación térmica



Elaborado por ERM, 2021

Figura 9.30 Escenario 16 (PC): Reventón de pozo (Blow out superficial)- Kan-1EXP / Explosión

9.5.2 Planos de afectación de los escenarios de derrame de hidrocarburo en mar

En esta sección se presentan los mapas de los resultados estocásticos de las simulaciones de derrame de hidrocarburo en mar por reventón de pozo Ix-1EXP y Kan-1EXP (escenarios 17 y 18, ver Tabla 9.41) y los resultados de los escenarios de derrame de diésel en mar por colisión de embarcaciones (escenarios 19 y 20).

Escenario 17: Reventón de pozo (Blow out submarino) – Ix-1EXP-PC-17

A continuación, se presentan los siguientes planos de afectación:

Superficie del Mar

- Figura 9.31: Probabilidad de que una celda de la superficie se vea afectada.
- Figura 9.32: Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial
- Figura 9.33: Espesor máximo de emulsión de aceite superficial.

Costa

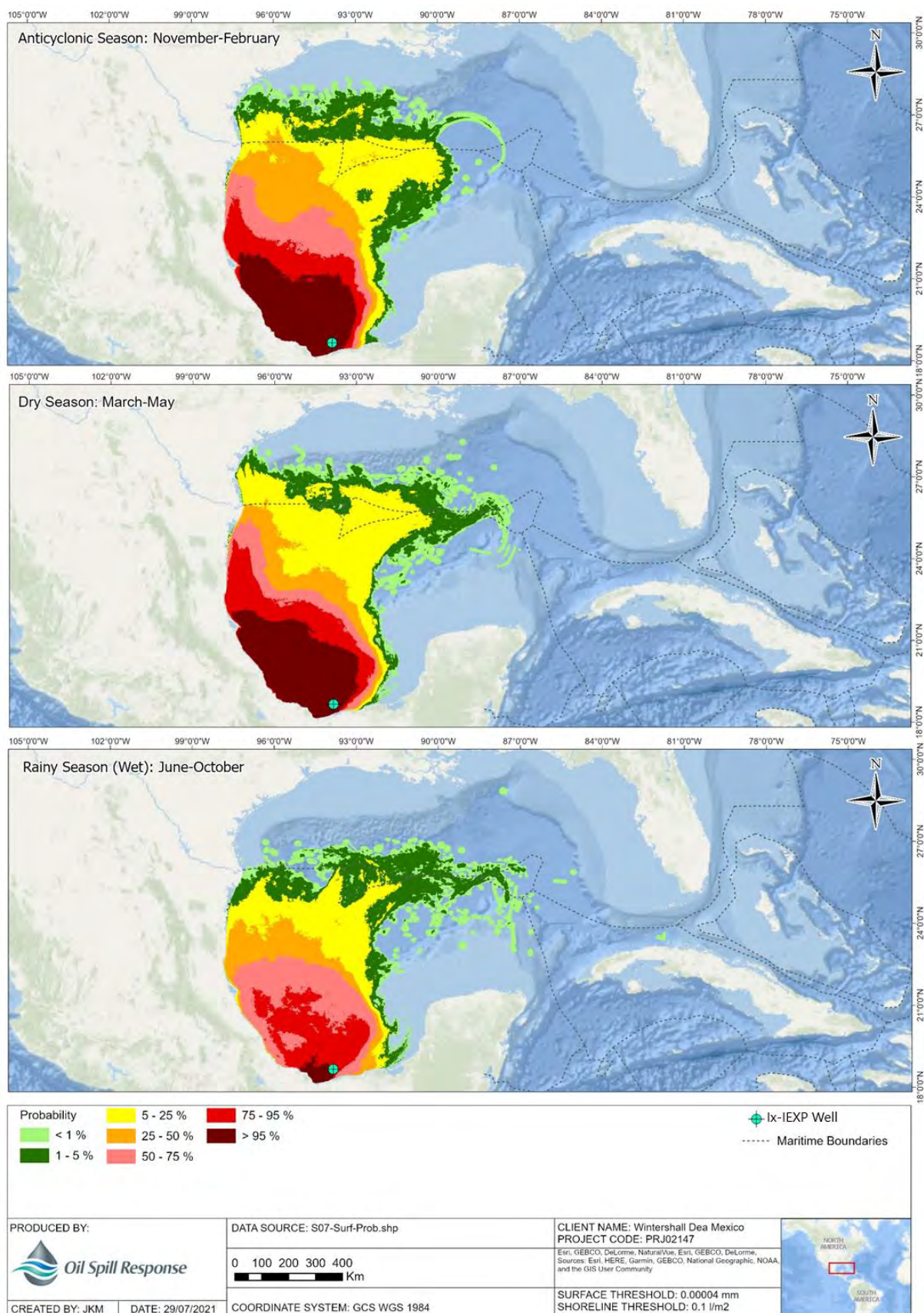
- Figura 9.34: Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada.
- Figura 9.35: Receptores sensibles costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa
- Figura 9.36: Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa.
- Figura 9.38: Receptores sensibles costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa
- Figura 9.38: Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión

Trayectoria con la mayor cantidad de petróleo en tierra

- Figura 9.39: Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa

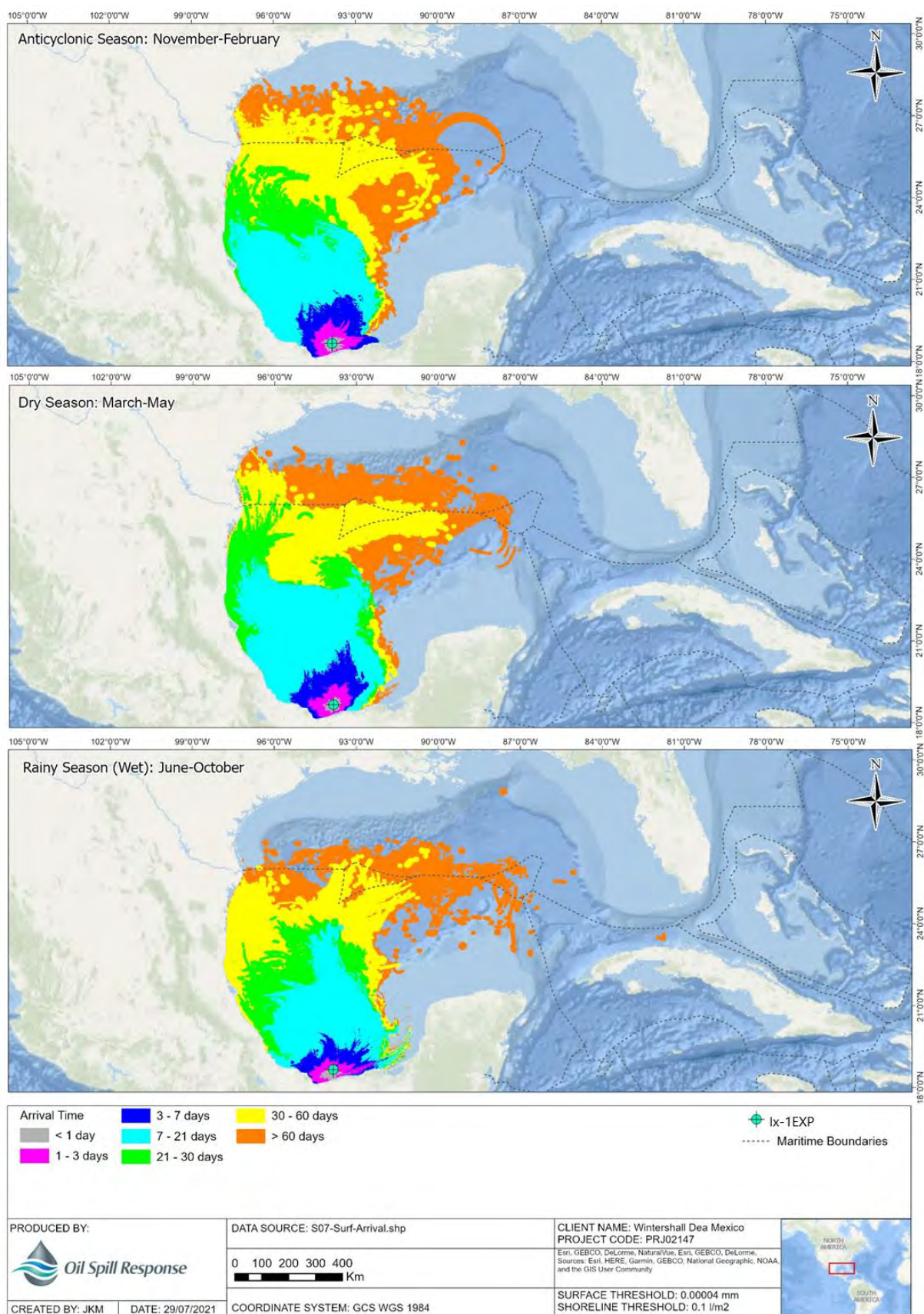
La trayectoria con el tiempo más corto de llegada

- Figura 9.40: Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa



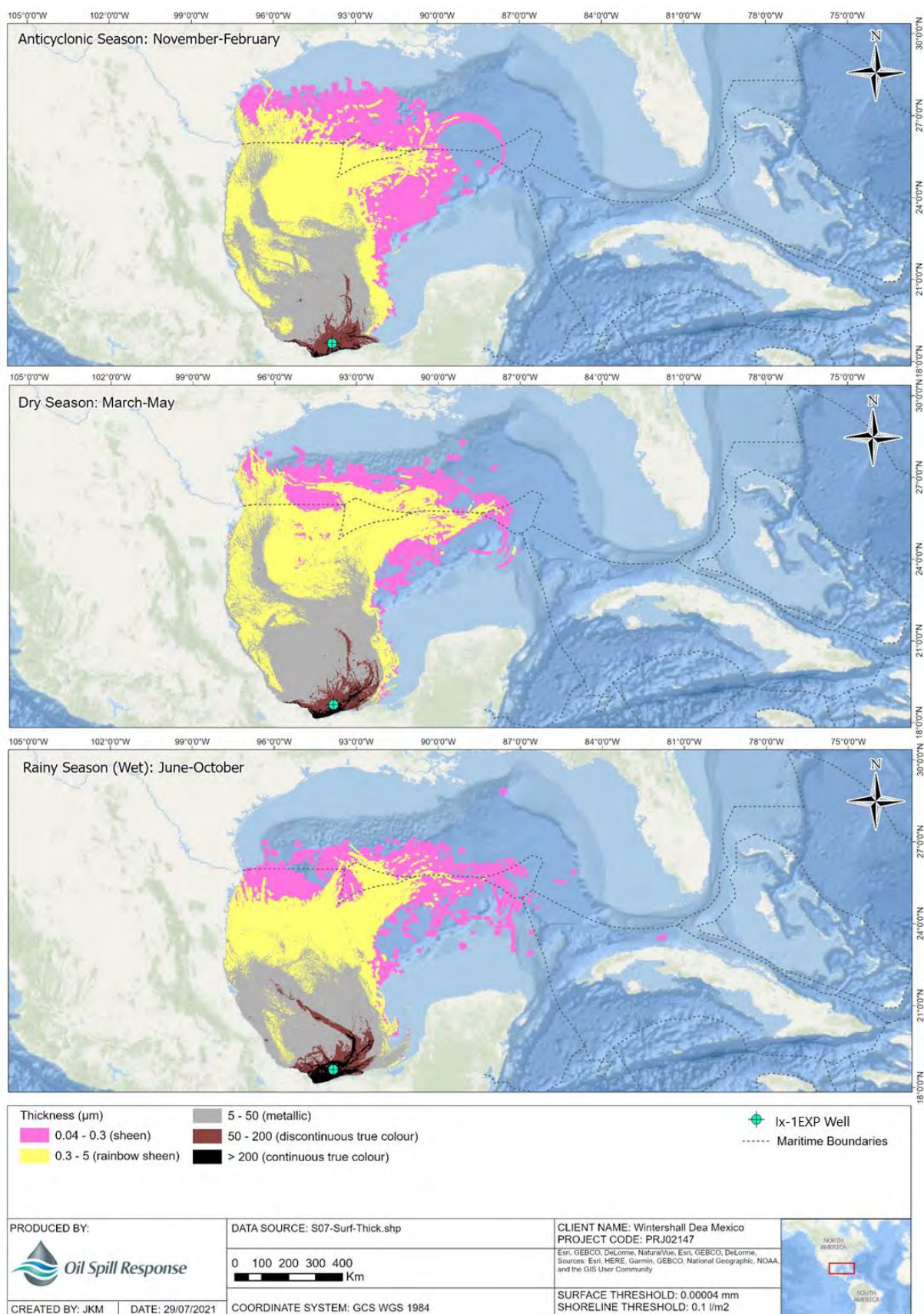
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021.

Figura 9.31 Probabilidad de afectación superficial por hidrocarburo – Ix-1EXP



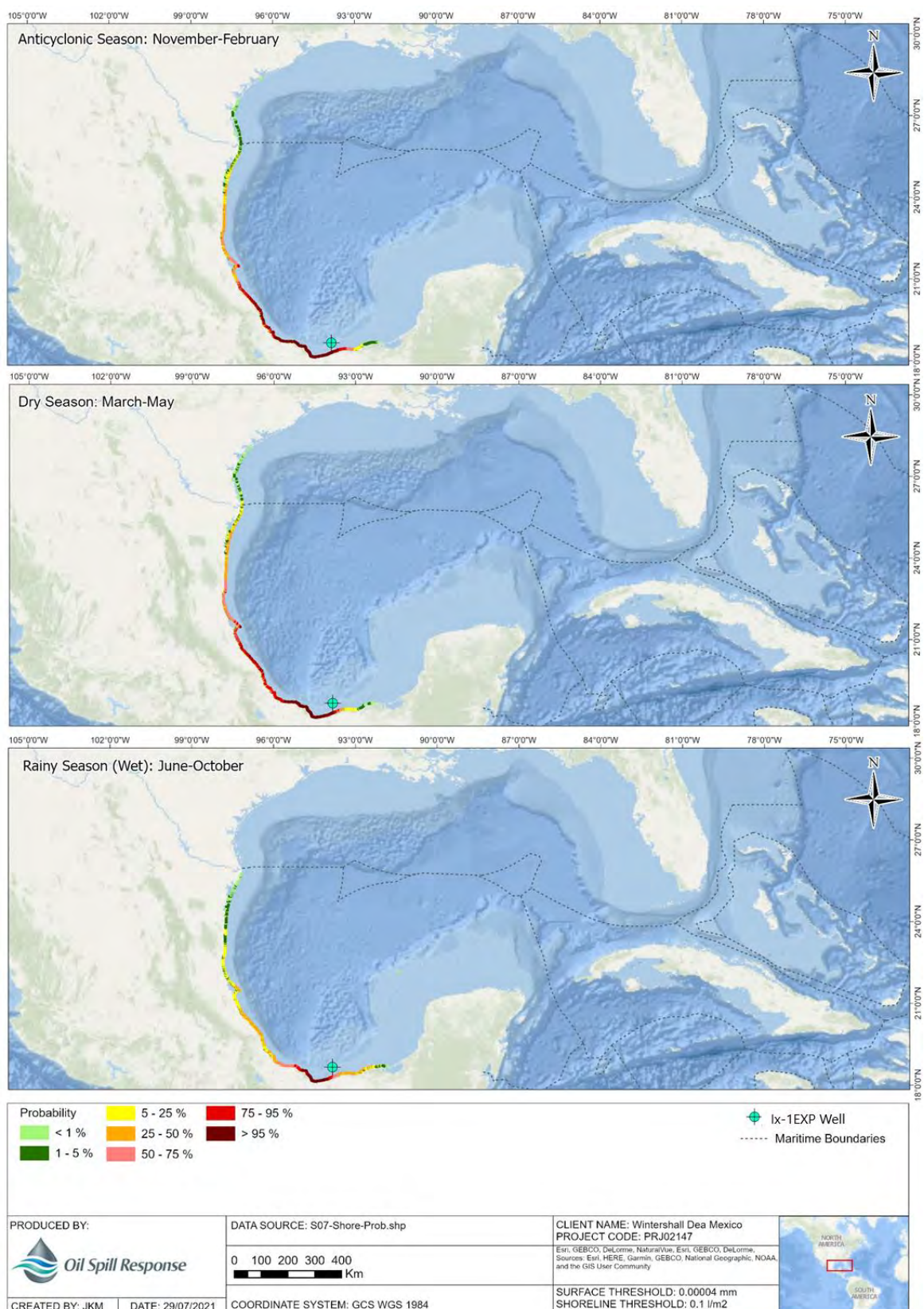
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.32 Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial – Ix-1EXP



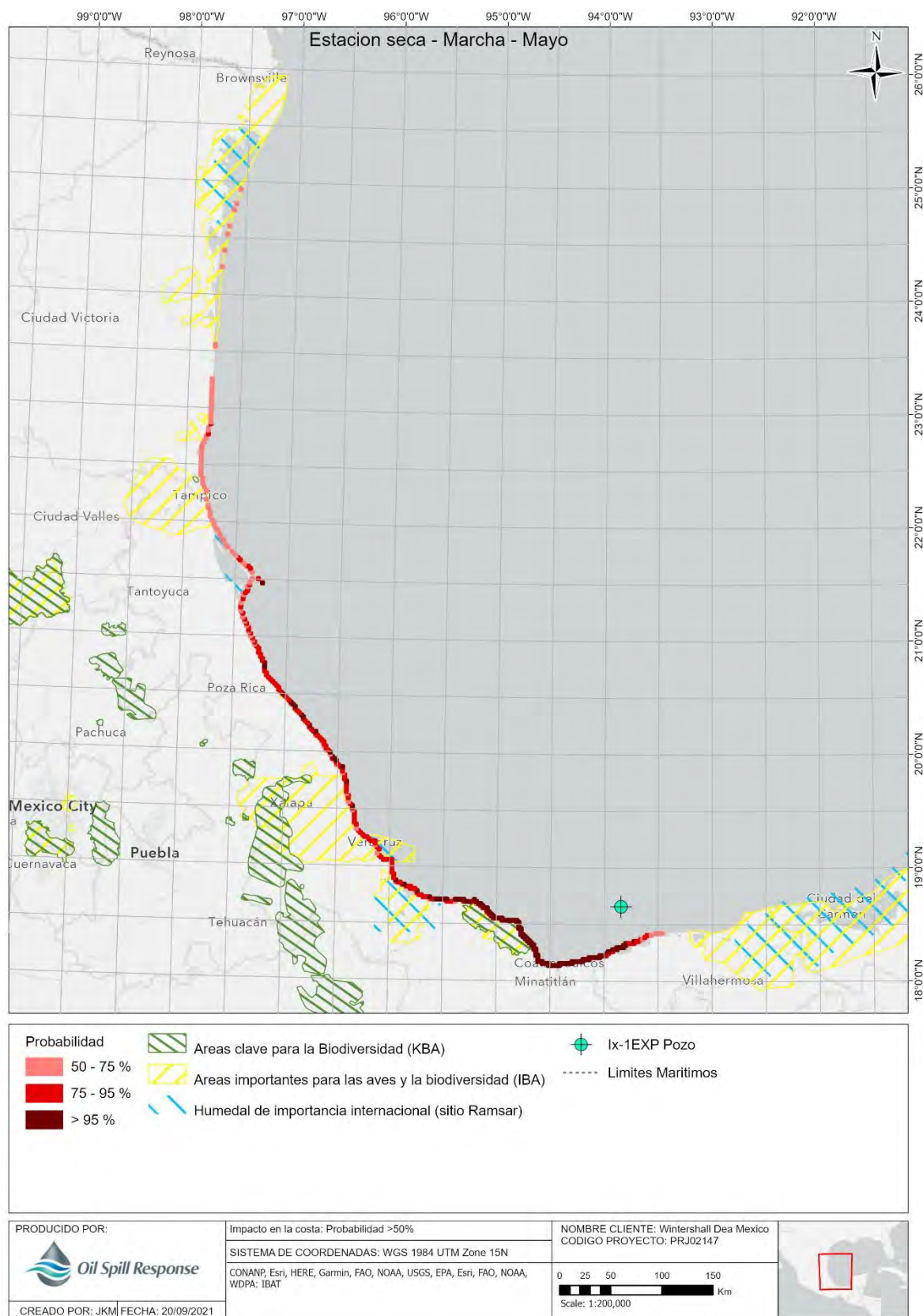
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.33 Espesor máximo de emulsión de aceite superficial– Ix-1EXP



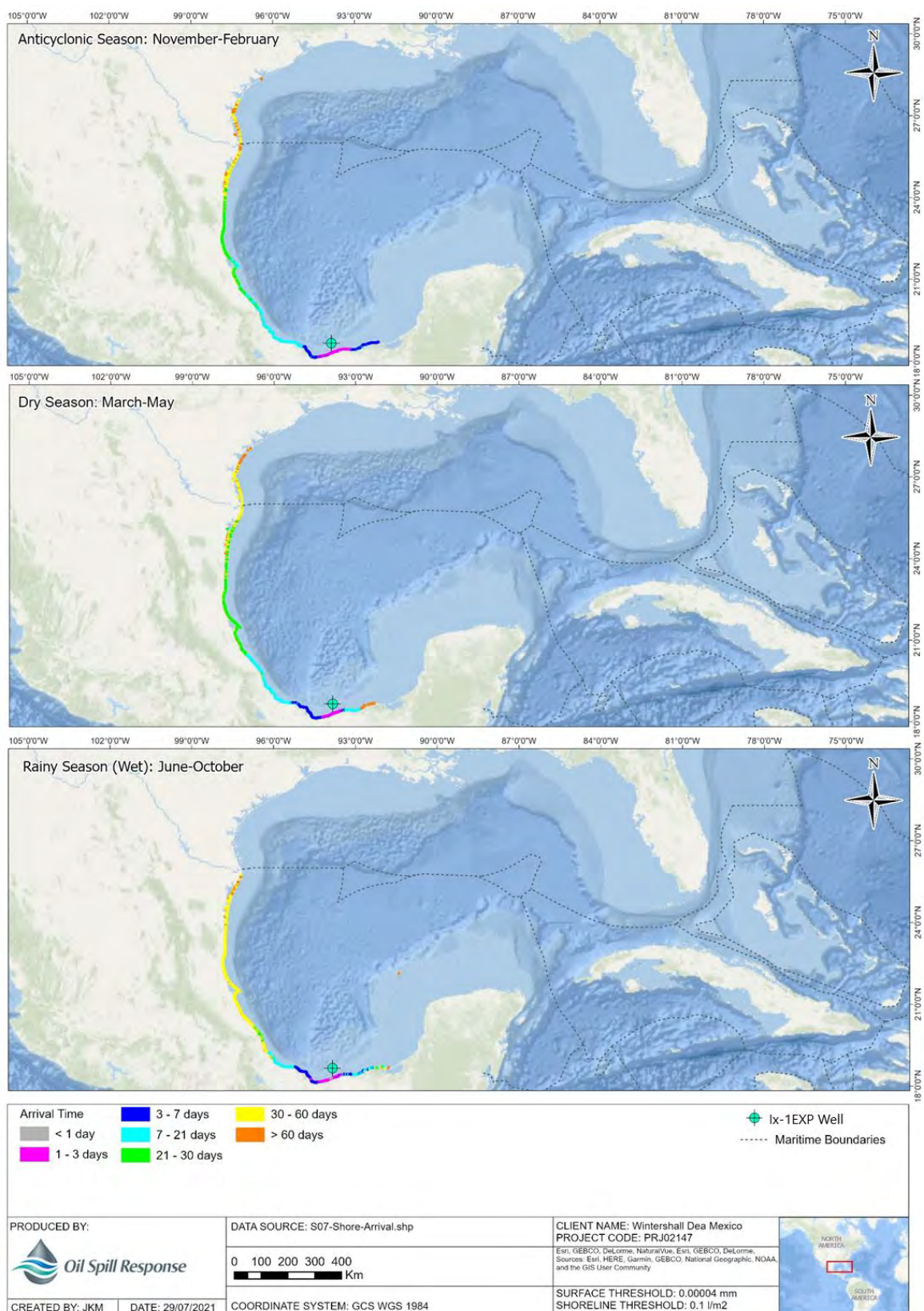
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.34 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada - Ix-1EXP



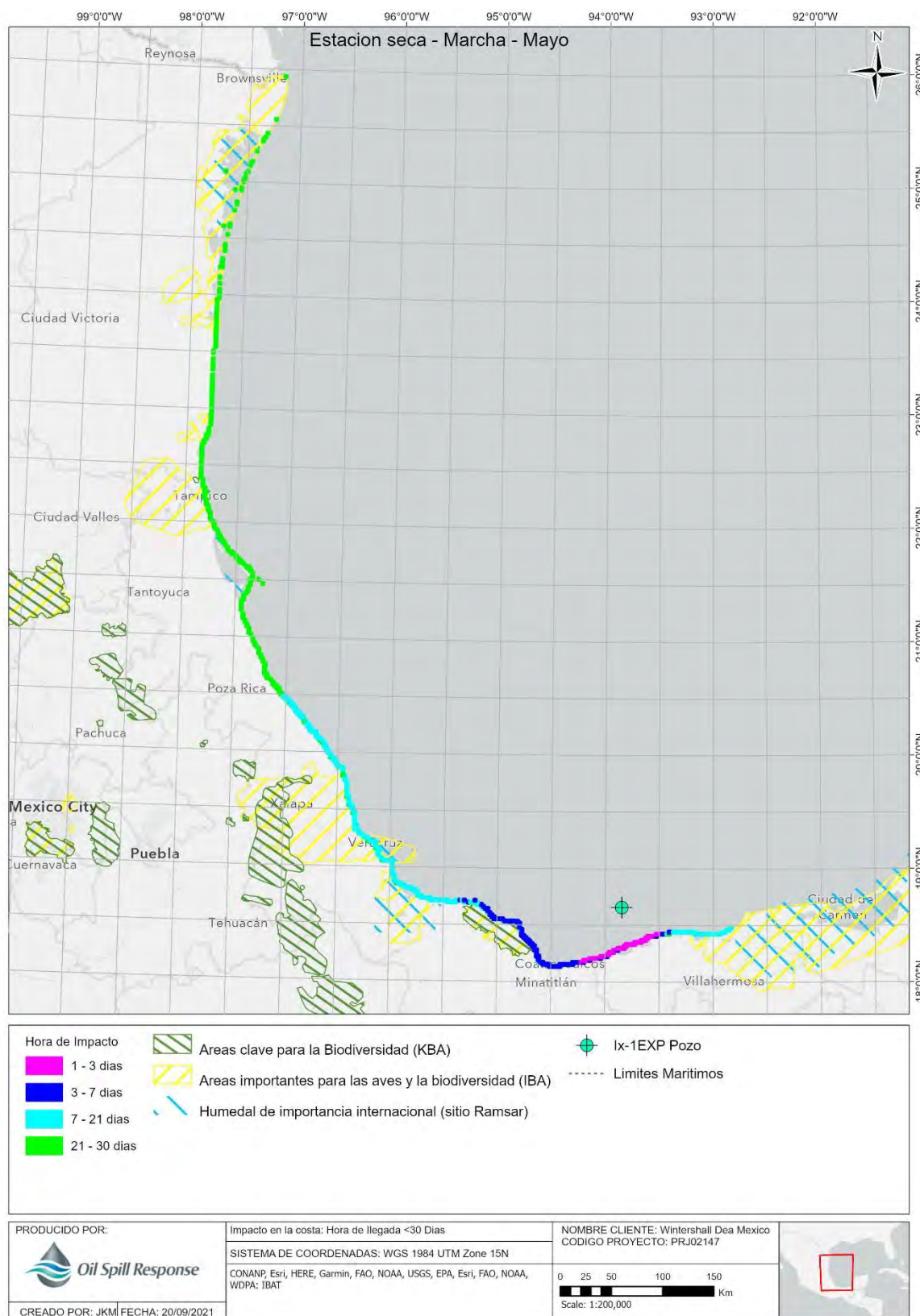
Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.35 Receptores sensibles costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa – Ix-1EXP



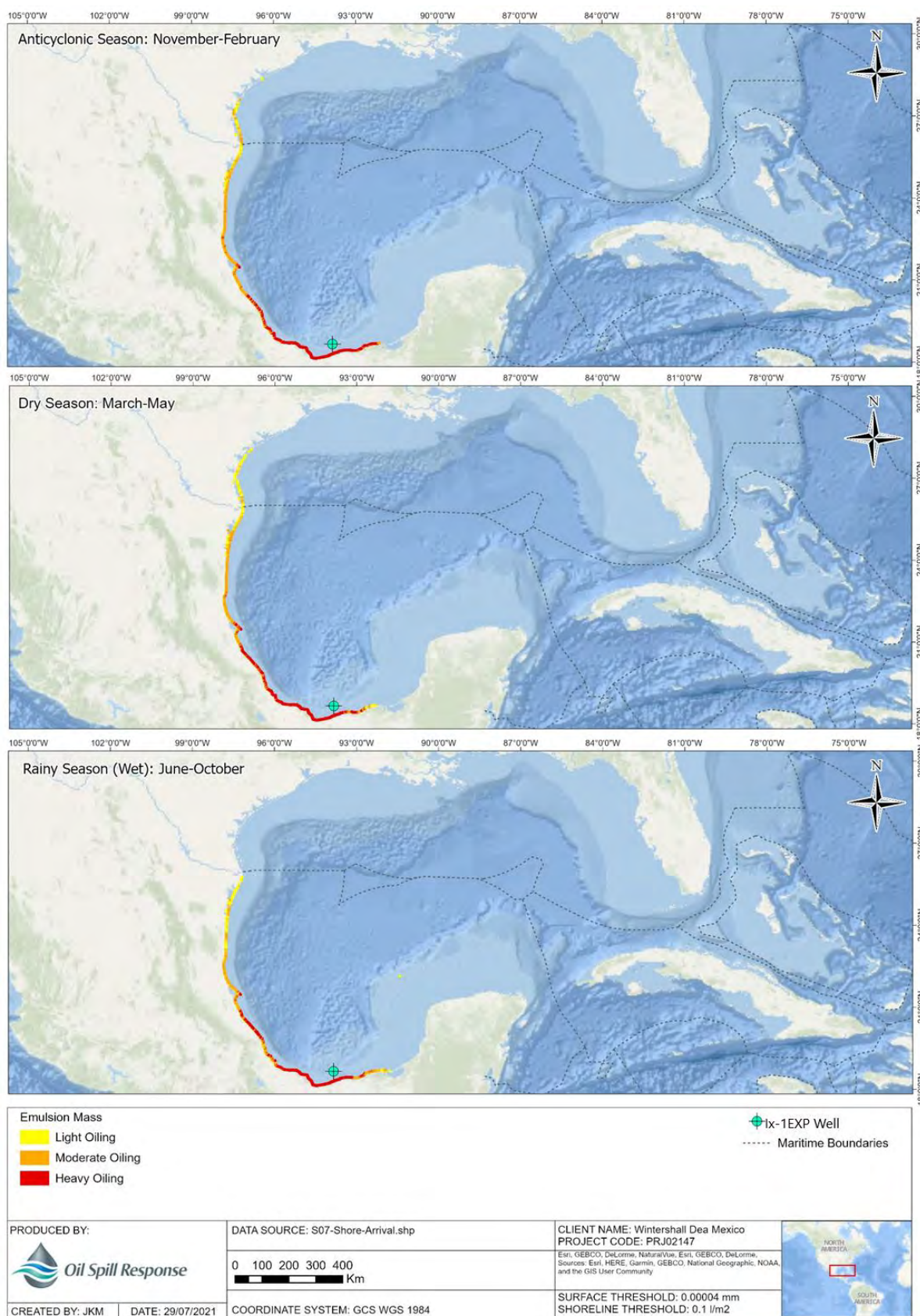
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.36 Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa - Ix-1EXP



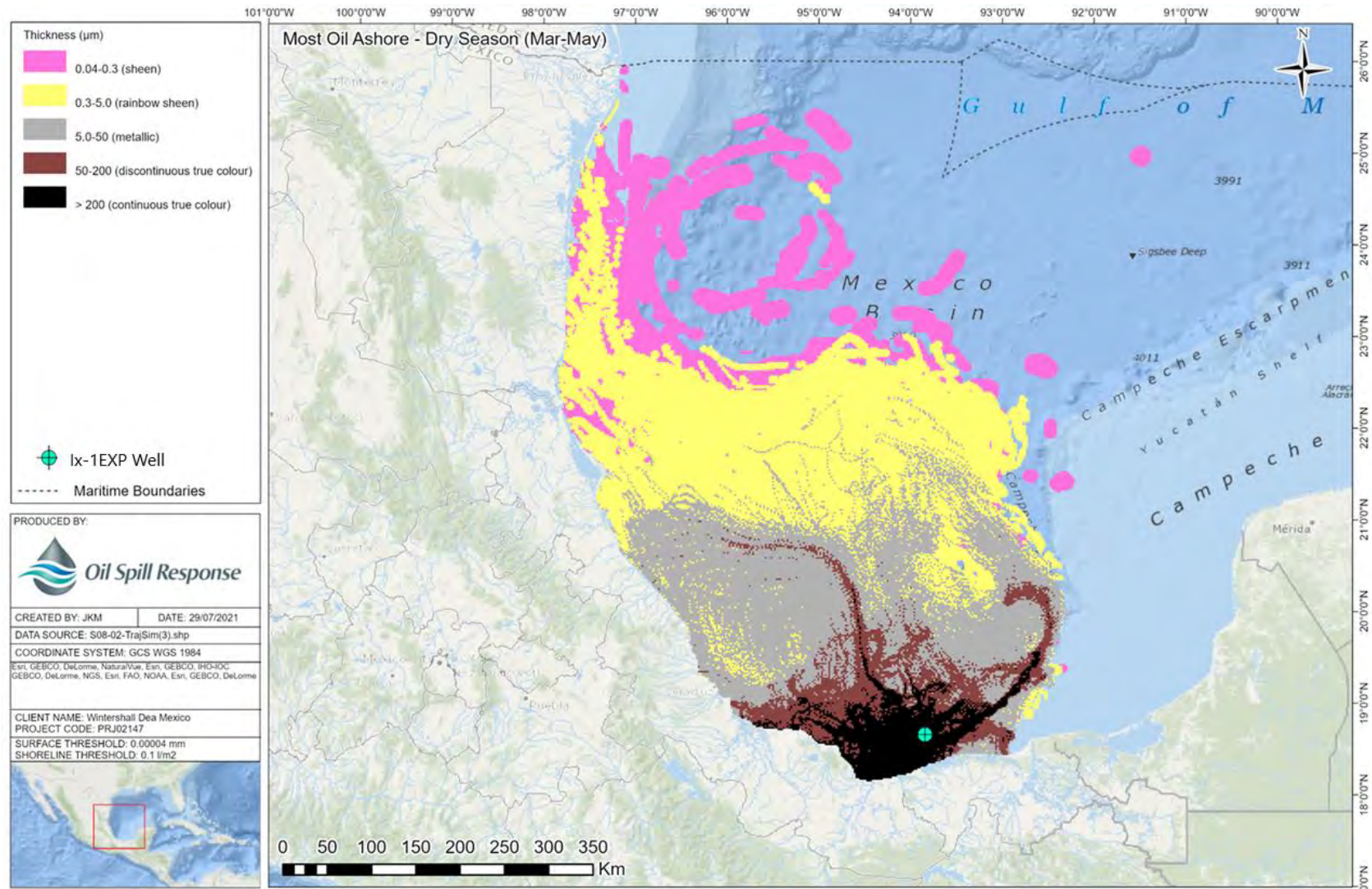
Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.37 Receptores sensibles costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa – Ix-1EXP



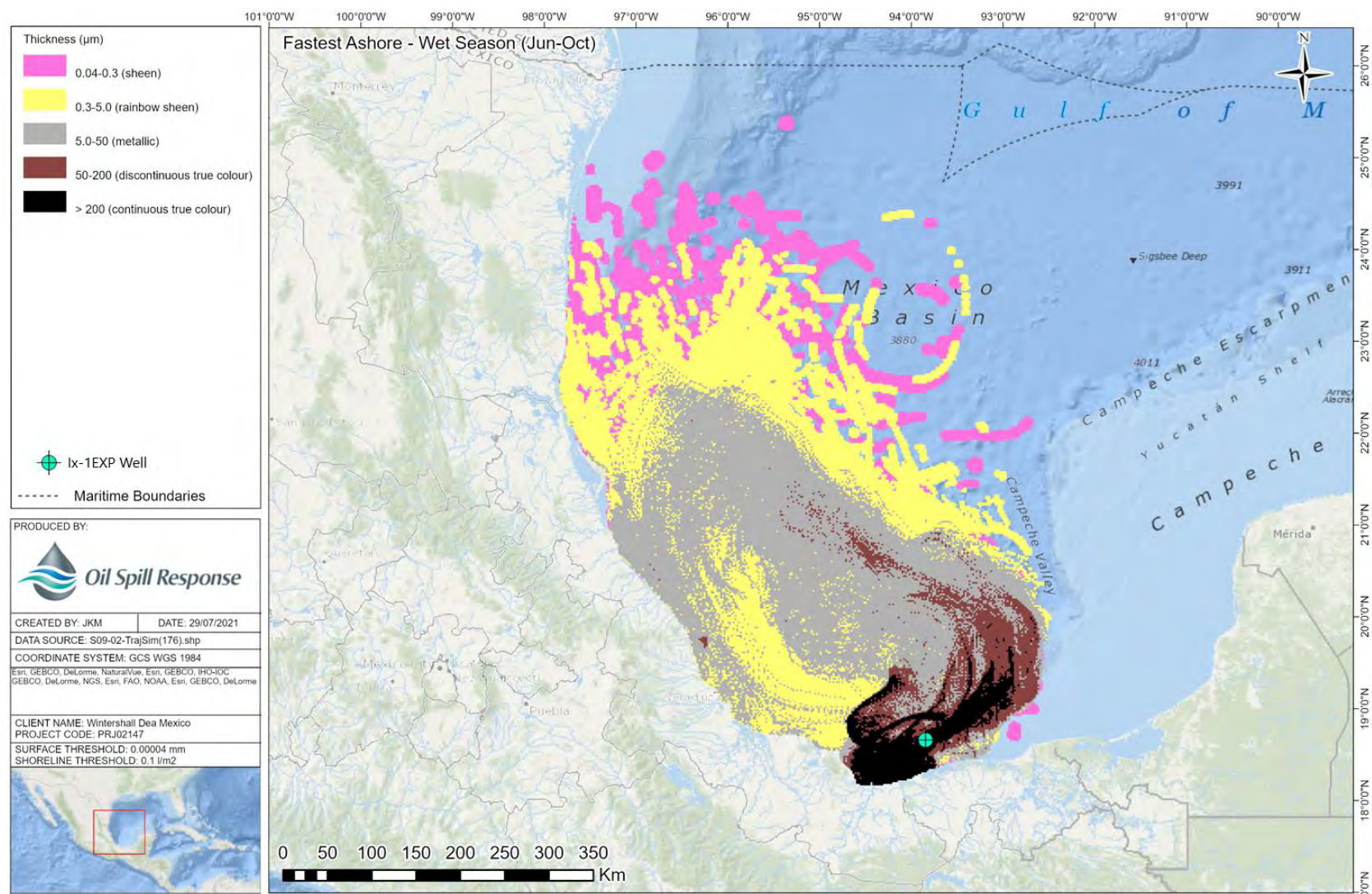
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: 1x-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.38 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión - 1x-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.39 Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa – Ix-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.40 Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa – Ix-1EXP

Escenario 18: Reventón de pozo (Blow out submarino) – Kan-1EXP-PC-18

A continuación, se presentan los siguientes planos de afectación:

Superficie del Mar

- Figura 9.41: Probabilidad de que una celda de la superficie se vea afectada.
- Figura 9.42: Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial
- Figura 9.43: Espesor máximo de emulsión de aceite superficial.

Costa

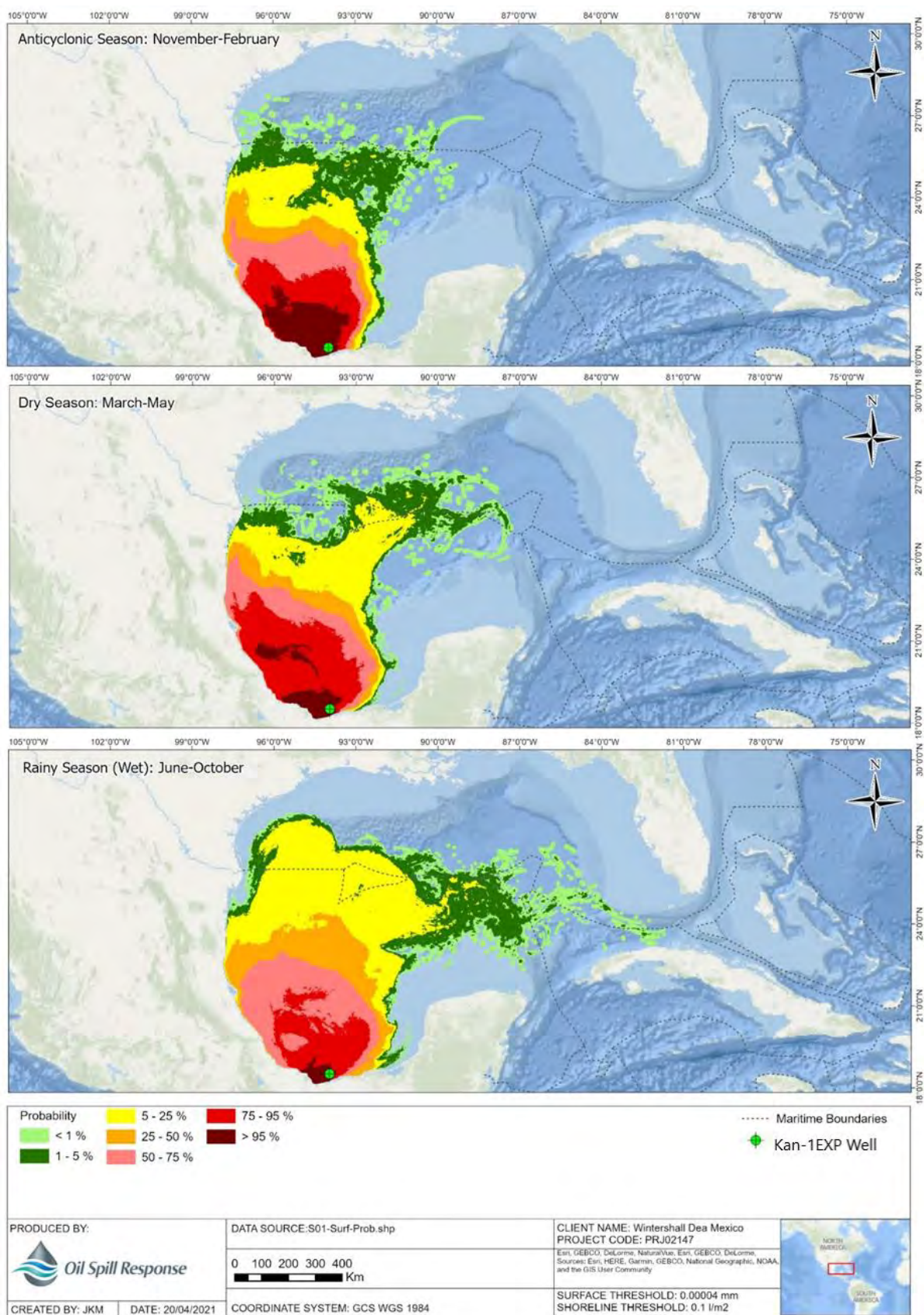
- Figura 9.44: Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada.
- Figura 9.45: Receptores sensible costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa
- Figura 9.46: Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa.
- Figura 9.47: Receptores Sensibles costeros y tiempos de llegada a la costa
- Figura 9.48: Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión

Trayectoria con la mayor cantidad de petróleo en tierra

- Figura 9.49: Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa

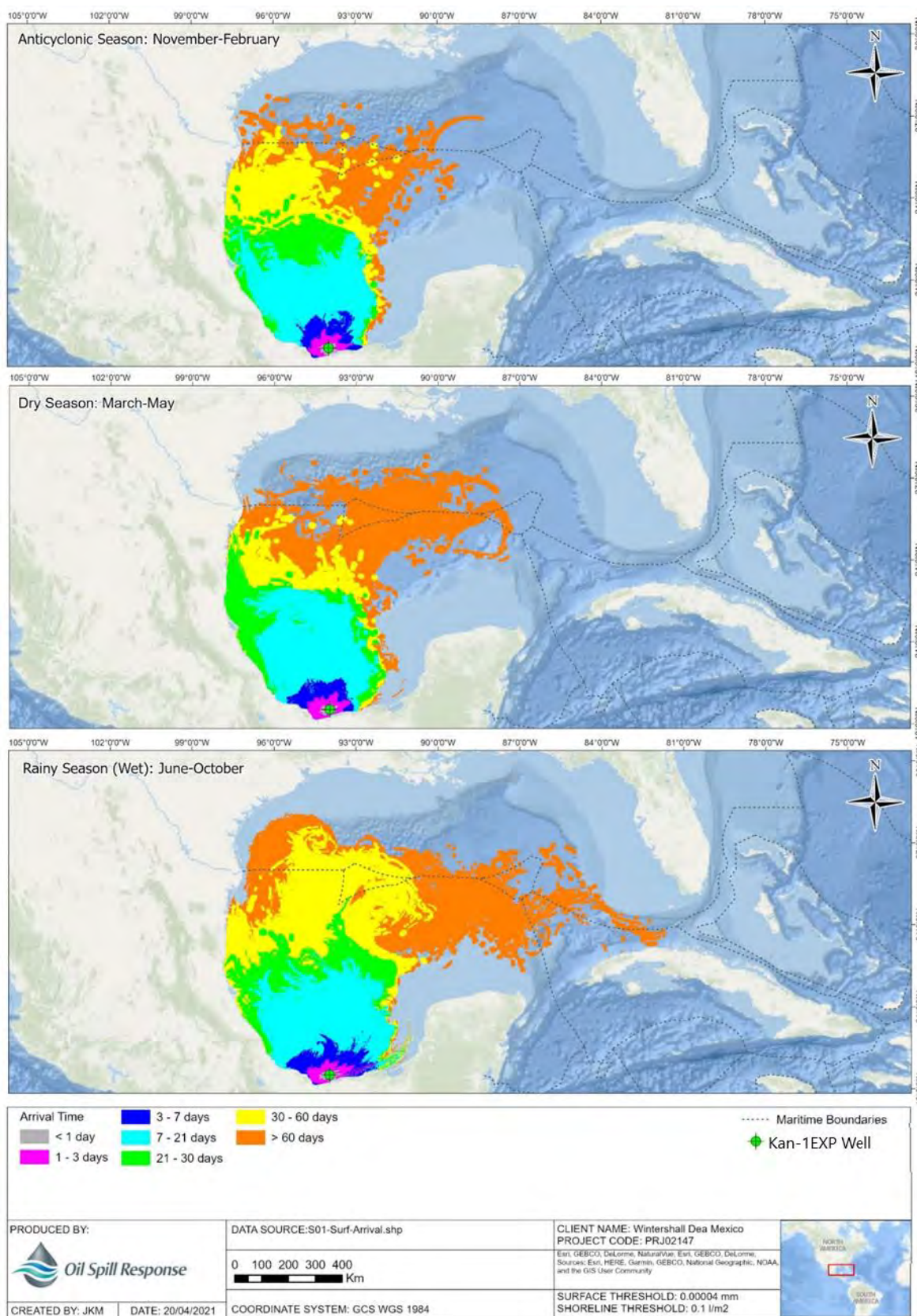
La trayectoria con el tiempo más corto de llegada

- Figura 9.50: Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa



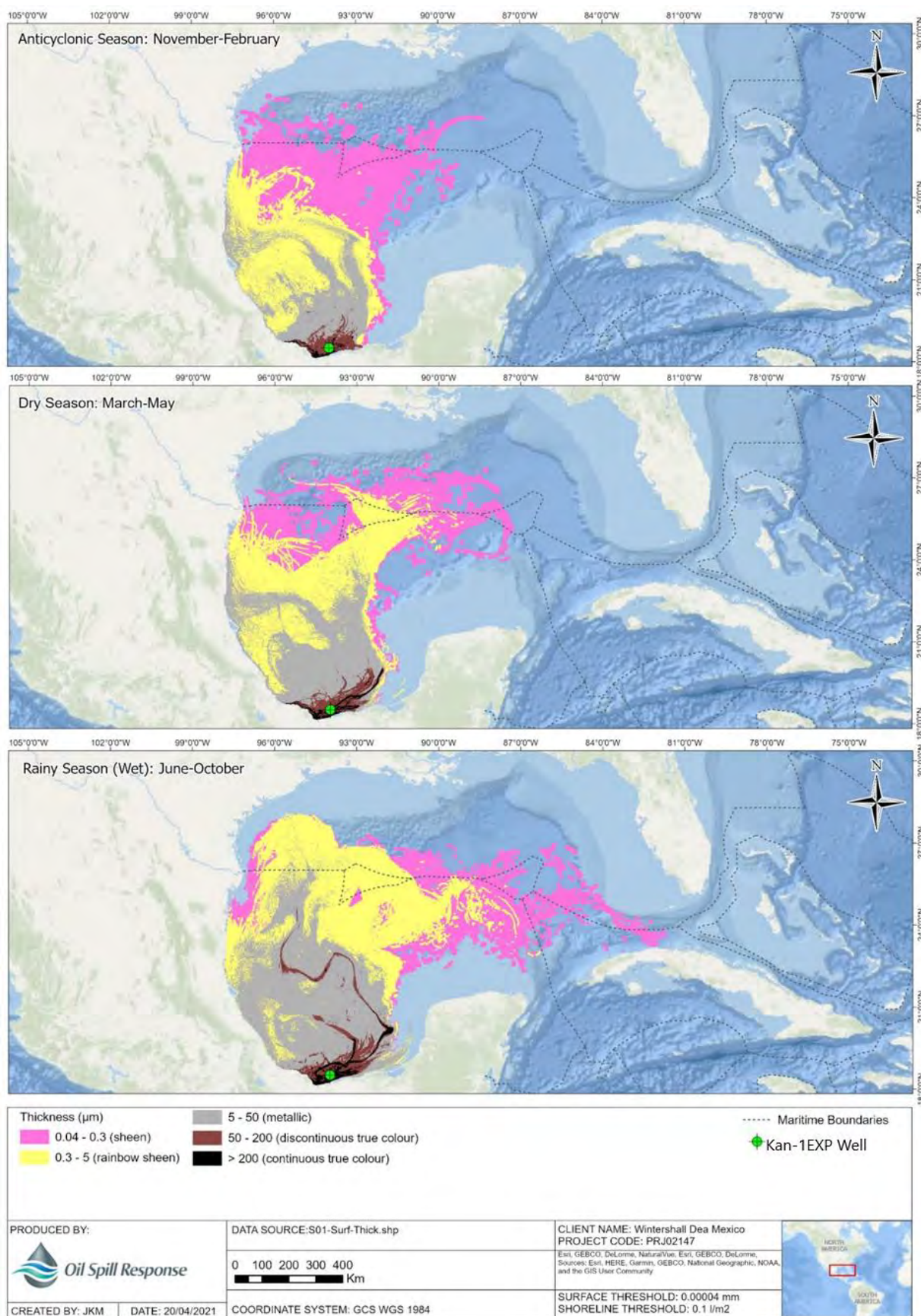
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.41 Probabilidad de afectación superficial por hidrocarburo – Kan-1EXP



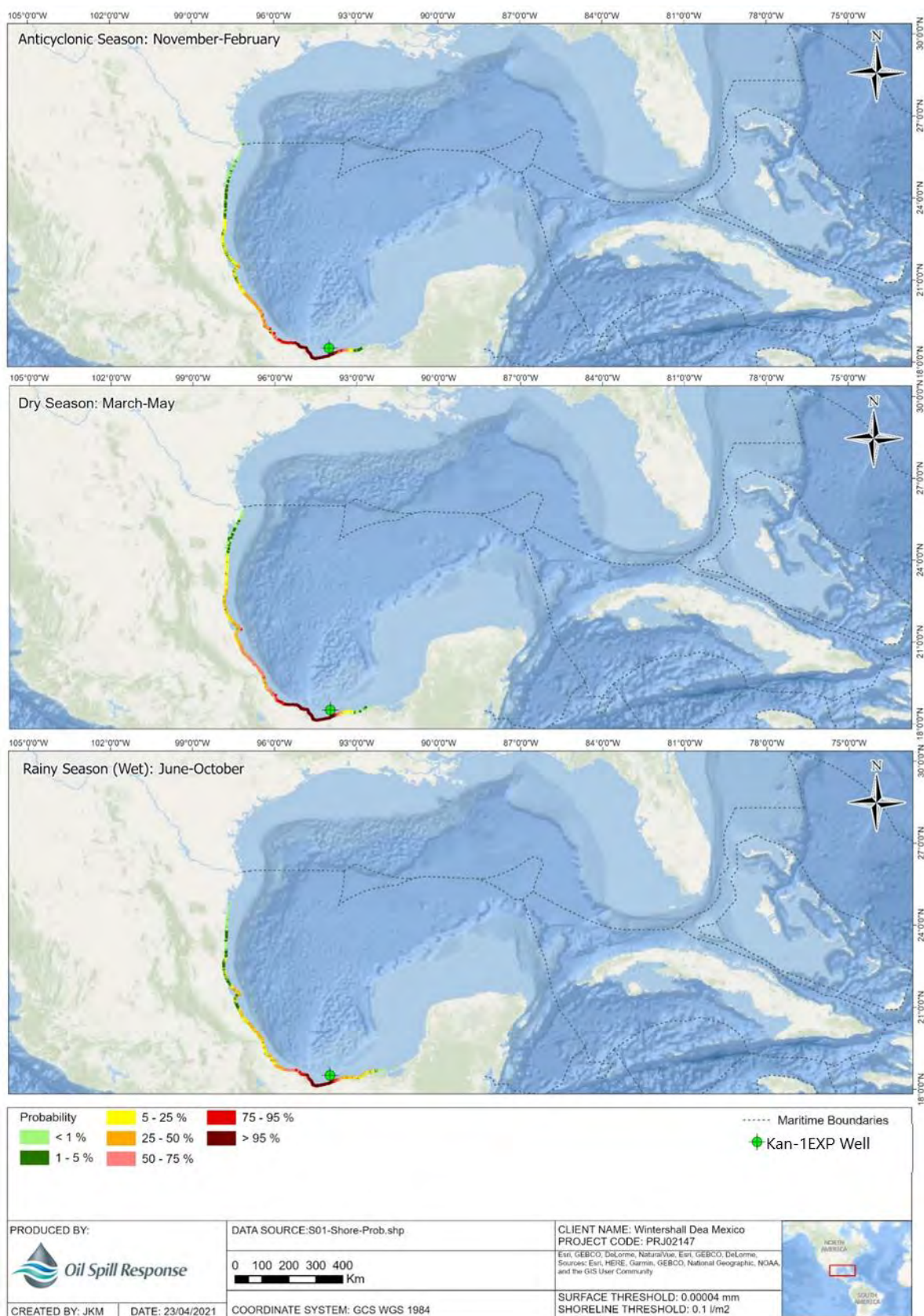
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.42 Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial – Kan-1EXP



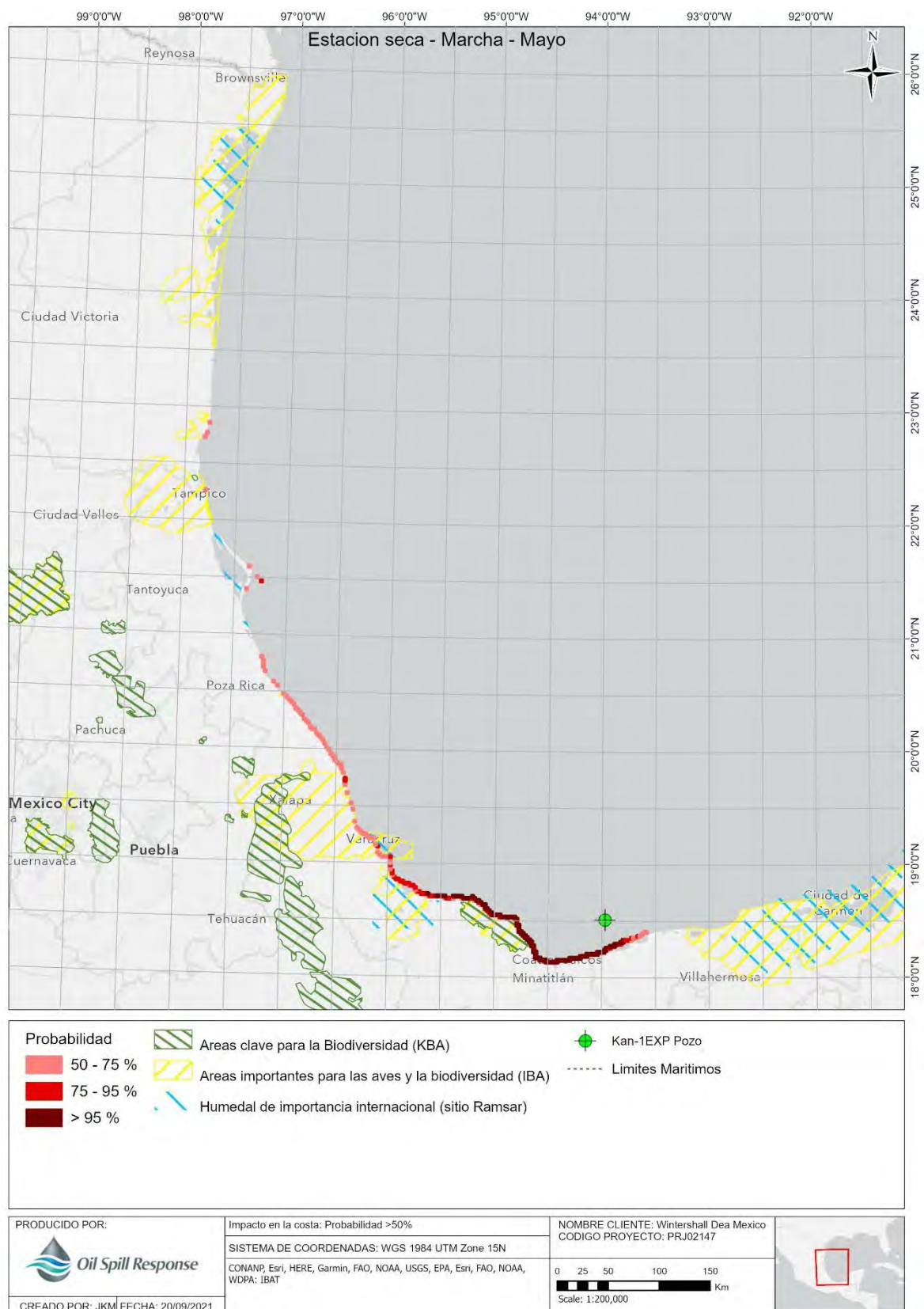
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.43 Espesor máximo de emulsión de aceite superficial – Kan-1EXP



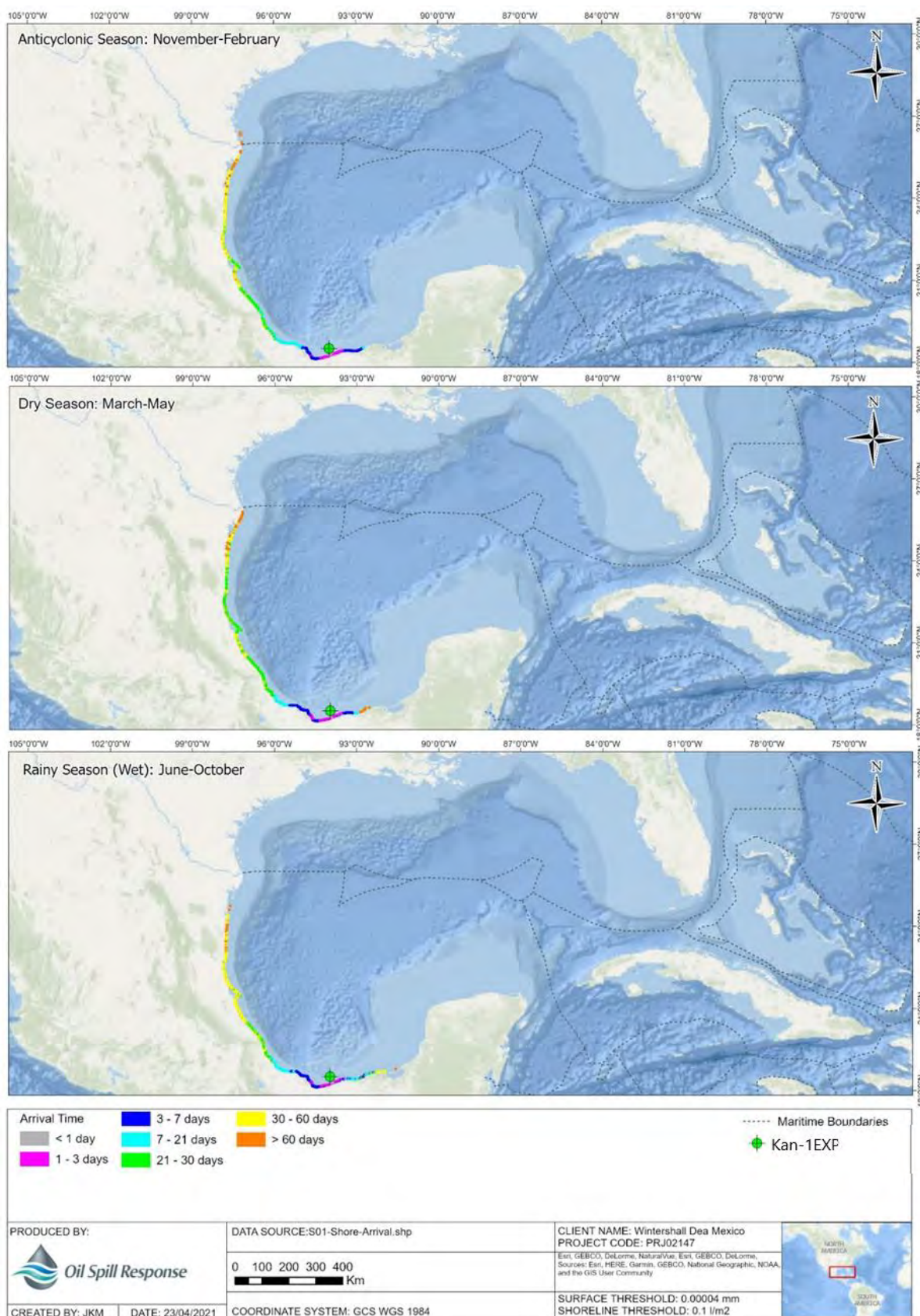
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.44 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada – Kan-1EXP



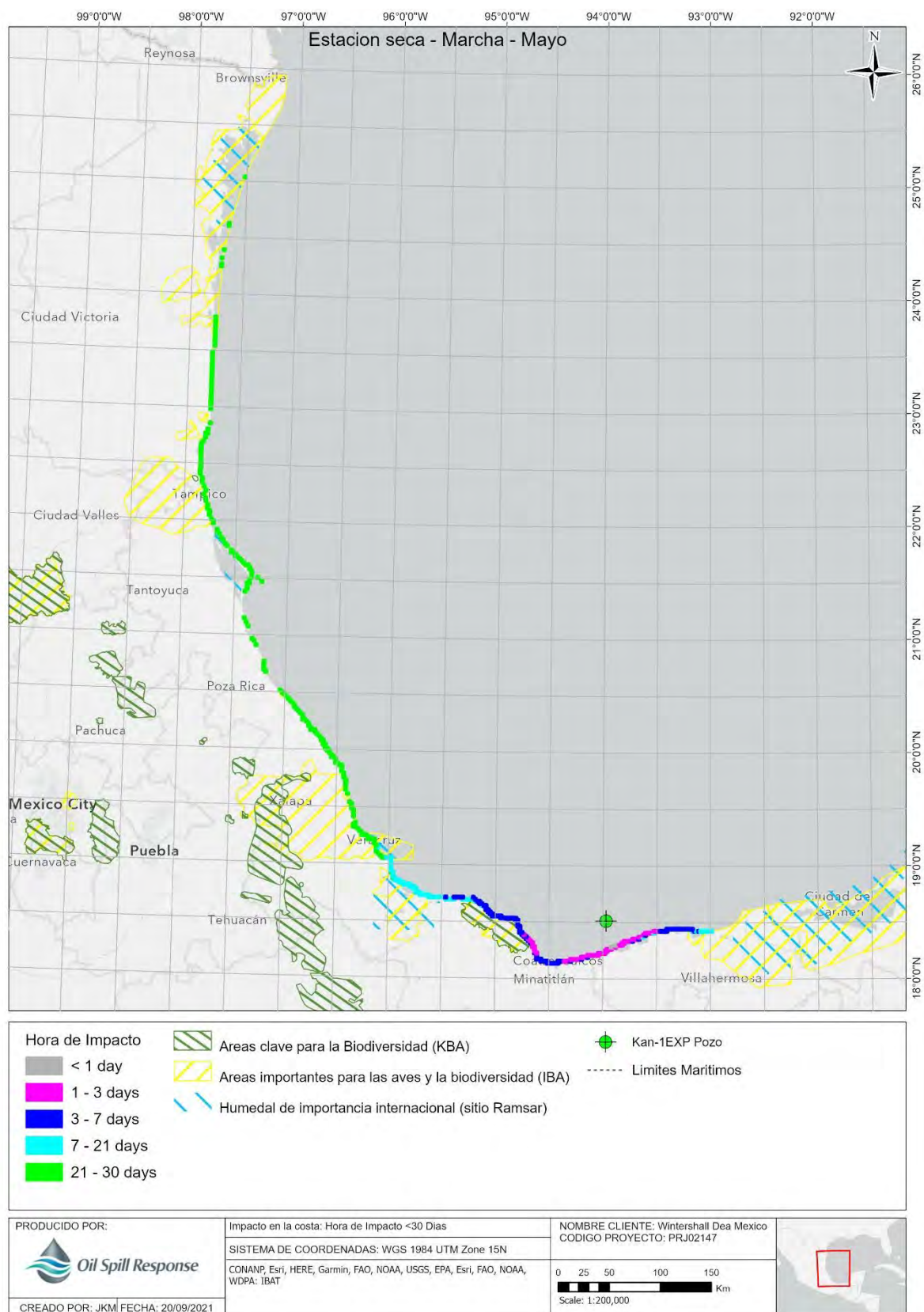
Fuente: Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Kan-1EXP

Figura 9.45 Receptores sensible costeros y probabilidad de más de 50% de llegada a la costa – Kan-1EXP



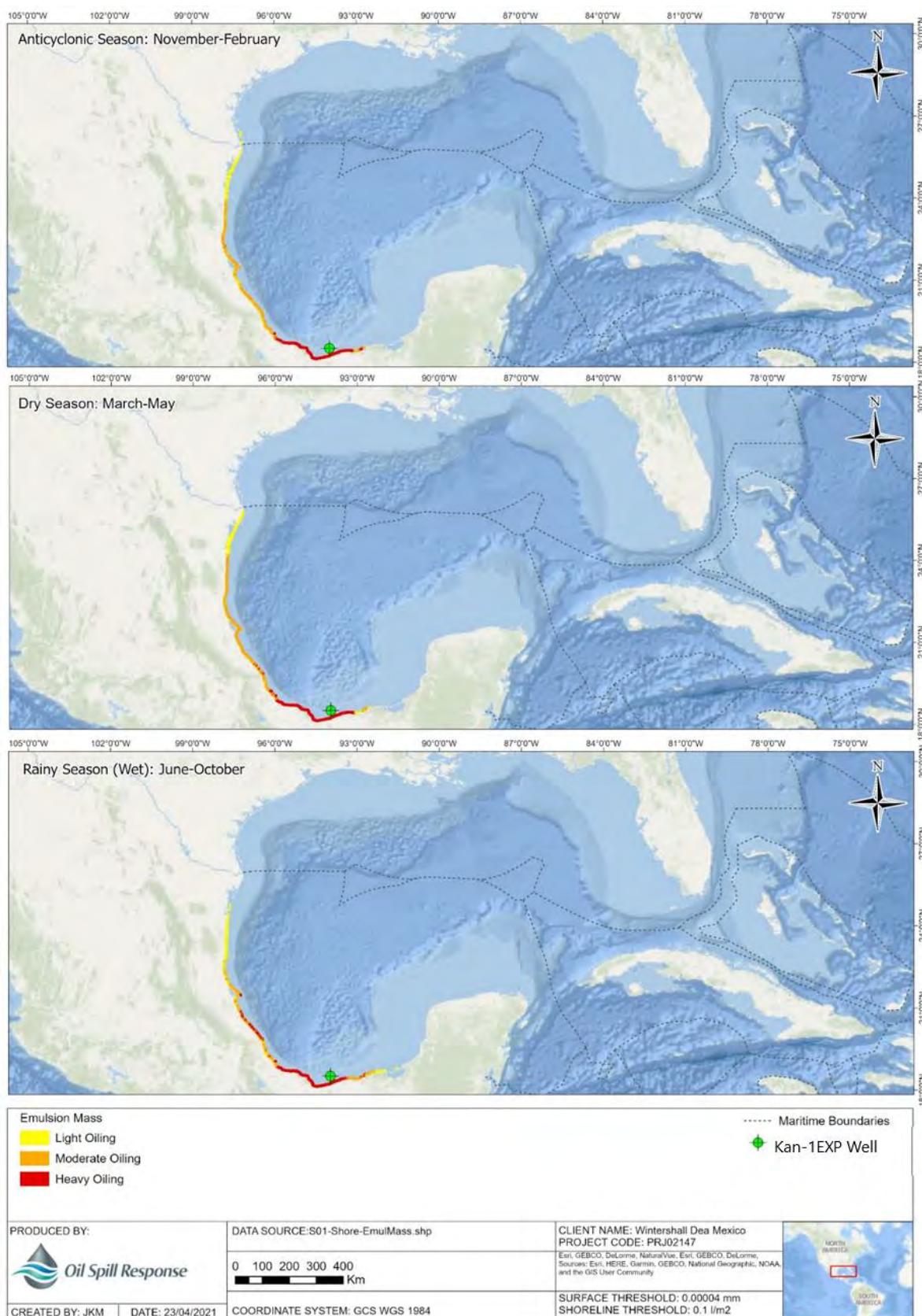
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.46 Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa – Kan-1EXP



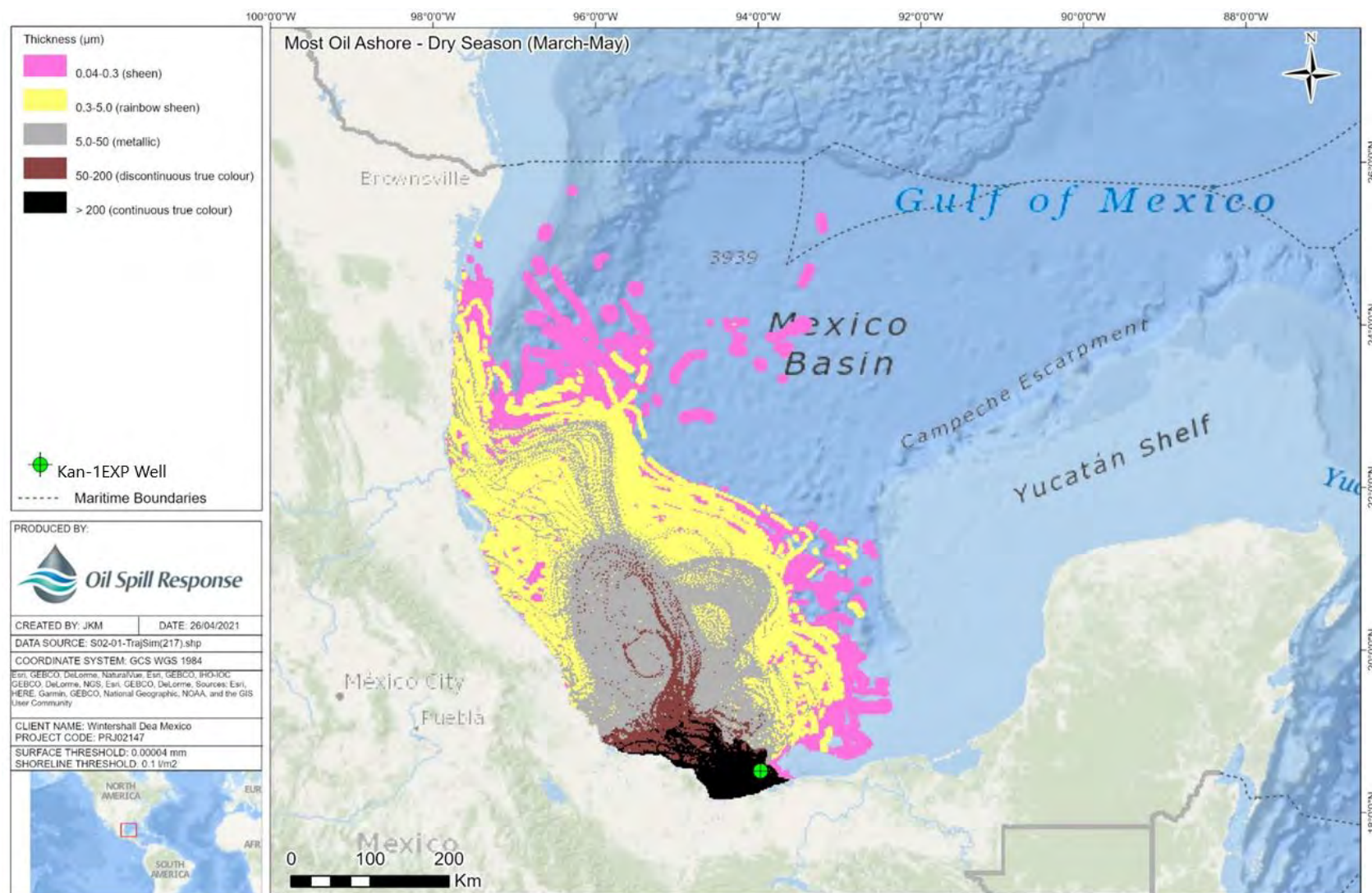
Fuente: Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Kan-1EXP

Figura 9.47 Receptores Sensibles costeros y tiempos de llegada a la costa – Kan-1EXP



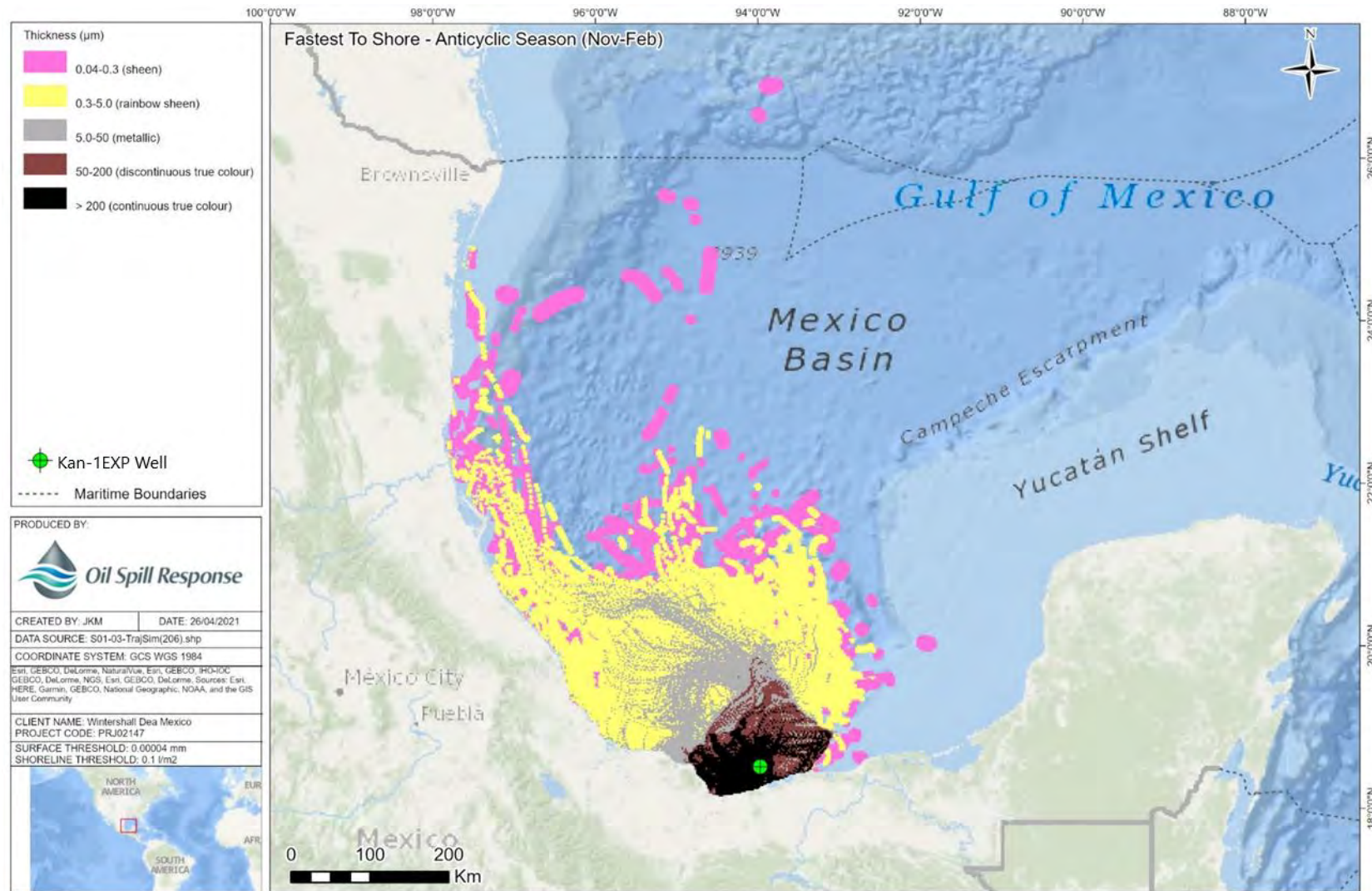
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.48 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión – Kan-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.49 Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa – Kan-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.50 Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa – Kan-1EXP

Escenario 19: Colisión de embarcación - Ix-1EXP-PC-19

A continuación, se presentan los siguientes planos de afectación:

Superficie del Mar

- Figura 9.51: Probabilidad de que una celda de la superficie se vea afectada.
- Figura 9.52: Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial
- Figura 9.53: Espesor máximo de emulsión de aceite superficial.

Costa

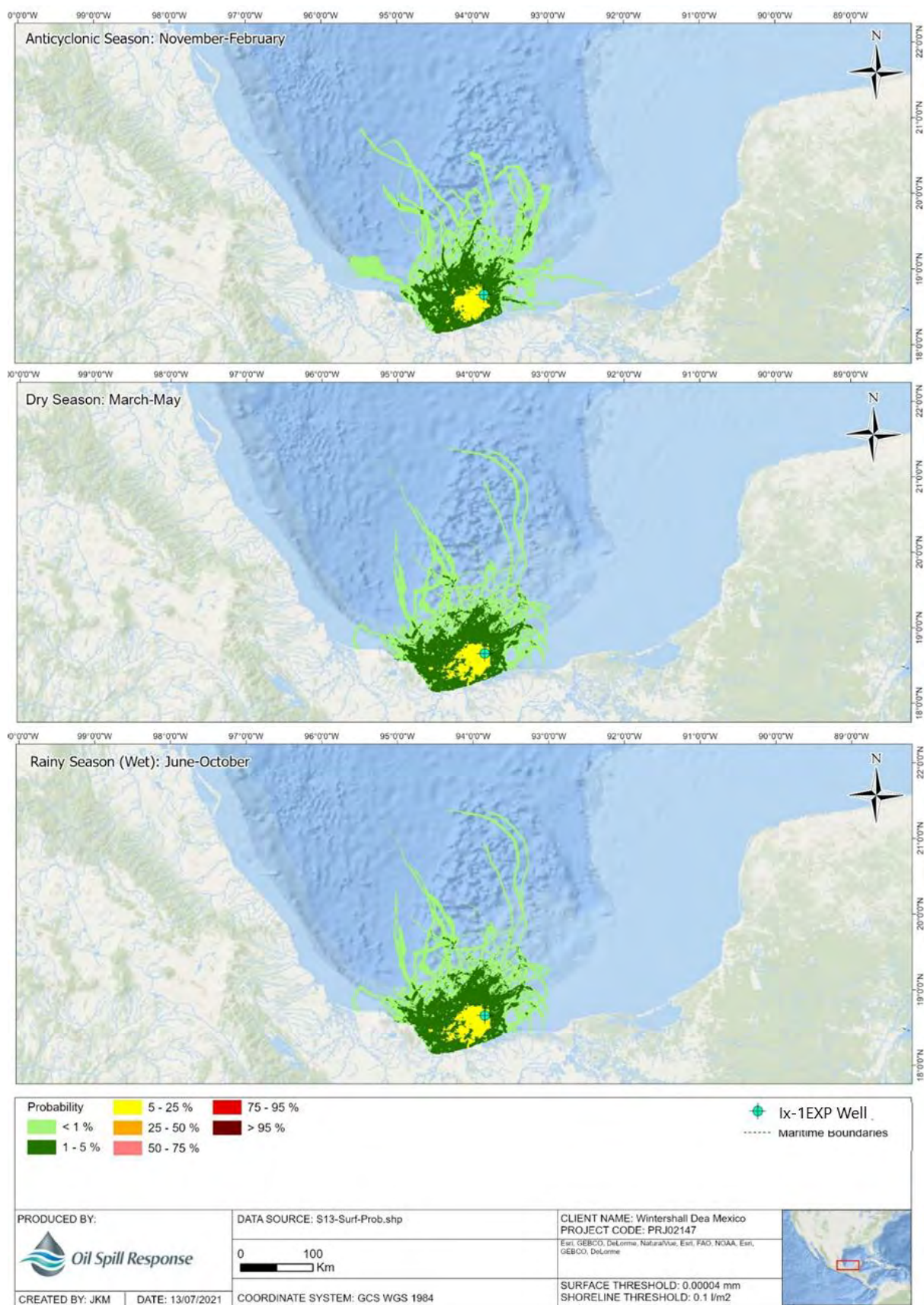
- Figura 9.54: Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada.
- Figura 9.55: Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa.
- Figura 9.56: Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión

Trayectoria con la mayor cantidad de petróleo en tierra

- Figura 9.57: Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa

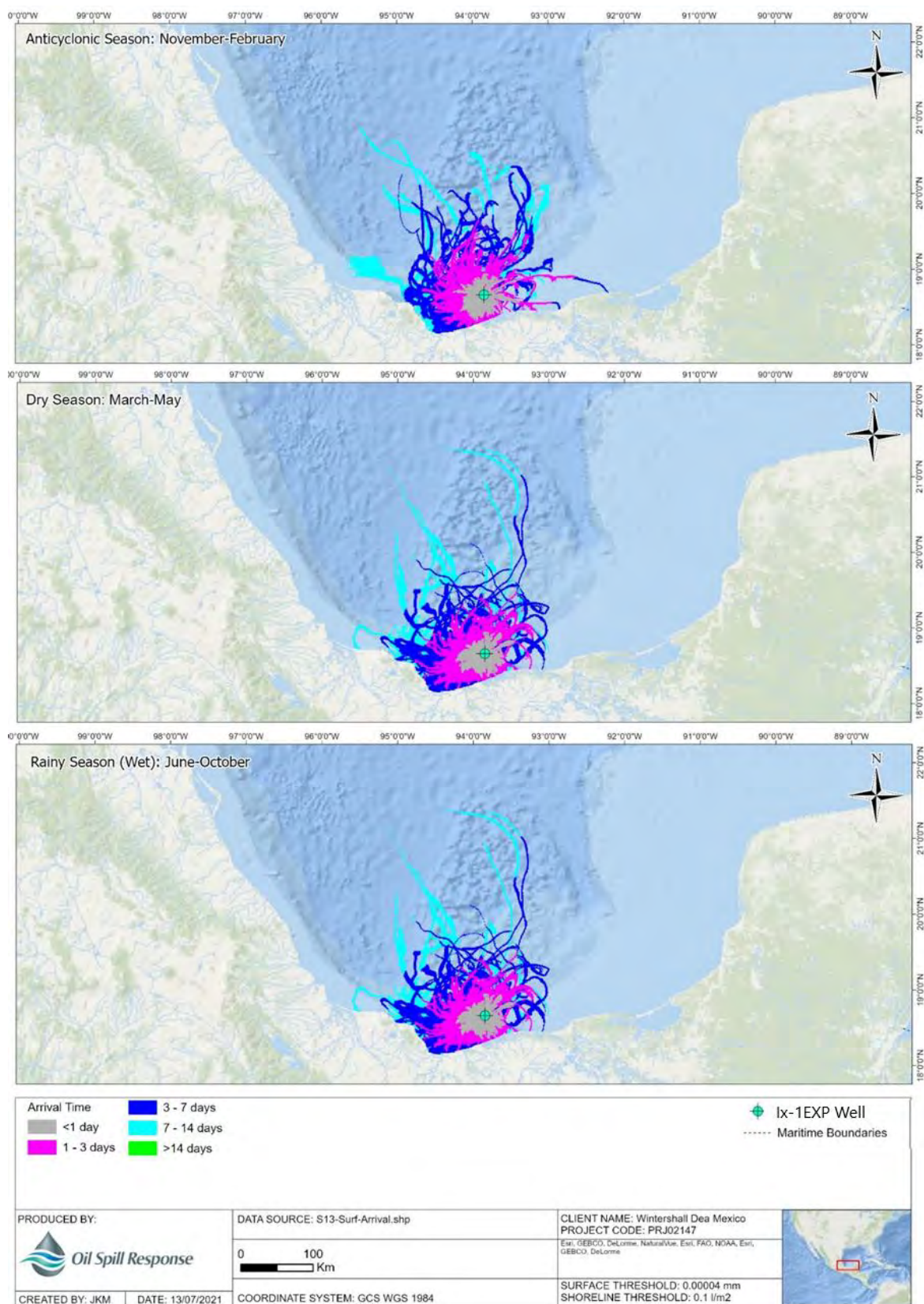
La trayectoria con el tiempo más corto de llegada

- Figura 9.58: Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa



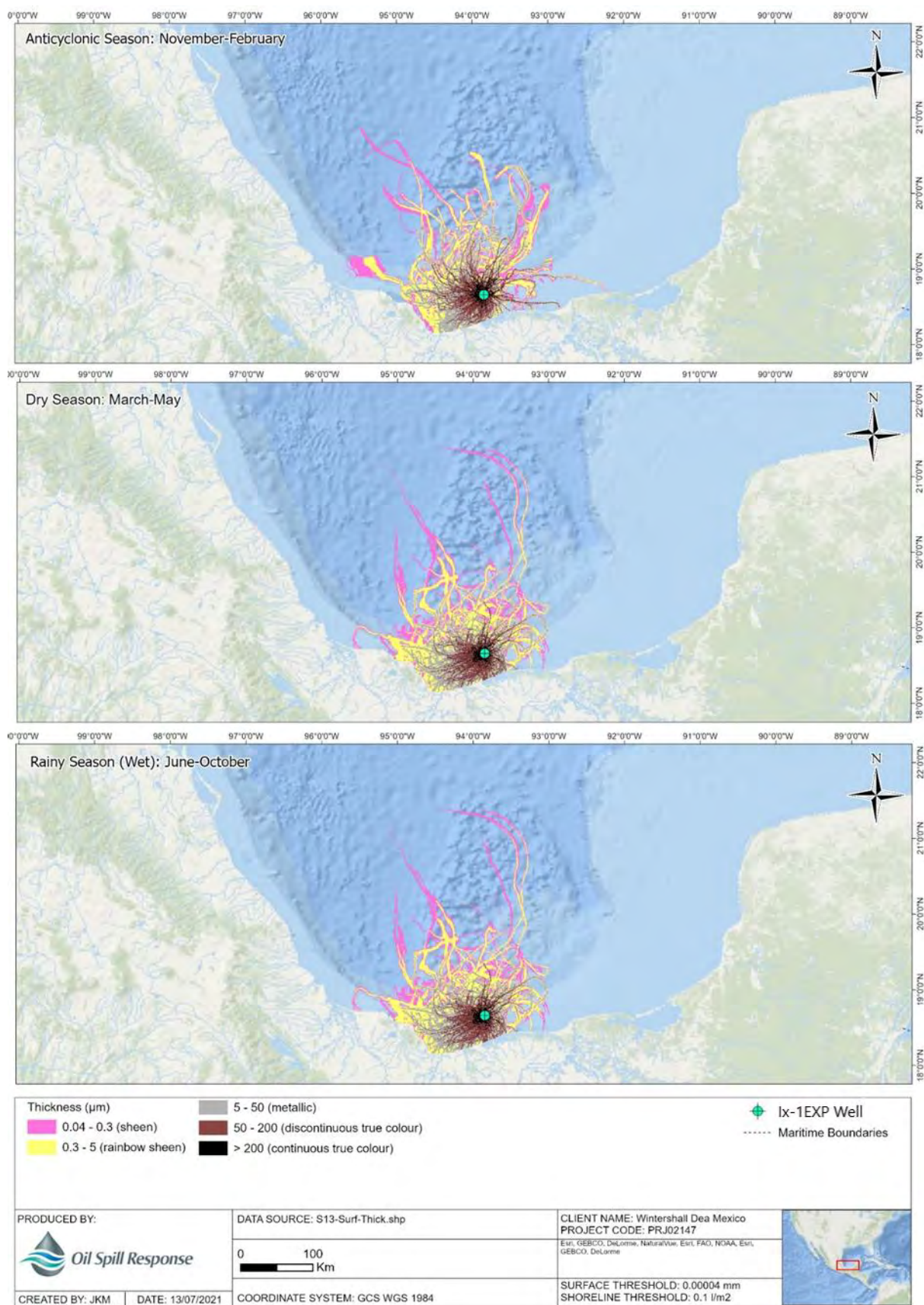
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021.

Figura 9.51 Probabilidad de afectación superficial por diésel– Ix-1EXP



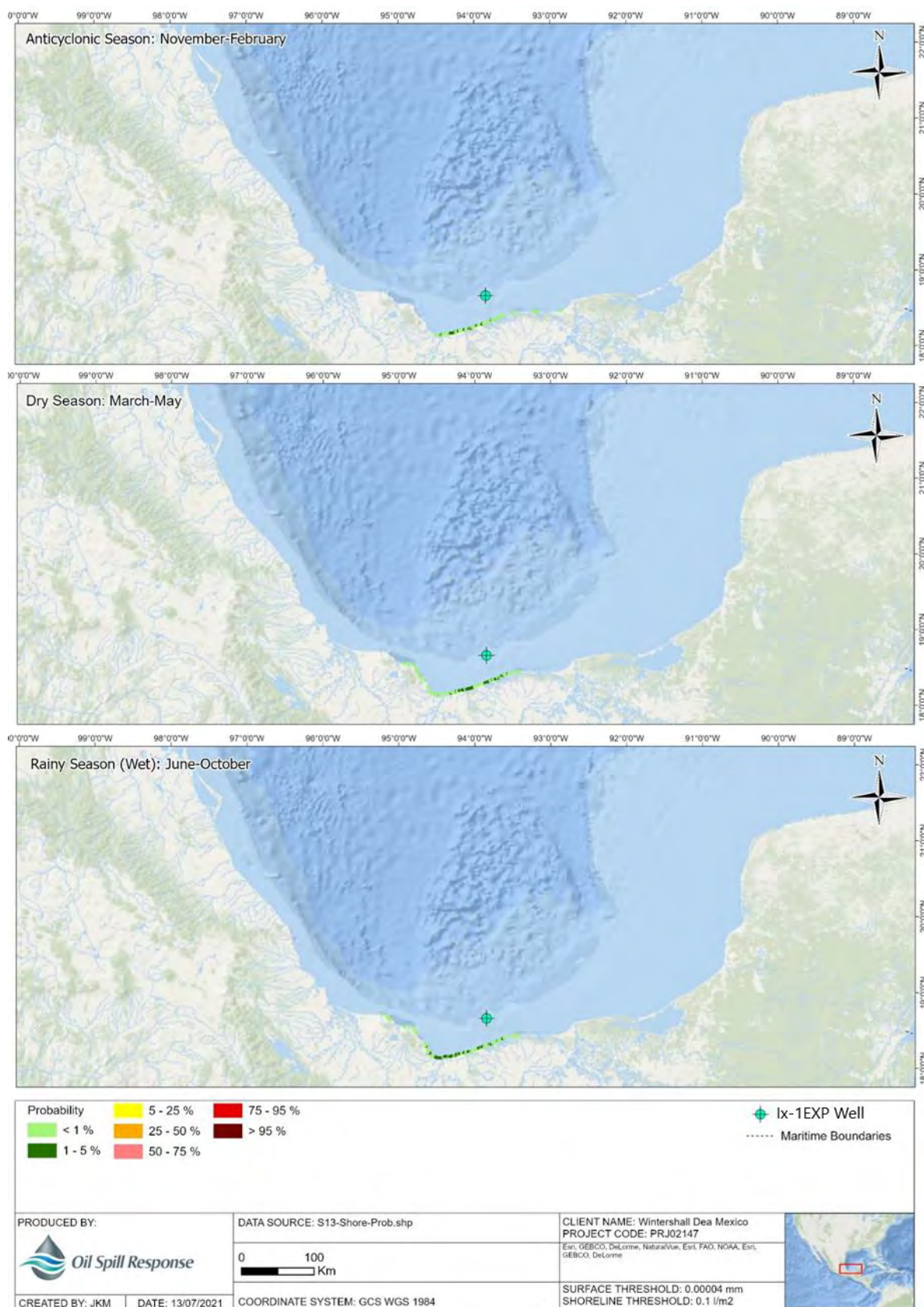
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.52 Tiempo mínimo de llegada del diésel superficial – Ix-1EXP



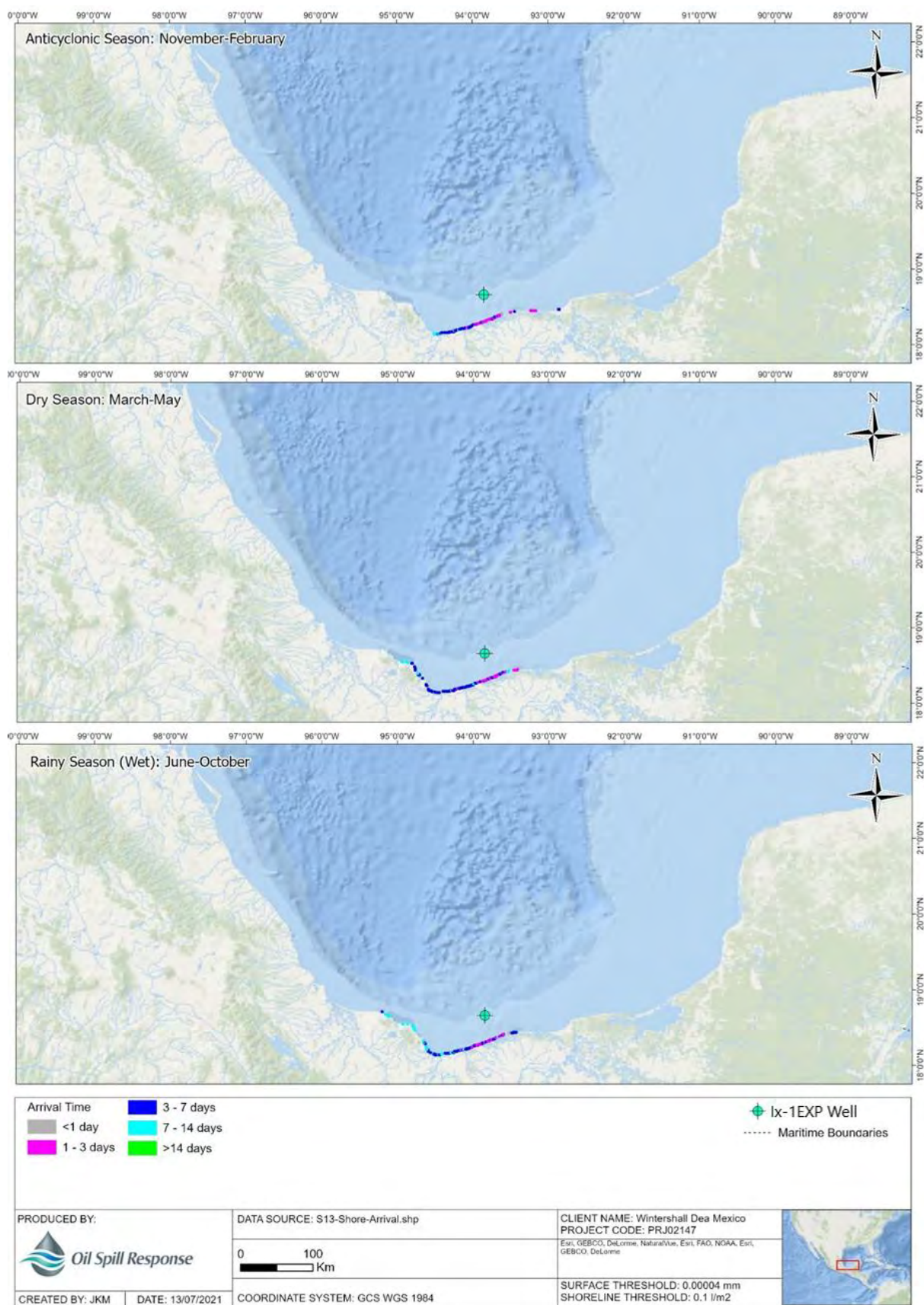
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.53 Espesor máximo de diésel superficial– Ix-1EXP



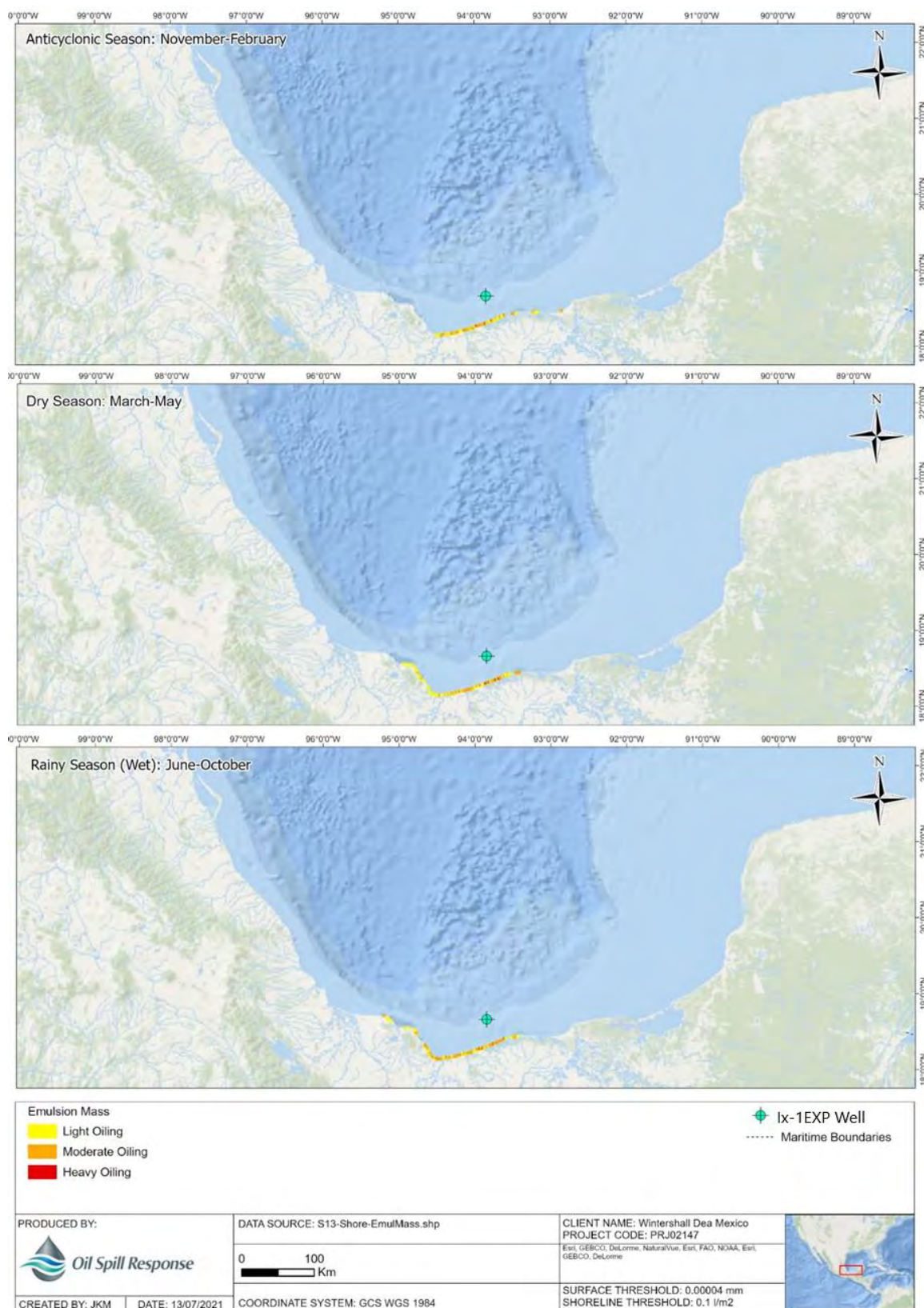
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.54 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada por diésel - Ix-1EXP



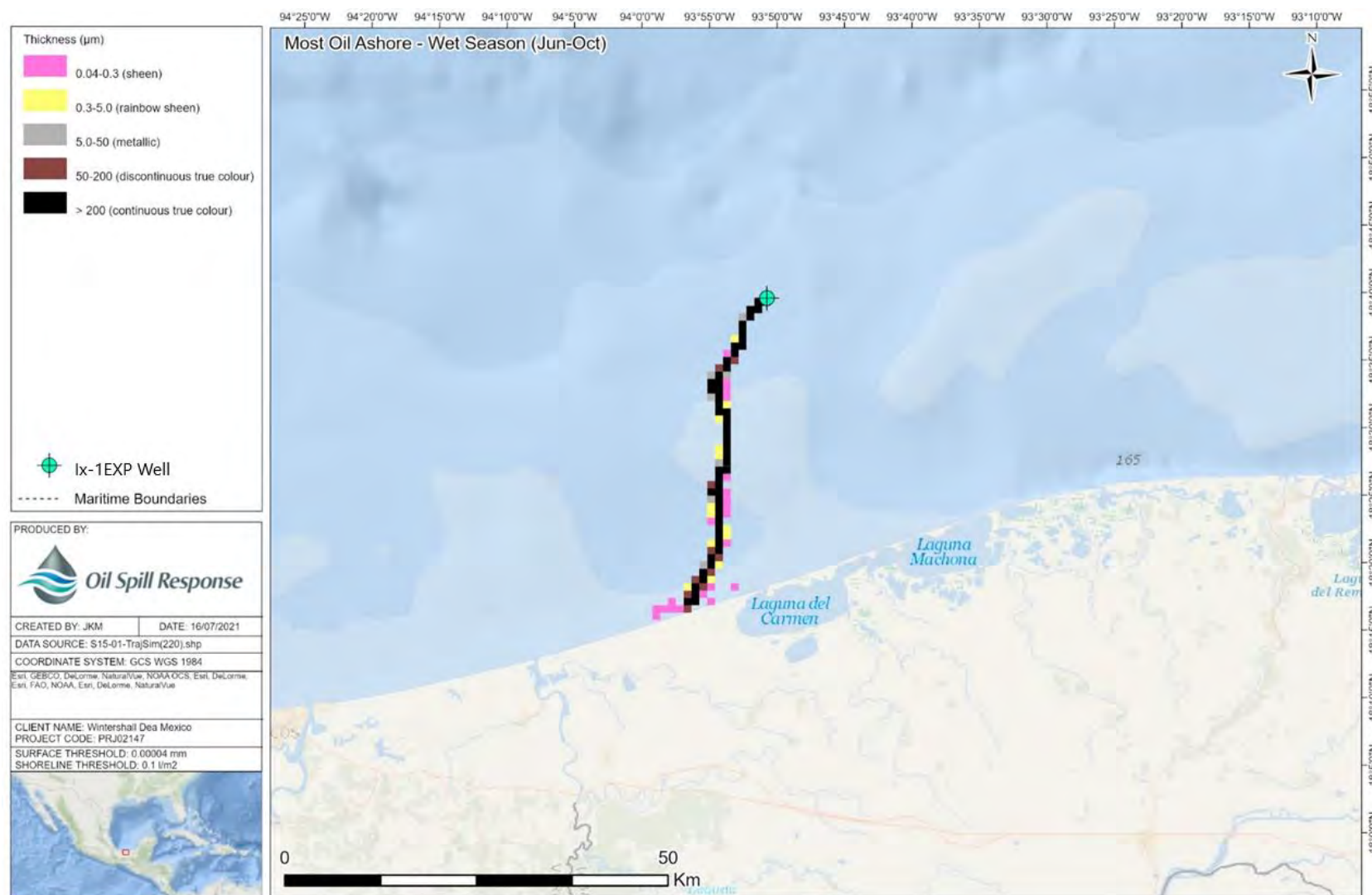
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.55 Tiempo mínimo de llegada de diésel a la costa - Ix-1EXP



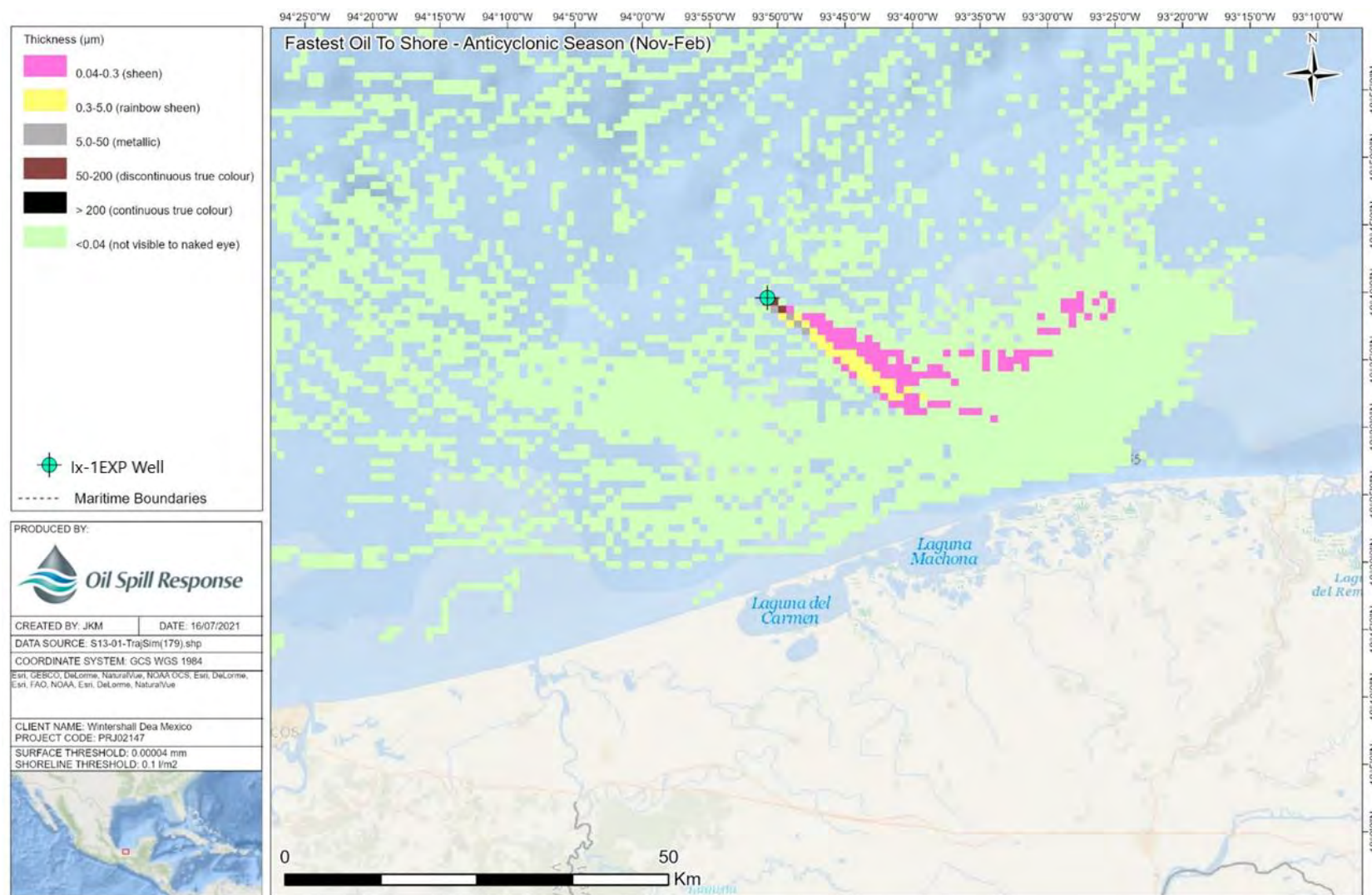
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.56 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión de diésel - Ix-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.57 Área total impactada - mayor cantidad de diésel en la costa – ix-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Ix-1EXP, Bloque 30, México 30 de Julio 2021

Figura 9.58 Área total impactada - tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Ix-1EXP

Escenario 20: Colisión de embarcación - Kan-1EXP-PC-20

A continuación, se presentan los siguientes planos de afectación:

Superficie del Mar

- Figura 9.59: Probabilidad de que una celda de la superficie se vea afectada.
- Figura 9.60: Tiempo mínimo de llegada del hidrocarburo superficial
- Figura 9.61: Espesor máximo de emulsión de aceite superficial.

Costa

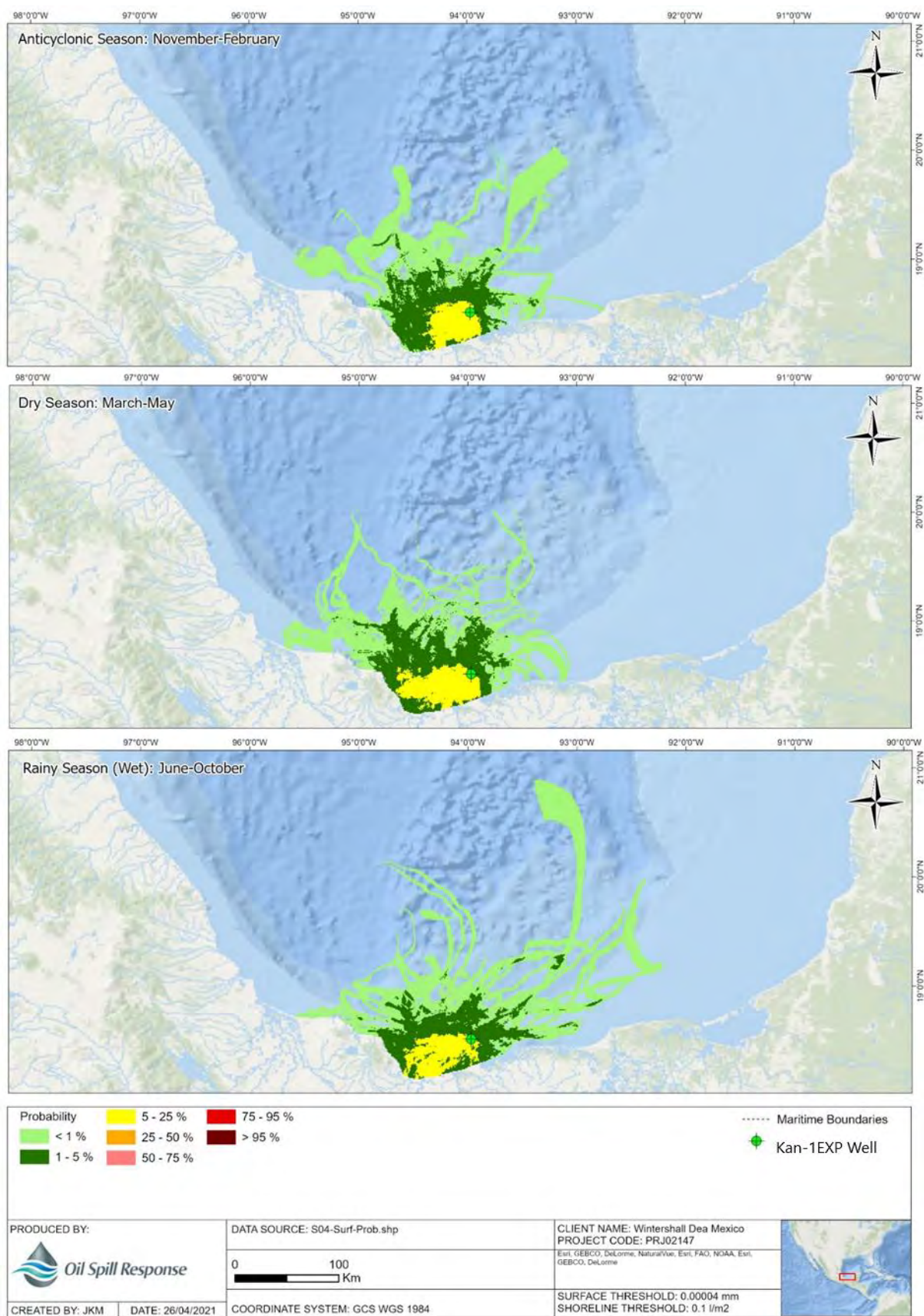
- Figura 9.62: Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada.
- Figura 9.63: Tiempo mínimo de llegada de los hidrocarburos a la costa.
- Figura 9.64: Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión

Trayectoria con la mayor cantidad de petróleo en tierra

- Figura 9.65: Área total impactada - mayor cantidad de petróleo en la costa

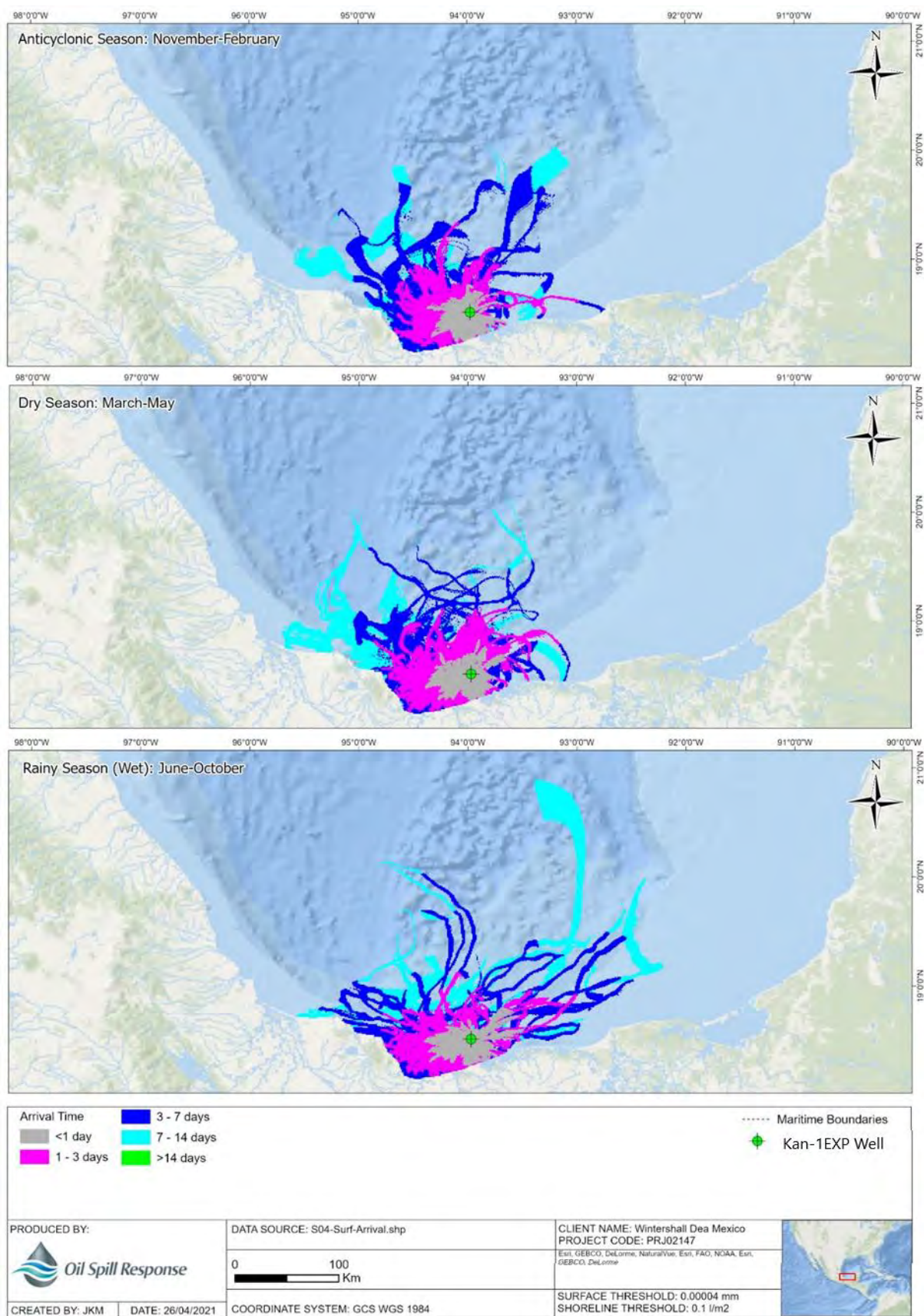
La trayectoria con el tiempo más corto de llegada

- Figura 9.66: Área total impactada - tiempo más corto de llegada a la costa



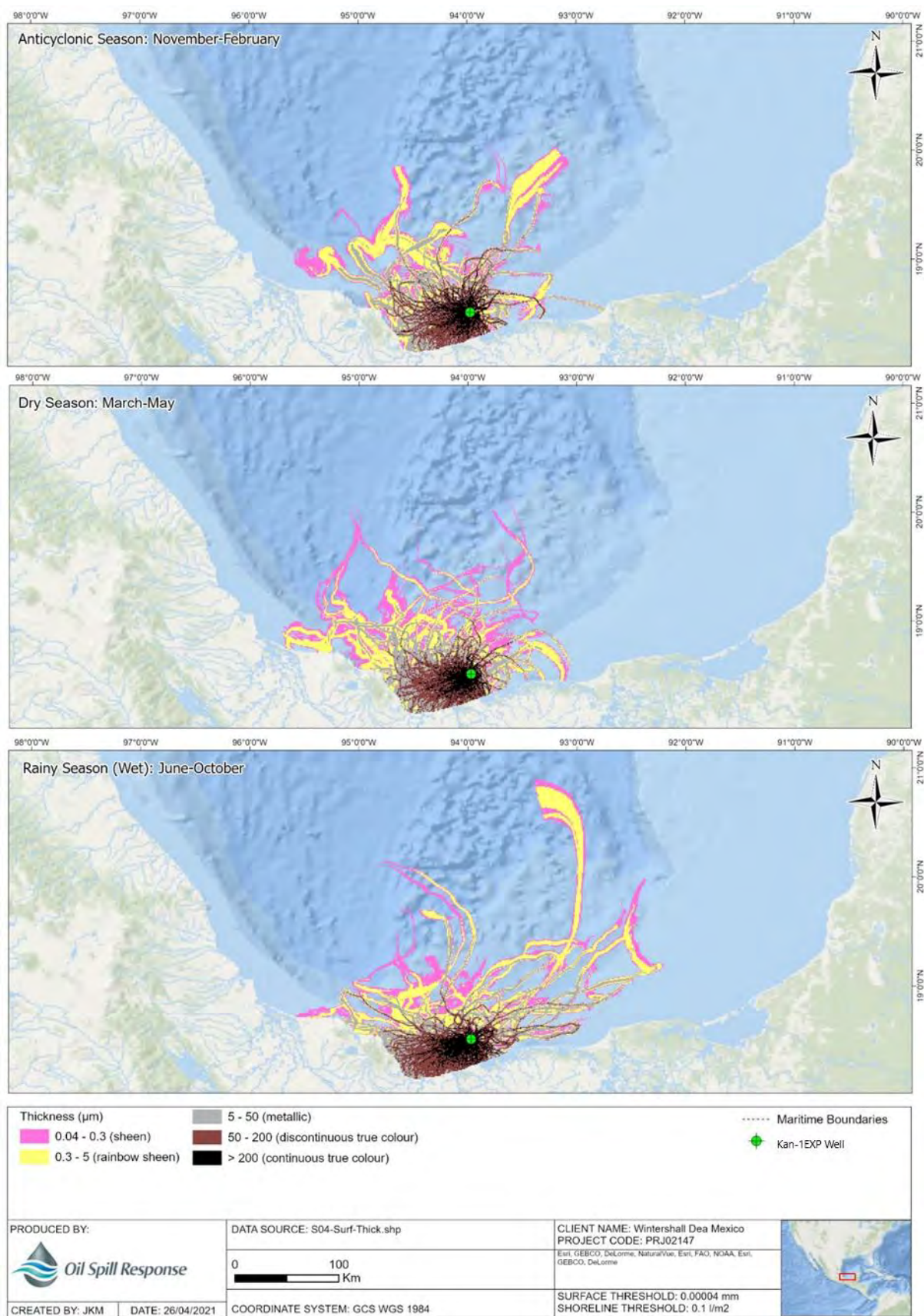
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.59 Probabilidad de afectación superficial por diésel– Kan-1EXP



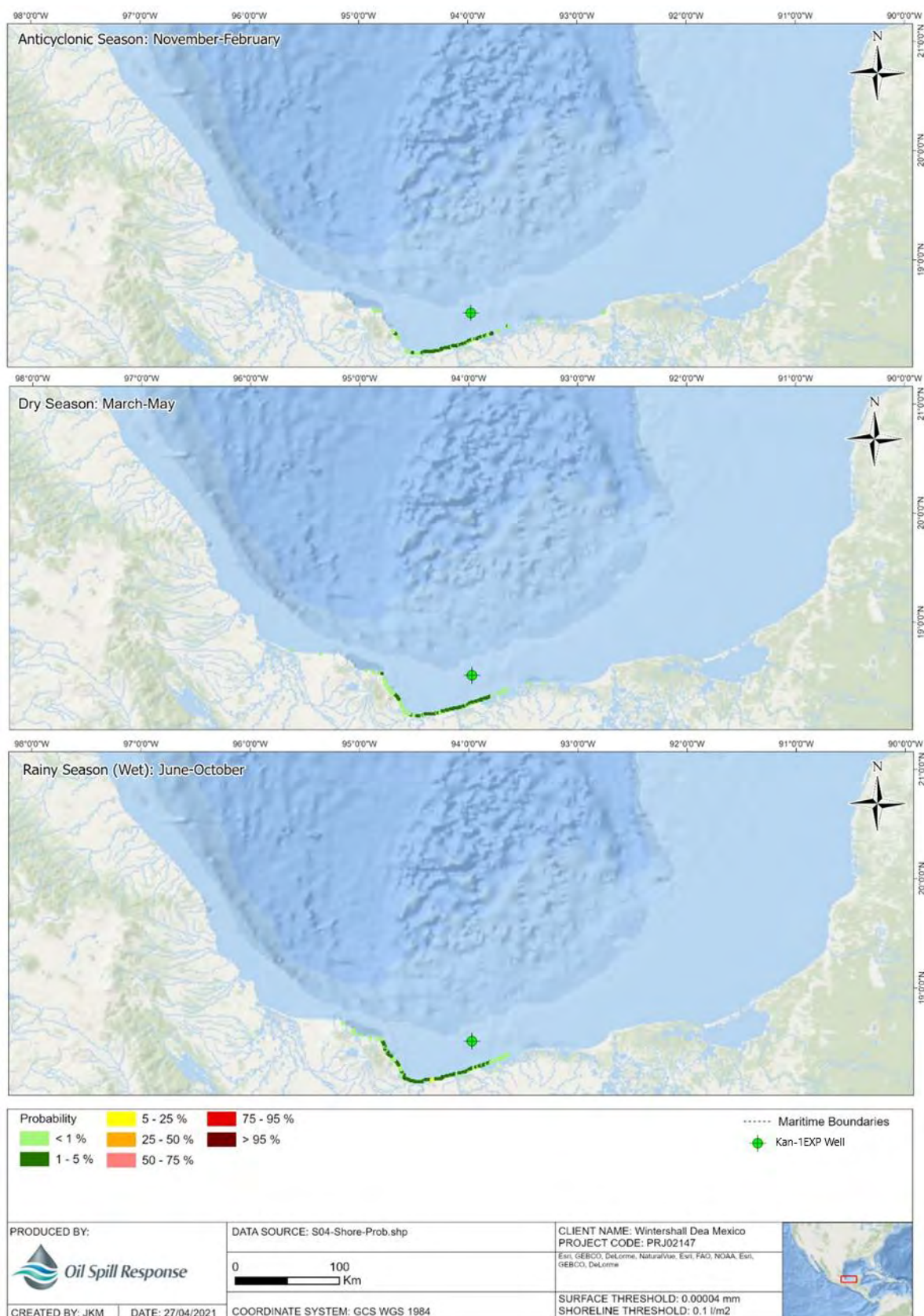
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.60 Tiempo mínimo de Llegada del diésel superficial – Kan-1EXP



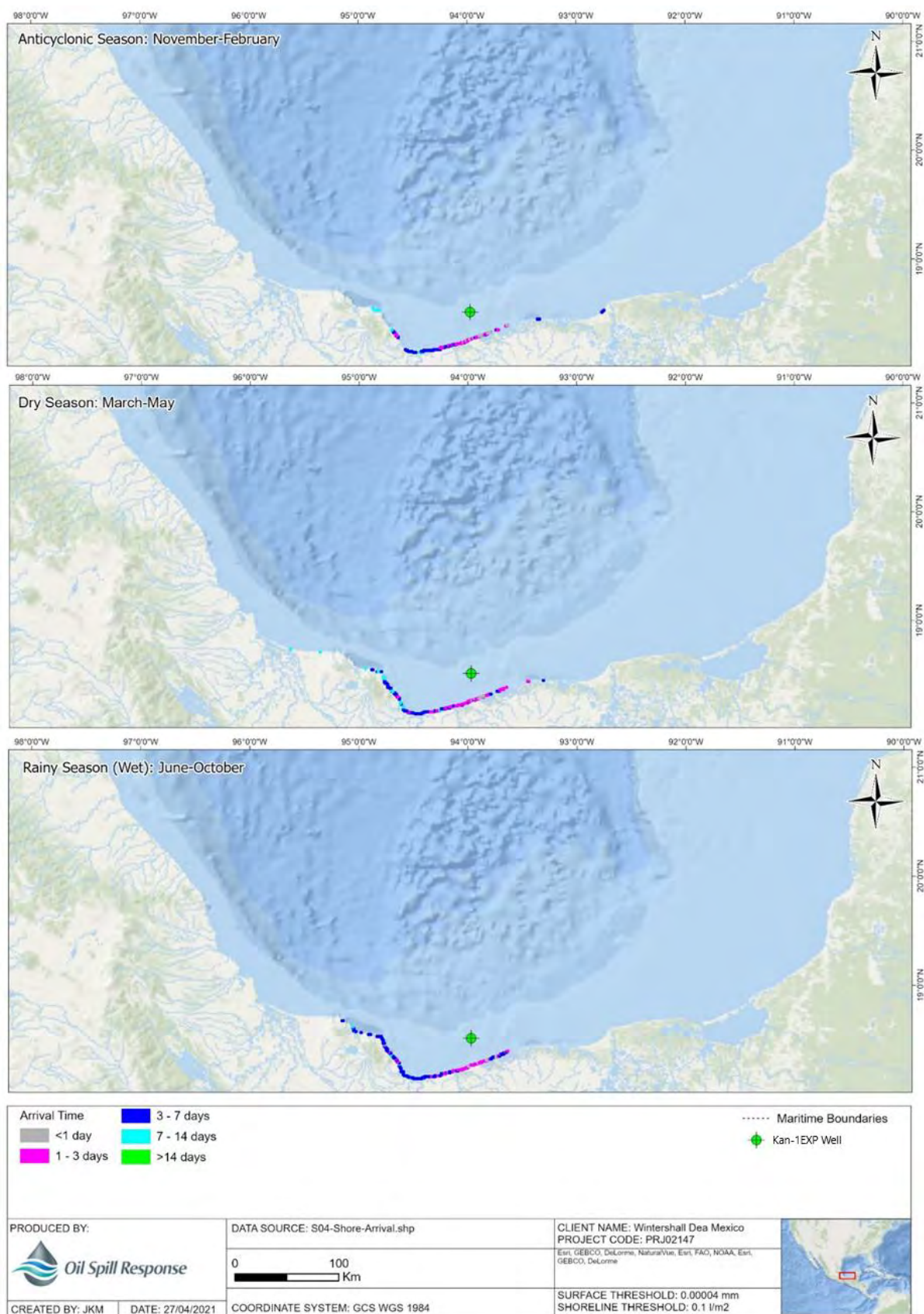
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.61 Espesor máximo de diésel superficial – Kan-1EXP



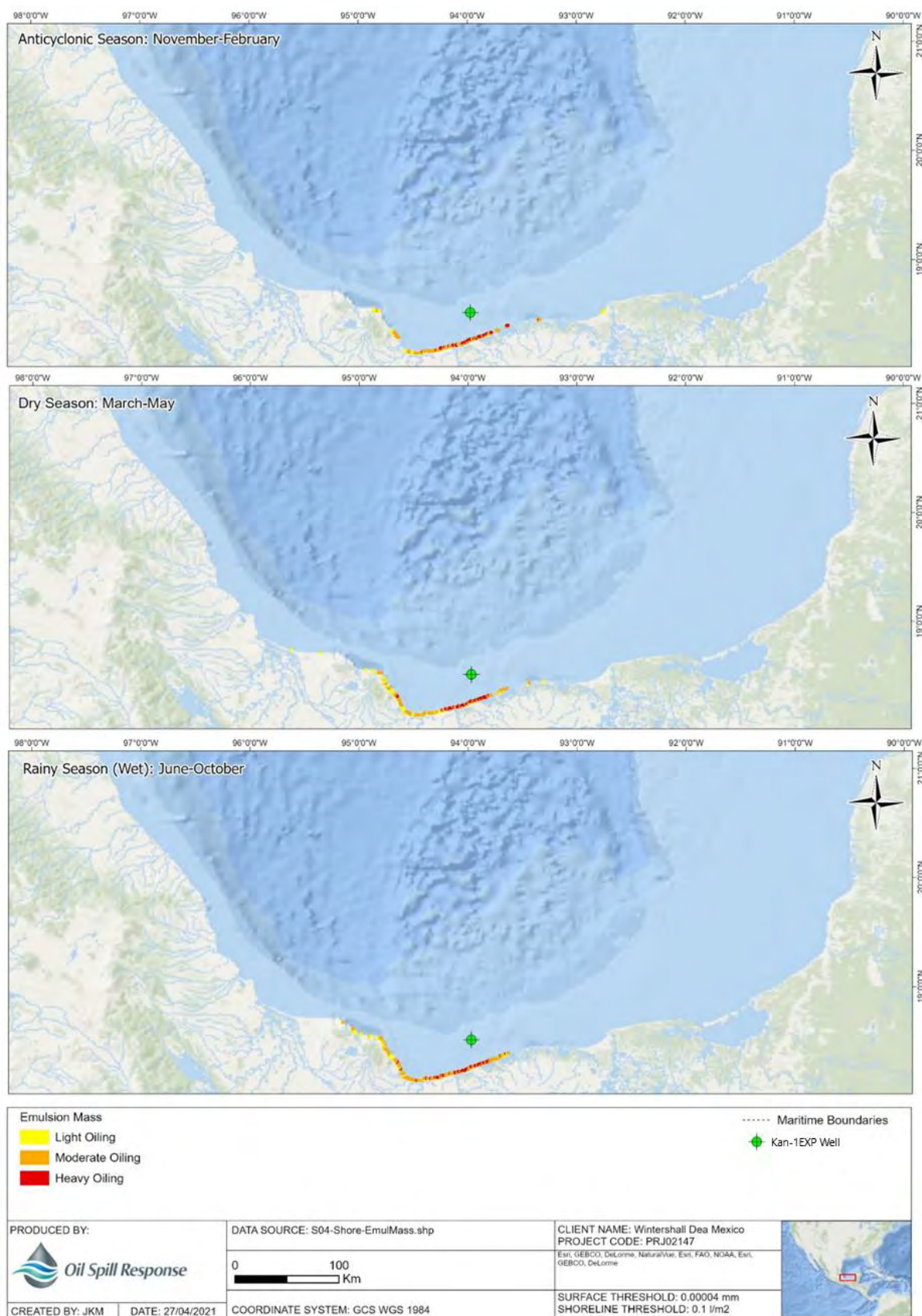
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.62 Probabilidad de que una celda de la costa se vea afectada por diésel – Kan-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.63 Tiempo mínimo de llegada de diésel a la costa – Kan-1EXP



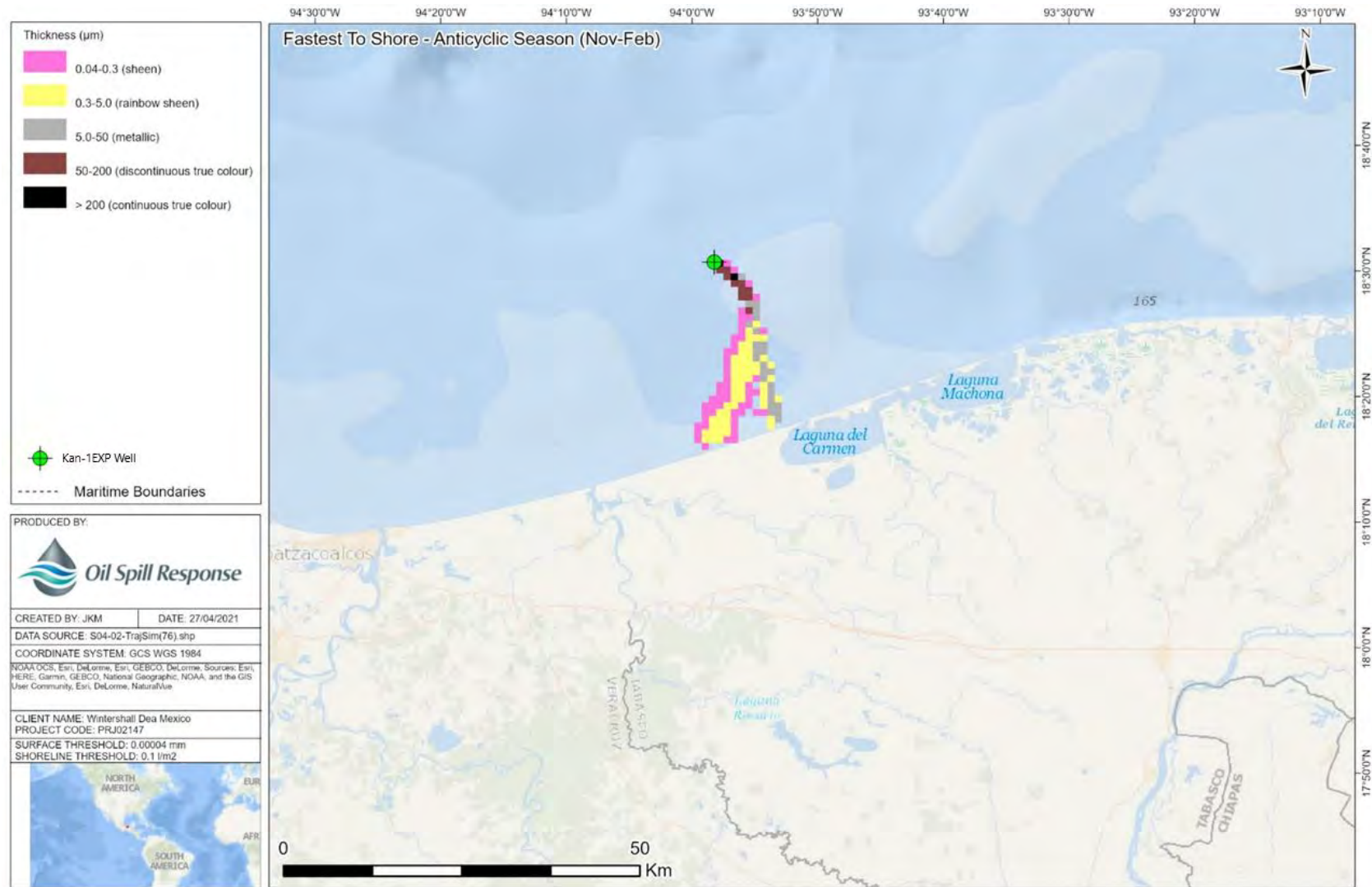
Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.64 Contaminación de la costa basada en la masa de emulsión de diésel – Kan-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.65 Área total impactada - mayor cantidad de diésel en la costa – Kan-1EXP



Fuente: Informe de Modelado de derrames de petróleo para: Kan-1EXP, Bloque 30, México 03 de Mayo 2021

Figura 9.66 Área total impactada - tiempo más corto de llegada de diésel a la costa – Kan-1EXP

9.6 Análisis de Vulnerabilidad e interacciones de Riesgo

Para propósitos del Análisis de Vulnerabilidad, se tomarán en cuenta los resultados de las modelaciones con mayores radios de afectación, tanto para los casos más probables (CMP) como los peores casos (PC), para los pozos Ix-1EXP y Kan-1EXP, en el caso del Reventón de Pozo (Blow-Out Superficial).

9.6.1 Análisis de Vulnerabilidad de las modelaciones de Fuego y Explosión

Los eventos analizados para este estudio de reventón de pozo (Blow-Out superficial), fueron evaluados de acuerdo con las propiedades peligrosas de la mezcla de hidrocarburo (fuego y explosividad¹⁹). En primer lugar, serán analizados los casos máximos probables, que tendrán un menor impacto, pero son casos más posibles de presentarse. Después, los escenarios catastróficos, que, aunque tienen una posibilidad muy limitada de presentarse, sirven de referencia para tener una idea más amplia para la planeación de emergencias.

Las representaciones gráficas de los radios potenciales de afectación de todos los escenarios pueden consultarse en el **Anexo 9.11**

Casos Más Probables (CMP)

De acuerdo con lo mencionado anteriormente, los escenarios CMP con mayores radios de afectación son los siguientes:

Ix-1EXP

- Escenario 3: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-03 / Dardo de fuego (Jet Fire)
- Escenario 4: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-04 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)

Pozo Kan-1EXP

- Escenario 11: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-11 / Dardo de fuego (Jet Fire)
- Escenario 12: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-12 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)

A continuación, se describen las potenciales afectaciones de los escenarios mencionados.

Escenario 3: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-03 / Dardo de fuego (Jet Fire)

Para este escenario, de acuerdo con los resultados obtenidos de las simulaciones y tal como se presentó en los planos de afectación de la sección 9.5.1 (ver Figura 9.23), se puede observar que el dardo de fuego generado tiene un alcance de 34.2 m para la zona de alto riesgo, lo que abarca el piso de perforación y la estructura voladiza (cantiléver), en dicha zona se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado para el personal que pudiera estar en el área.

Por otro lado, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extiende a la mayor parte de la Plataforma AutoElevable (PAE) con 83.2 m, por lo que, el personal podrá estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo. En la Figura 9.67 se representa la radiación máxima alcanzada respecto a la distancia vientos abajo; en esta figura se puede apreciar que la radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 8.8 kW/m^2 , además,

¹⁹ No se realizó evaluación de nube tóxica, debido a que no se espera presencia de gas H_2S en la composición del hidrocarburo (ver Tabla 9.18).

cabe resaltar, que la radiación de daño a equipos (12.5 a 37.5 kW/m^2) no se alcanza, por lo tanto, no se esperan efectos estructurales.

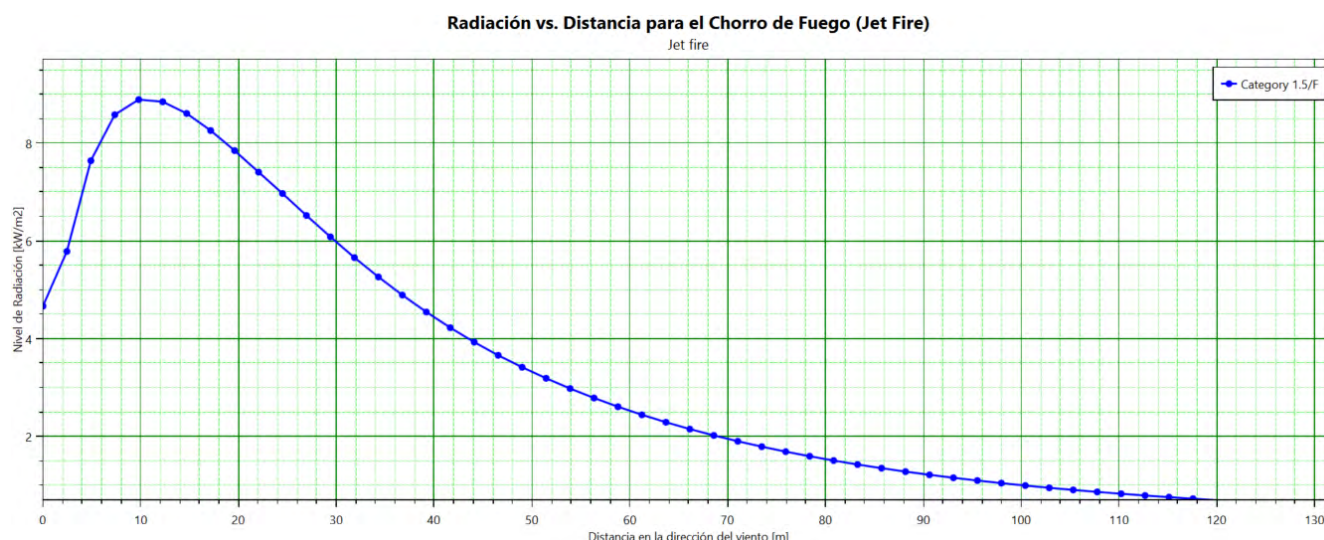


Figura 9.67 Radiación vs Distancia para el escenario 3 - Ix-1EXP-CMP-03

Debe mencionarse que el umbral del dolor del personal que esté cerca del piso de perforación, podría presentarse en menos de 6 s de exposición, ya que la radiación alcanzaría un valor de 8.9 kW/m^2 en una distancia aproximada de 10 m. Aunado a esto, la cantidad de oxígeno dentro del área de perforación podría verse disminuida drásticamente y sustituida por gases de combustión (monóxido de carbono, dióxido de carbono) dado el 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.

En el caso de daño a equipos, producto de la exposición a esta radiación térmica, podría generarse daño a equipos de cubierta plástica y tuberías del mismo material (Conductores eléctricos, instrumentos, etc.). Este escenario podría afectar toda el área del piso de perforación, sin embargo, dado que el material de las tuberías y de la plataforma resisten hasta 37.5 kW/m^2 (ver Tabla 9.42 y Tabla 9.43) no se espera que pueda causar un efecto dominó (considerando que los equipos de proceso están fabricados en acero, sin embargo, podría haber afectaciones en materiales plásticos, madera y vidrio).

Por último, para el caso de la flama o el dardo, tiene las siguientes características de acuerdo con los resultados arrojados por el programa de simulación (**Anexo 9.10** Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación):

- 1) Velocidad de la flama: 4439 m/s
- 2) Longitud de la flama: 36 m
- 3) Ancho de la base de la flama: 0.19 m
- 4) Poder emisivo de la flama: 350 kW/m^2 con una fracción de 0.11 de emisividad
- 5) Ángulo de la flama: 1.7°

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. Esta flama tendrá un alcance vertical

de hasta 36 m, donde los equipos y estructuras de soporte alcanzados por la misma, recibirían la radiación directa del dardo (350 kW/m^2) sufriendo daños irreparables.

Escenario 4: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-CMP-04 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)

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 de la Plataforma AutoElevable (PAE) con 128.6 m y 236.1 m, respectivamente (ver Figura 9.24); aclarando que, para el caso de la zona de amortiguamiento, solo se puede esperar la ruptura del 10 % de ventanas de vidrio, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios. Además, se presenta la distancia que alcanzarán las mayores ondas de sobrepresión, y puede identificarse, que se producirán dentro del piso de perforación, con una sobrepresión máxima de 8.7 psi y un alcance de 5 m; y, por lo tanto, esta área puede tomarse como zona de alto riesgo para daño a los equipos.

Con base en los resultados de la simulación (ver **Anexo 9.10** hojas de resultados de simulación), se espera que la nube de gases inflamables tenga la mayor concentración en los primeros instantes de la liberación de la mezcla de gases llegando hasta su Límite Inferior de Explosividad; y esto, aunado a la congestión en el piso de perforación, podría generar una explosión dentro del área de liberación.

Por otro lado, en la Figura 9.68 se presenta la relación entre la sobrepresión alcanzada en caso de que ocurra una explosión y la distancia viento abajo a la que llegaría, dejando ver que las ondas de sobrepresión (de 3 a 8.7 psi) por daño a equipos abarcarán 50 m aproximadamente, por lo cual, debe tenerse especial cuidado en esta área, ya que los equipos dentro del piso de perforación podrían verse afectados, incluyendo las estructuras de soporte.

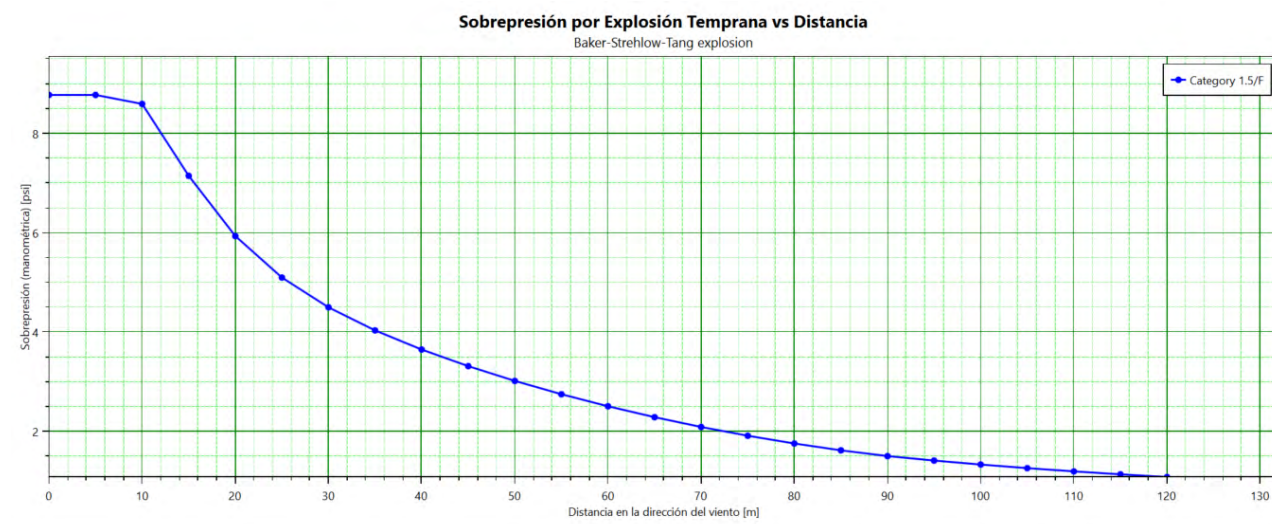


Figura 9.68 Ondas de sobrepresión vs Distancia del escenario 4 Ix-1EXP-CMP-04

Por otra parte, de acuerdo con la Figura 9.24, como se mencionó anteriormente, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente a 128.6 m a partir de la fuente de emisión en todas direcciones. En dicha área se podrían presentar efectos por ruptura de los tímpanos de las personas expuestas y heridas leves por fragmentos disparados en el personal que pudiera estar en el área de afectación (Ver Tabla 9.44). Además, debido a los efectos de los impulsos causados por la sobrepresión (ver Figura 9.69), se esperan daños estructurales menores a las estructuras de la torre de perforación (Ver Tabla 9.45).

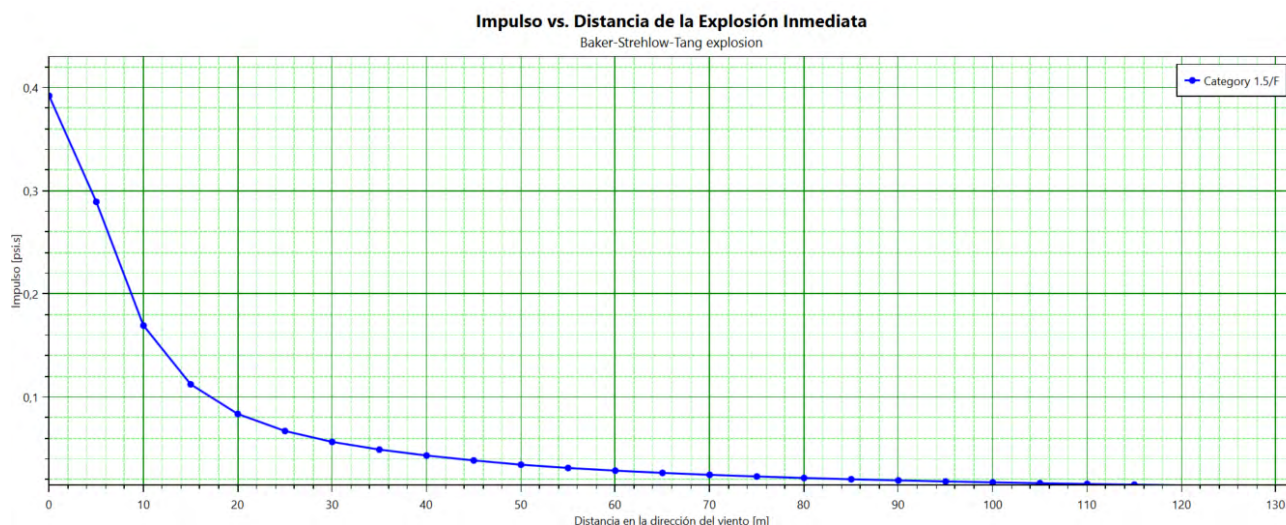


Figura 9.69 Impulsos de la explosión vs la distancia del escenario 4 - lx-1EXP-CMP-04

Escenario 11: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-11 / Dardo de fuego (Jet Fire)

De acuerdo con los resultados obtenidos de las simulaciones y tal como se presentó en los planos de afectación de la sección 9.5.1 (ver Figura 9.27) se puede observar que el dardo de fuego generado tiene un alcance de 33.6 m para la zona de alto riesgo, lo que abarca el piso de perforación y la estructura voladiza (cantiléver), en dicha zona se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado para el personal que pudiera estar en el área.

Por otro lado, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) se extiende a la mayor parte de la Plataforma AutoElevable (PAE) con 79.5 m, por lo que, el personal podría estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo. En la Figura 9.70 se representa la radiación máxima alcanzada respecto a la distancia vientos abajo; en esta figura se puede apreciar que la radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 9.4 kW/m^2 , además, cabe resaltar, que la radiación de daño a equipos (12.5 a 37.5 kW/m^2) no se alcanza, por lo tanto, no se esperan efectos estructurales.

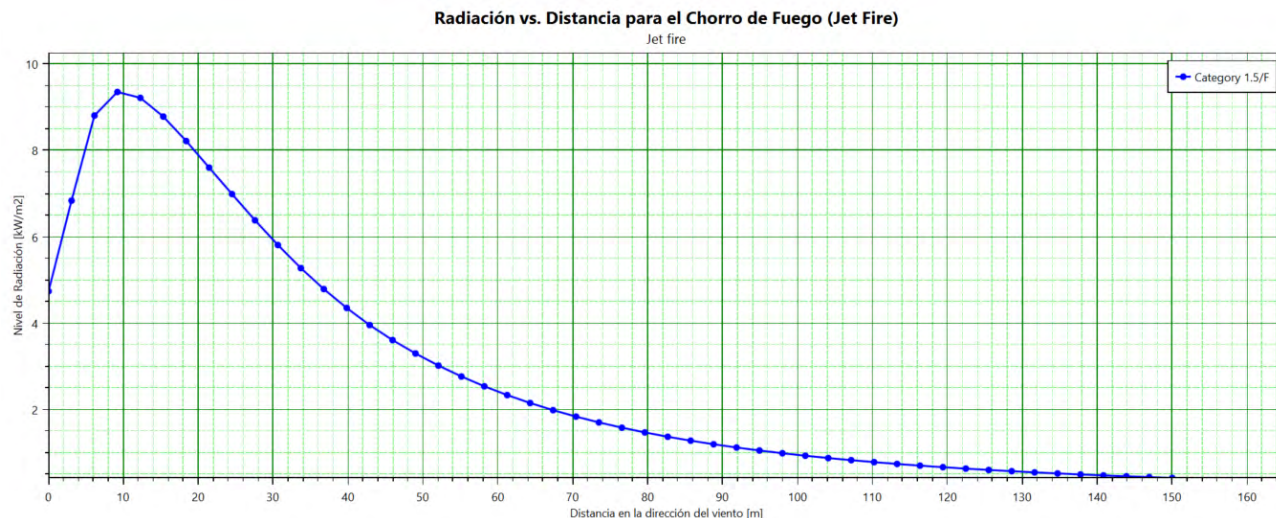


Figura 9.70 Radiación vs Distancia para el escenario 11 - Kan-1EXP-CMP-11

Debe mencionarse que el umbral del dolor del personal que esté cerca del piso de perforación, podría presentarse en menos de 6 s de exposición, ya que la radiación alcanzaría un valor de 9.4 kW/m^2 en una distancia aproximada de 10 m. Aunado a esto, la cantidad de oxígeno dentro del área de perforación podría verse disminuida drásticamente y sustituida por gases de combustión (monóxido de carbono, dióxido de carbono) dado el 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.

En el caso de daño a equipos, producto de la exposición a esta radiación térmica, podría generarse daño a equipos de cubierta plástica y tuberías del mismo material (Conductores eléctricos, instrumentos, etc.). Este escenario podría afectar toda el área del piso de perforación, sin embargo, dado que el material de las tuberías y de la plataforma resisten hasta 37.5 kW/m^2 (ver Tabla 9.42 y Tabla 9.43) no se espera que pueda causar un efecto dominó.

Por último, para el caso de la flama o el dardo, tiene las siguientes características de acuerdo con los resultados arrojados por el programa de simulación (**Anexo 9.10** Hojas de Resultados de Escenarios de Simulación):

- 1) Velocidad de la flama: 2969 m/s
- 2) Longitud de la flama: 35 m
- 3) Ancho de la base de la flama: 0.32 m
- 4) Poder emisivo de la flama: 350 kW/m^2 con una fracción de 0.11 de emisividad
- 5) Ángulo de la flama: 2°

Con lo que se puede concluir que, aunque la emisión se produjo de forma vertical, la flama o el dardo presentarán un grado de inclinación por las condiciones del lugar. Esta flama tendrá un alcance vertical de hasta 35 m, donde los equipos y estructuras de soporte alcanzados por la misma, recibirían la radiación directa del dardo (350 kW/m^2) sufriendo daños irreparables.

Escenario 12: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-CMP-12 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)

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 de la Plataforma AutoElevable (PAE) con 113.9 m y 209.2 m, respectivamente (ver Figura 9.28); aclarando que, para el caso de la zona de amortiguamiento, solo se puede esperar la ruptura del 10 % de ventanas de vidrio, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios. Además, se presenta la distancia que alcanzarán las mayores ondas de sobrepresión, y puede identificarse, que se producirán dentro del piso de perforación, con una sobrepresión máxima de 8.7 psi y un alcance de 5 m; y, por lo tanto, esta área puede tomarse como zona de alto riesgo para daño a los equipos.

Con base en los resultados de la simulación (ver **Anexo 9.10** hojas de resultados de simulación), se espera que la nube de gases inflamables tenga la mayor concentración en los primeros instantes de la liberación de la mezcla de gases llegando hasta su Límite Inferior de Explosividad; y esto, aunado a la congestión en el piso de perforación, podría generar una explosión dentro del área de liberación.

Por otro lado, en la Figura 9.71 se presenta la relación entre la sobrepresión alcanzada en caso de que ocurra una explosión y la distancia viento abajo a la que llegaría, dejando ver que las ondas de sobrepresión (de 3 a 8.7 psi) por daño a equipos abarcarán 45 m aproximadamente, por lo cual, debe tenerse especial cuidado en esta área, ya que los equipos dentro del piso de perforación podrían verse afectados, incluyendo las estructuras de soporte.

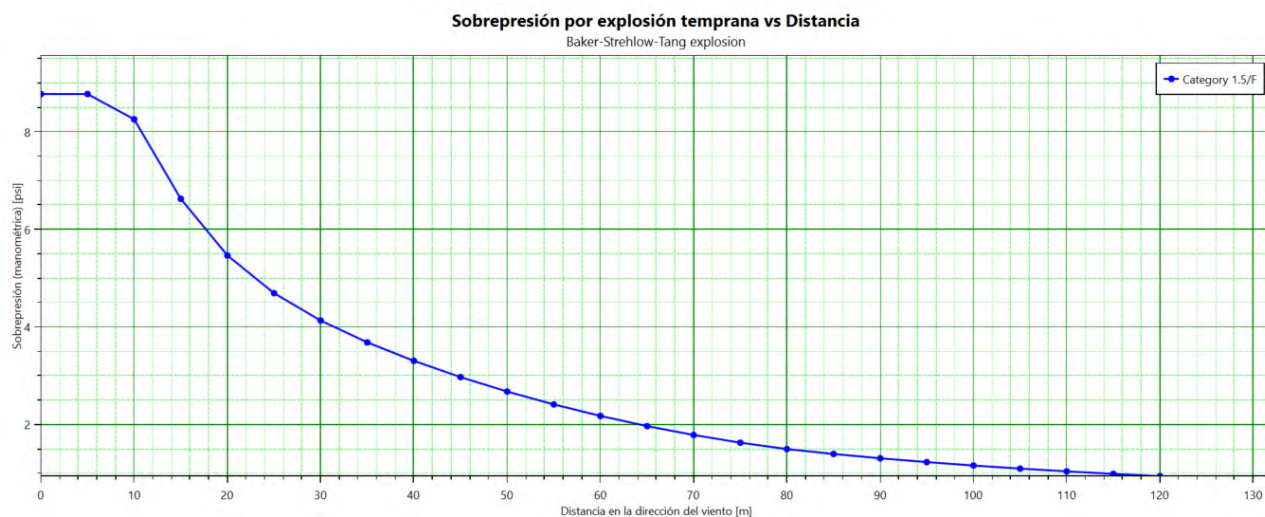


Figura 9.71 Ondas de sobrepresión vs Distancia del escenario 12 Kan-1EXP-CMP-12

Por otra parte, de acuerdo con la Figura 9.28, como se mencionó anteriormente, la zona de alto riesgo se ubica aproximadamente a 113.9 m a partir de la fuente de emisión en todas direcciones. En dicha área se podrían presentar efectos por ruptura de los tímpanos de las personas expuestas y heridas leves por fragmentos disparados en el personal que pudiera estar en el área de afectación (Ver Tabla 9.44). Además, debido a los efectos de los impulsos causados por la sobrepresión (ver Figura 9.72), se esperan daños estructurales menores a las estructuras de la torre de perforación (Ver Tabla 9.45).

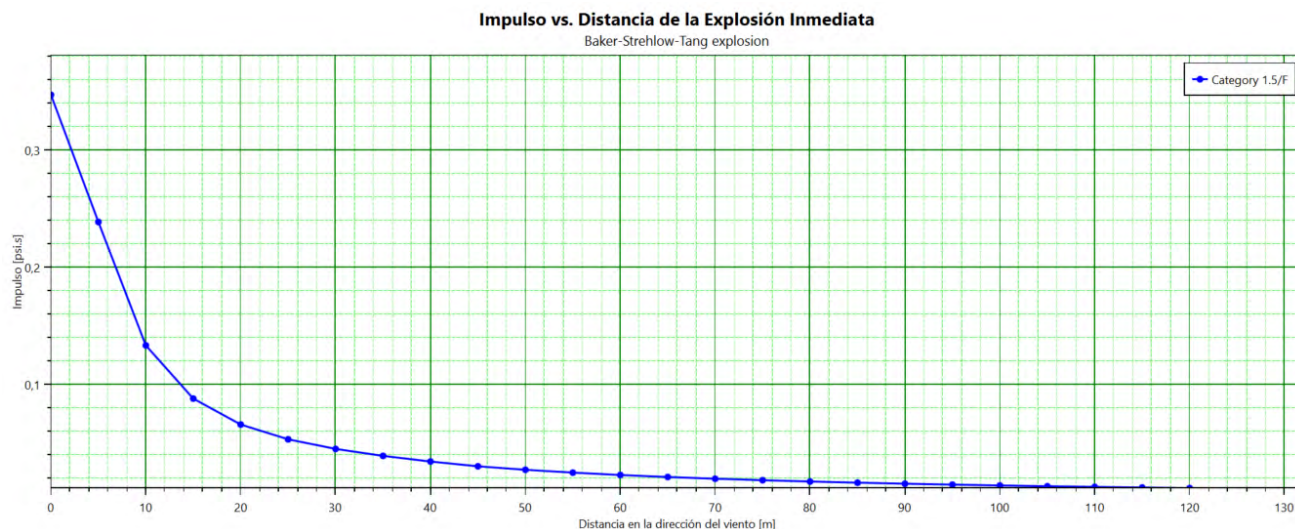


Figura 9.72 Impulsos de la explosión vs la distancia del escenario 12 - Kan-1EXP-CMP-12

Peores Casos (PC)

Para el caso de los escenarios PC, que fueron analizados para el Proyecto de exploración en el AC, los casos de mayor potencial afectación son:

Ix-1EXP

- Escenario 7: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-07 / Dardo de fuego (Jet Fire)
- Escenario 8: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-08 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)

Pozo Kan-1EXP

- Escenario 15: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-15 / Radiación - Dardo de fuego (Jet Fire)
- Escenario 16: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-16 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)

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 extremadamente improbable. 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 9.80.

Tabla 9.80 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos

Escenario	Efecto potencial	Impactos potenciales
Escenario 7: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-07	Dardo de fuego (Jet Fire)	El radio de afectación del escenario tiene un alcance de 55.1 m (ver Figura 9.25) para la zona de alto riesgo (5.0 kW/m^2), lo cual abarca el piso de perforación, la estructura voladiza (cantiléver), área de tratamiento de lodo, racks de tuberías, entre otras, donde se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado para el personal. De acuerdo con los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) supera los límites de la Plataforma AutoElevable (PAE) con 137.7 m, sin embargo, el personal podría estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo Por último, la radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 12.4 kW/m^2, por lo que la radiación para daño a equipos (12.5 a 37.5 kW/m^2) no se alcanza, por lo tanto, no se esperan efectos estructurales. La flama o el dardo presentarán un grado de inclinación por las condiciones del lugar. Esta llama tendrá un alcance vertical de hasta 76 m, donde los equipos y estructuras de soporte alcanzados por la misma, recibirán la radiación directa del dardo (158 kW/m^2) sufriendo daños irreparables.
Escenario 15: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-15	Dardo de fuego (Jet Fire)	El radio de afectación del escenario tiene un alcance de 57.1 m (ver Figura 9.25) para la zona de alto riesgo (5.0 kW/m^2), lo cual abarca el piso de perforación, la estructura voladiza (cantiléver), área de tratamiento de lodo, racks de tuberías, entre otras, donde se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado para el personal. De acuerdo con los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m^2) supera los límites de la Plataforma AutoElevable (PAE) con 138.7 m, sin embargo, el personal podría estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo

Escenario	Efecto potencial	Impactos potenciales
		Por último, la radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 12.4 kW/m², por lo que la radiación para daño a equipos (12.5 a 37.5 kW/m²) no se alcanza, por lo tanto, no se esperan efectos estructurales. La flama o el dardo presentarán un grado de inclinación por las condiciones del lugar. Esta llama podría tener un alcance vertical de hasta 76 m, donde los equipos y estructuras de soporte alcanzados por la misma, recibirían la radiación directa del dardo (157 kW/m²) sufriendo daños irreparables.
Escenario 8: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-08	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	La zona de alto riesgo (1.0 Psi) se ubica aproximadamente a 220 m (ver Figura 9.26) a partir de la fuente de emisión en todas direcciones, abarcando la totalidad de la Plataforma AutoElevable (PAE), donde se podrían presentar efectos por ruptura de los tímpanos en las personas expuestas y heridas por fragmentos disparados en el personal que pudiera estar en el área. De acuerdo con los resultados de las simulaciones, la zona de amortiguamiento (0.5 Psi) supera los límites de la PAE con 403.7 m, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios en instalaciones o embarcaciones que se encuentren en el radio de afectación. Además, debido a los efectos de los impulsos causados por la sobrepresión, se esperan daños estructurales menores en la plataforma.
Escenario 16: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-16	Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	La zona de alto riesgo (1.0 Psi) se ubica aproximadamente a 194 m (ver Figura 9.30) a partir de la fuente de emisión en todas direcciones, abarcando la totalidad de la Plataforma AutoElevable (PAE), donde se podrían presentar efectos por ruptura de los tímpanos en las personas expuestas y heridas por fragmentos disparados en el personal que pudiera estar en el área. De acuerdo con los resultados de las simulaciones, la zona de amortiguamiento (0.5 Psi) supera los límites de la PAE con 356.6 m, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios en instalaciones o embarcaciones que se encuentren en el radio de afectación.

Escenario	Efecto potencial	Impactos potenciales
		Además, debido a los efectos de los impulsos causados por la sobrepresión, se esperan daños estructurales menores en la plataforma.

Fuente:

Anexo 9.10 Hojas de resultados de escenarios de simulación de fuego y explosión

Anexo 9.11 Planos de afectación de fuego y explosión

9.6.2 *Análisis de Vulnerabilidad de las modelaciones de Derrame en mar*

A continuación, se presentan el análisis de resultados de las modelaciones de derrame en mar:

■ Escenario 17: Reventón de pozo (Blow out submarino) – Ix-1EXP-PC-17

Sobre la afectación superficial, las aguas superficiales de los Estados Unidos se podrían verían impactadas como resultado de un derrame durante cualquier temporada. Sin embargo, no se impactan en menos de 27 días y no hay más de un 75% de probabilidad. Existe una probabilidad muy baja (1%) de que las aguas de Cuba se vean impactadas durante la temporada de lluvias. Las aguas superficiales de ningún otro país se ven impactadas.

Se podría encontrar petróleo de color verdadero continuo en un radio de 200 km desde la ubicación del pozo. Más allá de los 400 km se espera que la mayor parte del petróleo superficial sea de color arco iris (0,3-5µm) y más fino durante las tres estaciones. Los hidrocarburos podrían llegar hasta unos 900 km al norte, cruzando las aguas de Estados Unidos, como resultado de un derrame durante cualquier estación.

La costa de México se verá afectado por un vertido durante cualquier estación (100% de probabilidad) en un tiempo estimado de 17 horas. El litoral de Estados Unidos podría verse impactado durante las estaciones anticiclónicas (16%) y secas (27%) y no en 29 días.

Las costas de México verán petróleo ligero, moderado y pesado durante las tres estaciones, un derrame durante la estación seca tiene el potencial de la mayor masa de petróleo en tierra.

El segmento de litoral con mayor probabilidad de afectación por el hidrocarburo (> 50%) corresponde al sector comprendido entre Sánchez Magallanes y el Norte de Tampico (Figura 9.35). El segmento de la costa con los tiempos de llegada de petróleo más cortos a la costa (entre 1 y 21 días) comprende desde Ciudad del Carmen hasta Alvarado (Figura 9.37). Esta área incluye las regiones de Tuxtla y PNSAV, que son áreas protegidas como se menciona en la sección 9.6.3

■ Escenario 18: Reventón de pozo (Blow out submarino) – Kan-1EXP-PC-18

Las aguas superficiales de los Estados Unidos podrían verse afectadas como resultado de un derrame durante cualquier temporada. Sin embargo, la afectación ocurriría en más de 31 días y con menos del 40% de probabilidad. Las aguas superficiales de Cuba solo se verían afectadas como resultado de un derrame durante la temporada de lluvias (junio-octubre) y se espera que esto ocurra después de los 81 días del derrame y con solo un 10% de probabilidad.

Se espera que el petróleo viaje aproximadamente 1,000 km al norte en las tres estaciones, pero durante la estación seca y húmeda también se espera que se esparza hasta 1,000 km y 1,400 km respectivamente en aguas cubanas.

Se espera que la mayor parte del aceite sea metálico o más delgado. Durante la temporada de lluvias, el aceite con espesores de 50-200 µm (color verdadero discontinuo) podría extenderse hasta 680 km al norte del sitio del derrame. Sin embargo, durante las temporadas seca y anticiclónica, se espera que el aceite de color verdadero discontinuo se extienda hasta 250 km del sitio del derrame.

La costa de México se vería afectada por un derrame durante cualquier temporada (100% de probabilidad) y en un tiempo estimado de 14 horas. Sin embargo, solo se espera una probabilidad del 2% para que la costa de los Estados Unidos se vea afectada como resultado de un derrame durante la temporada anticiclónica y en un tiempo mayor a 82 días.

Las costas de México experimentarán un empetrolamiento ligero, moderado y fuerte durante las tres temporadas, y la temporada de lluvias verá la mayor extensión de empetrolamiento fuerte.

El segmento de litoral con mayor probabilidad de contaminación (> 50%) corresponde al sector comprendido entre Sánchez Magallanes y Tuxpan, al igual que los alrededores de Tamiagua y el sistema arrecifal Lobos Tuxpan (Figura 9.45). El segmento de la costa con los tiempos de llegada de petróleo más cortos a la costa (entre 1 y 21 días) comprende desde Sanchez Magallanes hasta

Alvarado (Figura 9.47). Esta área incluye las regiones de Tuxtla y PNSAV, que son áreas protegidas como se menciona en la sección 9.6.3

■ Escenario 19: Colisión de embarcación - Ix-1EXP-PC-19

Las aguas superficiales de México son las únicas aguas impactadas como resultado de un derrame de diésel equivalente a 635 m³ durante cualquier estación.

El espesor de los hidrocarburos oscila entre el brillo (0,04-0,3 µm) y el color verdadero continuo (>200 µm), alcanzando los hidrocarburos más gruesos unos 35 km en todas las direcciones y hacia la costa, y los más finos unos 210 km hacia el norte.

La costa de México se verá afectada por un vertido durante cualquier estación (>32% de probabilidad) en un tiempo estimado de 22 horas. Las costas de otros países no se verán afectadas.

La costa de México sufrirá una contaminación leve, moderada y grave durante las tres estaciones.

■ Escenario 20: Colisión de embarcación - Kan-1EXP-PC-20

Las aguas superficiales de México serían las únicas afectadas como resultado de un derrame de diésel equivalente a 824m³ durante cualquier temporada.

Se espera que el petróleo viaje aproximadamente 120 km en todas las direcciones como resultado de un derrame en cualquier época del año. Sin embargo, durante la temporada de lluvias podría extenderse hasta 270 km al norte.

Se espera que la mayoría del diésel de 50-200 µm de espesor (color verdadero discontinuo) y de > 200µm de espesor (color verdadero continuo) viaje hacia el sur hacia la costa, mientras que se espera que los componentes más ligeros viajen hacia el norte.

La costa de México se vería afectada por un derrame durante cualquier temporada (64-81% de probabilidad) en un tiempo estimado de 14 horas. Las costas de ningún otro país se verán afectadas.

Las costas de México sufrirían un empetrolamiento ligero, moderado y fuerte durante las tres temporadas.

9.6.3 *Análisis de Sensibilidad del Impacto de Derrame de Hidrocarburo en mar en Áreas de Biodiversidad*

Como se mostró en la sección de resultados de derrame de hidrocarburo en mar, el escenario para el cual se esperan mayores afectaciones en caso de reventón de pozo, es el escenario 17 (ver Tabla 9.68), debido a la potencial liberación de 1,305,000 barriles de petróleo durante 80 días (87,000 bbls / día) en el pozo Ix-1EXP. Por lo tanto, en ésta sección se incluye el análisis de sensibilidad para dicho escenario. Los mapas de sensibilidad completos, se pueden consultar en el **Anexo 9.12**.

El área de Tamiahua se encuentra en la entrada estrecha de la Laguna Tamiahua, que es la tercera laguna costera más grande de México. Se trata de una zona con ricos recursos biológicos, una importante pesquería y un alto grado de actividad industrial. La costa está compuesta por playas de arena de grano fino a medio y es un área de anidación de tortugas marinas. El Sistema Arrecifal Lobos Tuxpan (ubicado frente a la Laguna Tamiahua) está compuesto por arrecifes de plataforma emergidos y sumergidos. Este sistema fue declarado Área Marina Protegida (AMP) por su importancia ecológica, científica, educativa, recreativa, histórica y cultural (Figura 9.73).

Desde Tuxpan hasta el PNSAV, la costa se compone principalmente de playas de grano fino a medio, con áreas de desove de tortugas marinas a todo lo largo de la costa; esta región también es un área importante pájaros y diversidad. También presenta pequeñas áreas de costa rocosa con algunas zonas de coral.

El PNSAV está conformado por 23 arrecifes y 5 islas, de las cuales 11 están frente a Antón Lizardo y el resto frente al Puerto de Veracruz. Al noroeste se conecta con el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan,

ubicado frente a la Laguna Tamiahua y la costa de Tuxpan, y al este con el Sistema Arrecifal de Campeche y Yucatán. El tipo de vegetación con potencial de contaminación es Halófila o Dunas Costeras, predominantemente vegetación rastrera, pastos y manglares rojos en Isla Verde. El arrecife de coral alberga más de 33 especies de coral de los grupos de coral blando y duro (Figura 9.74 y Figura 9.75).

La zona de Alvarado es la entrada a un sistema de lagunas de gran importancia ecológica y económica, ya que cuenta con importantes recursos pesqueros y de manglares. Es considerado como el tercer humedal más grande de México (Sitio Ramsar) y uno de los más importantes para el estado de Veracruz (Figura 9.76).

La región de Los Tuxtlas es reserva protegida de la Biosfera. Esta área tiene zonas de coral al norte, pero principalmente la línea costera consiste en playas de grano fino a medio y pequeñas áreas de costa rocosa. La vegetación con potencial de contaminación incluye vegetación de dunas costeras, vegetación de pantanos y manglares. Los Tuxtlas es la zona de reproducción de aves más rica de México (Figura 9.77).

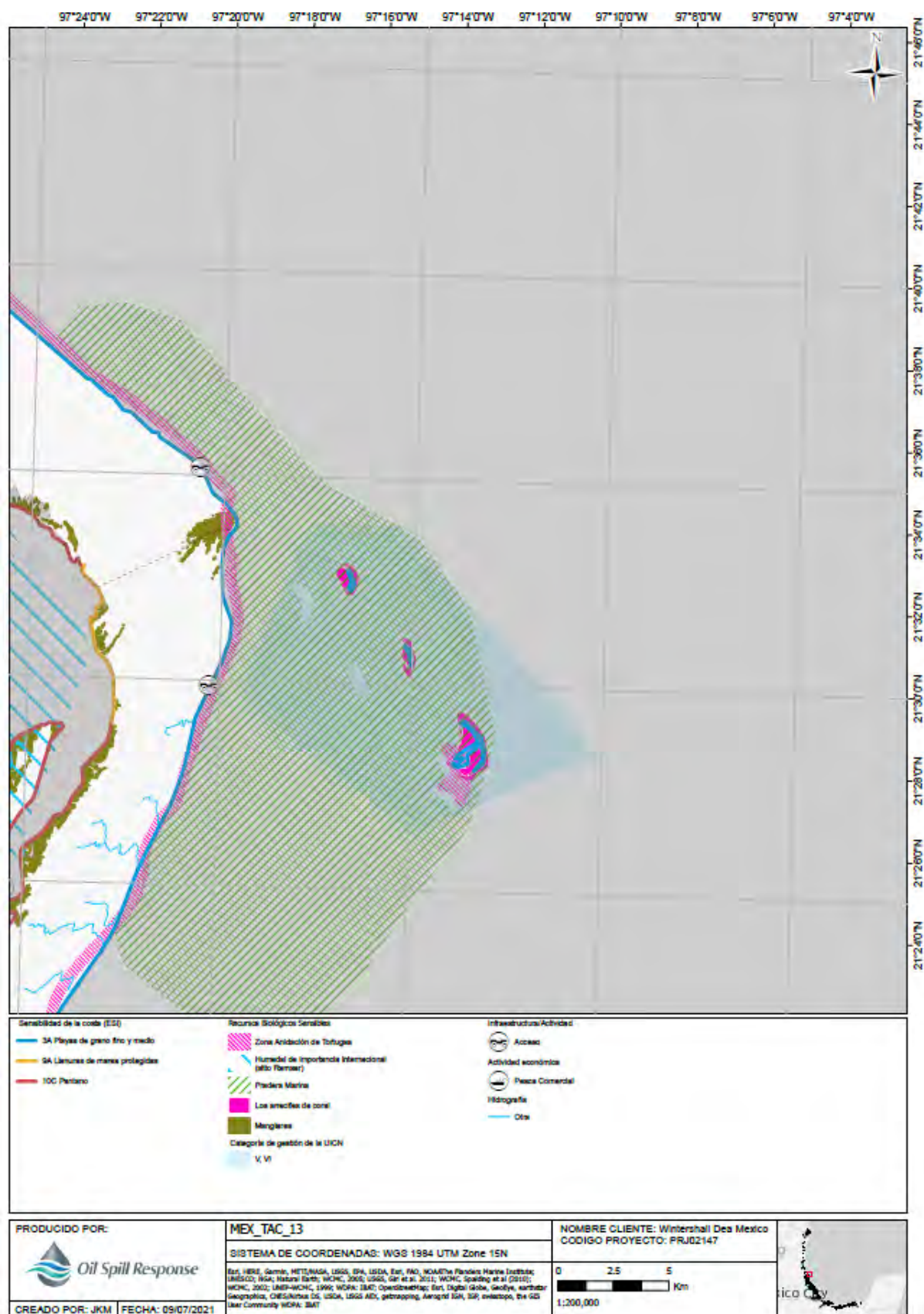
En el área de Sanchez Magallanes, el litoral está compuesto por playas de arena de grano fino a medio, y la vegetación con potencial de contaminación son principalmente manglares. Es una zona de pesca artesanal y principalmente cultivo de ostras (Figura 9.78).

La Tabla 9.81 muestra las áreas sensibles con los tiempos más cortos y probabilidad más alta de llegada.

Tabla 9.81 Áreas sensibles con tiempos y probabilidad de llegada del crudo del reventón del pozo Ix-1EXP

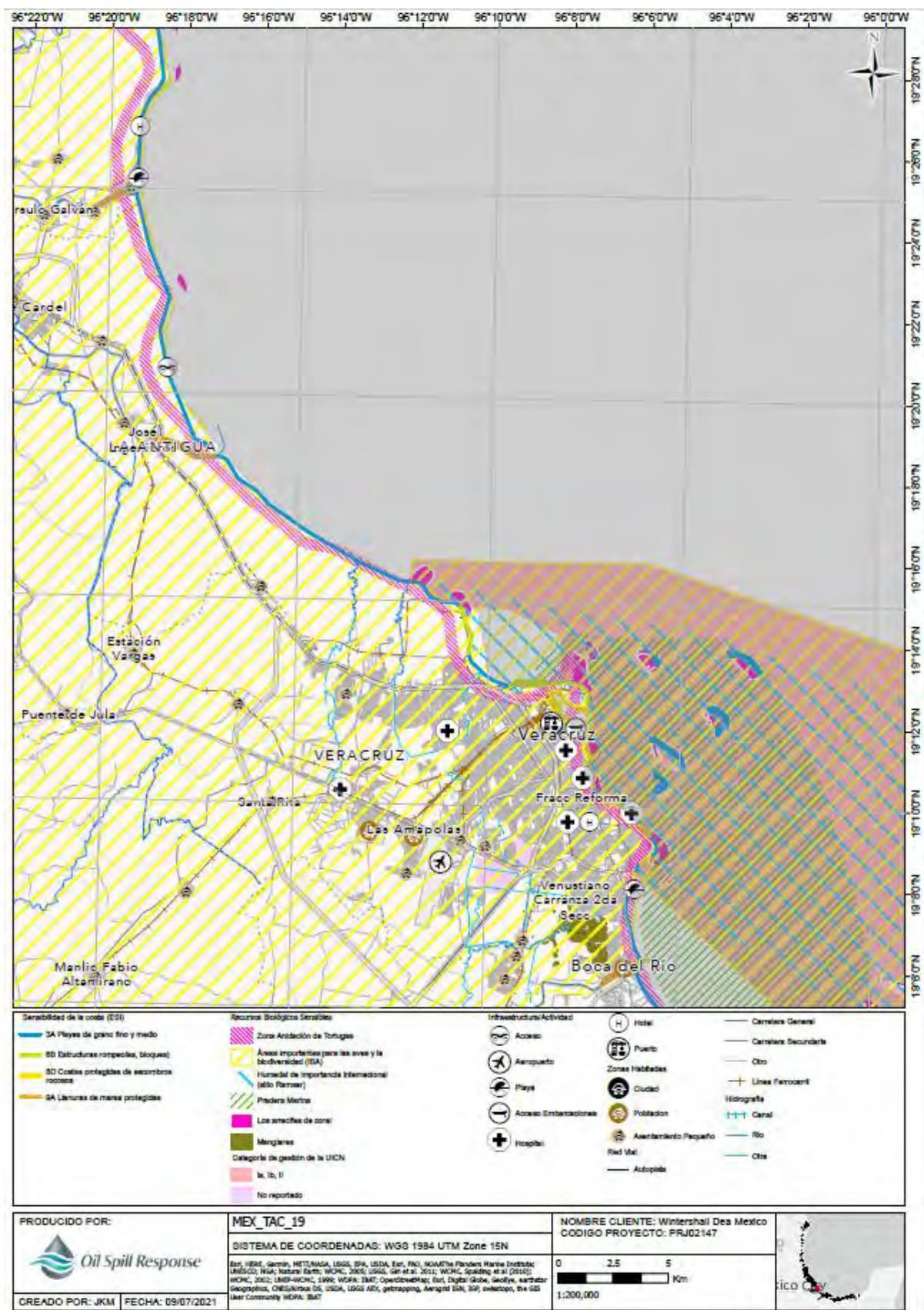
Ubicación	Concentración de la emulsión de aceite en la costa	Tiempo de llegada	Probabilidad	Temporada
Alrededores de Tamiahua	Moderada a Alta	7-21 días	75-95%	Seca
Tuxpan a PNSAV	Alta	21-30 días	75-95%	Anticiclónica y Seca
PNSAV	Alta	7-21 días	>95%	Seca y Anticiclónica
Alvarado	Alta	7-21 días	75-95%	Seca y anticiclónica
Los Tuxtlas	Alta	3-7 días	>95%	Todas
Sanchez Magallanes	Alta	3-7 días	1-5%	Anticiclónica
Coatzacoalcos	Alta	1-3 días	>95%	Todas
Paraíso	Moderada	1-3 días	75-95%%	Todas

Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP



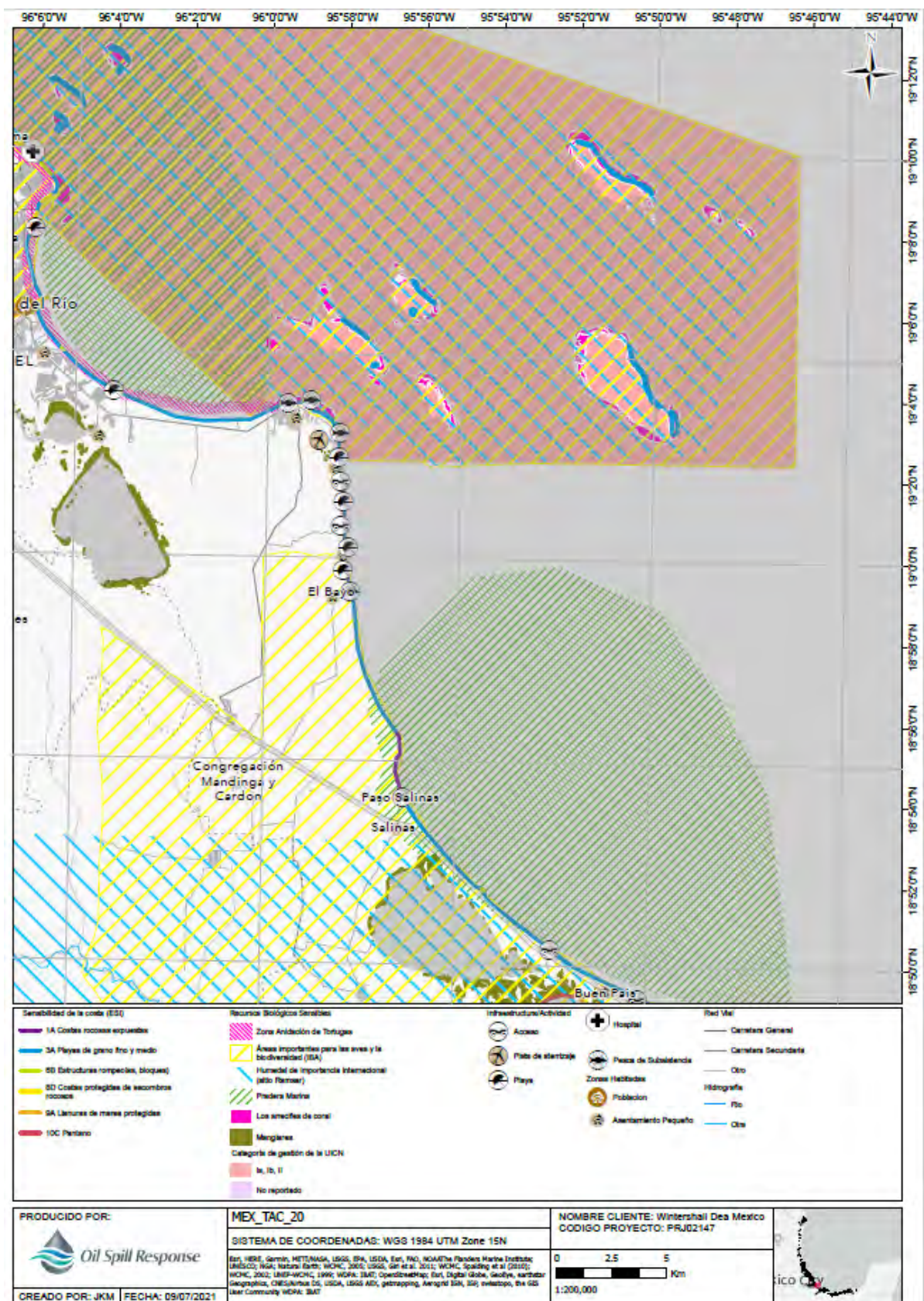
Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.73 Detalle de las áreas sensibles en el área de Tamiahua



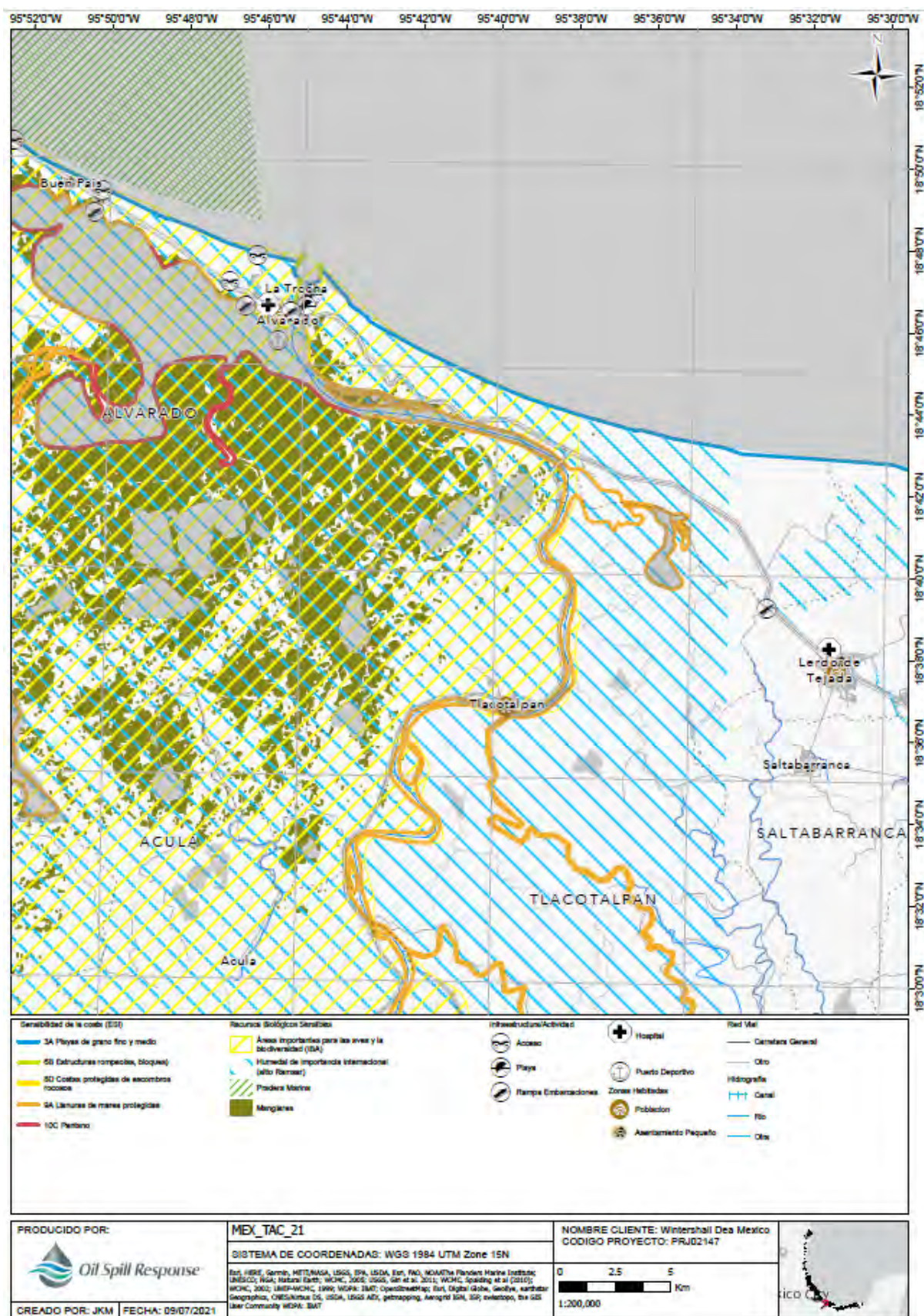
Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.74 Receptores sensibles área del PNSAV



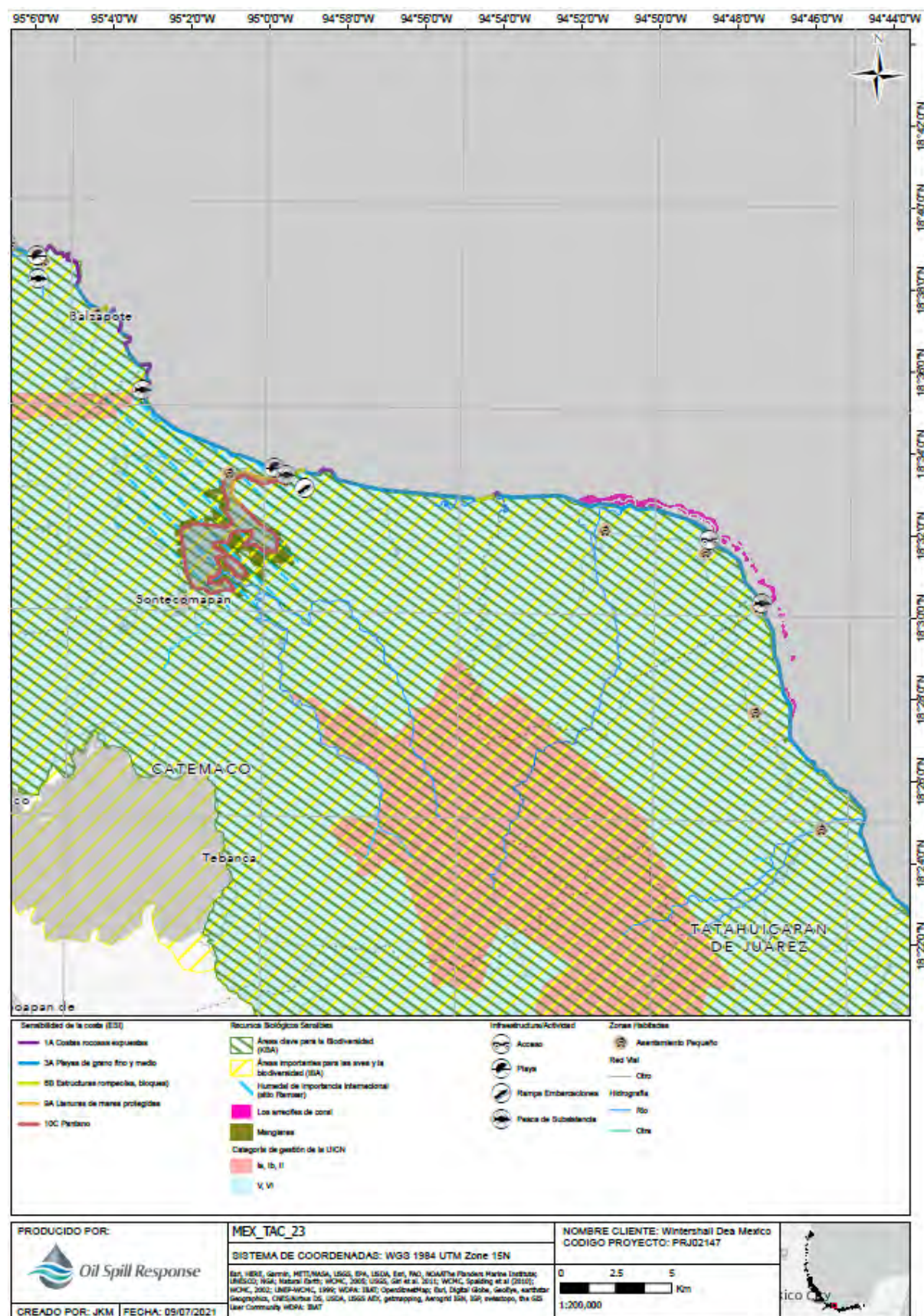
Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.75 Receptores sensibles área del PNSAV (continuación)



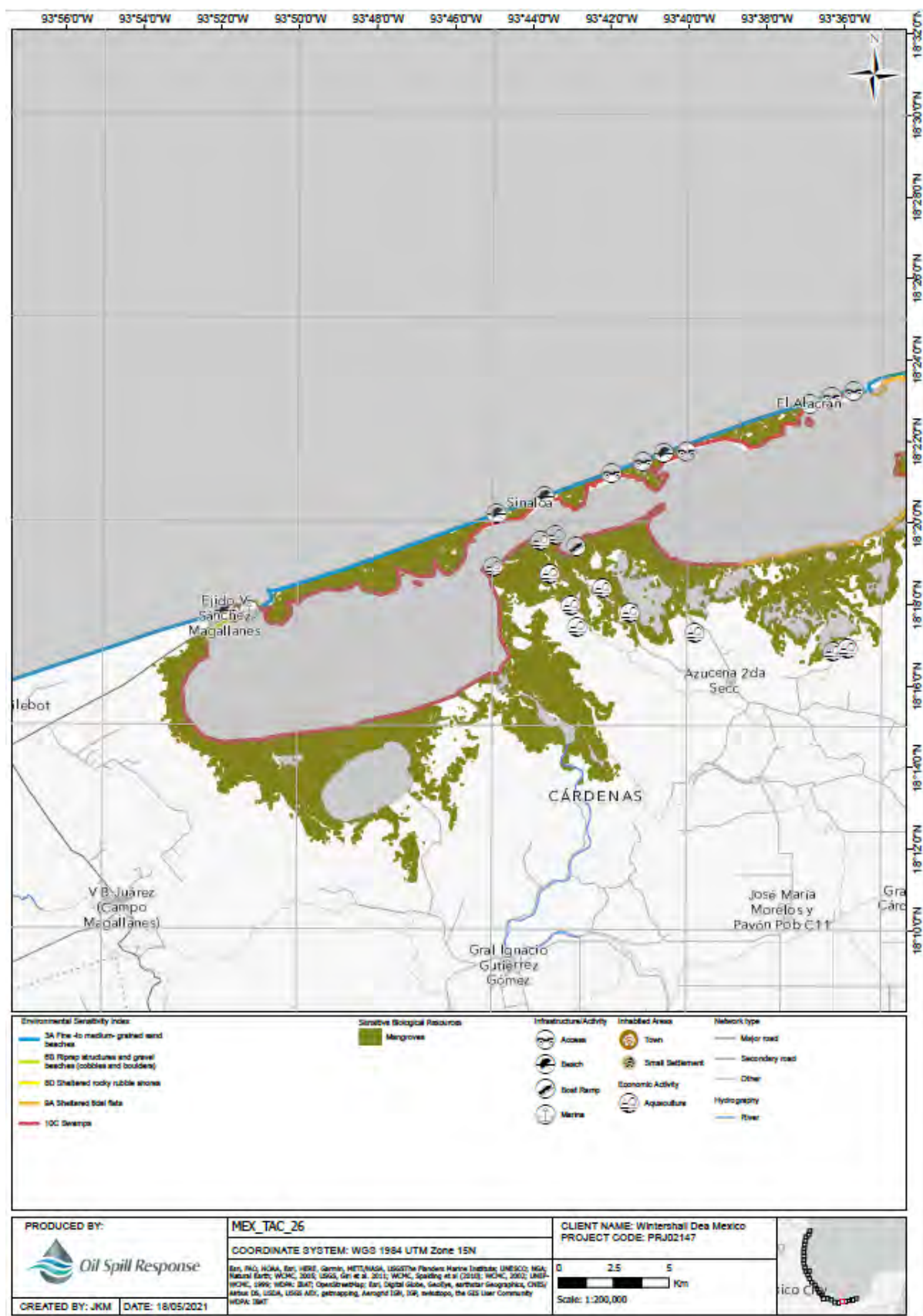
Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.76 Áreas sensibles alrededor de Alvarado



Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.77 Receptores sensibles Área de los Tuxlas



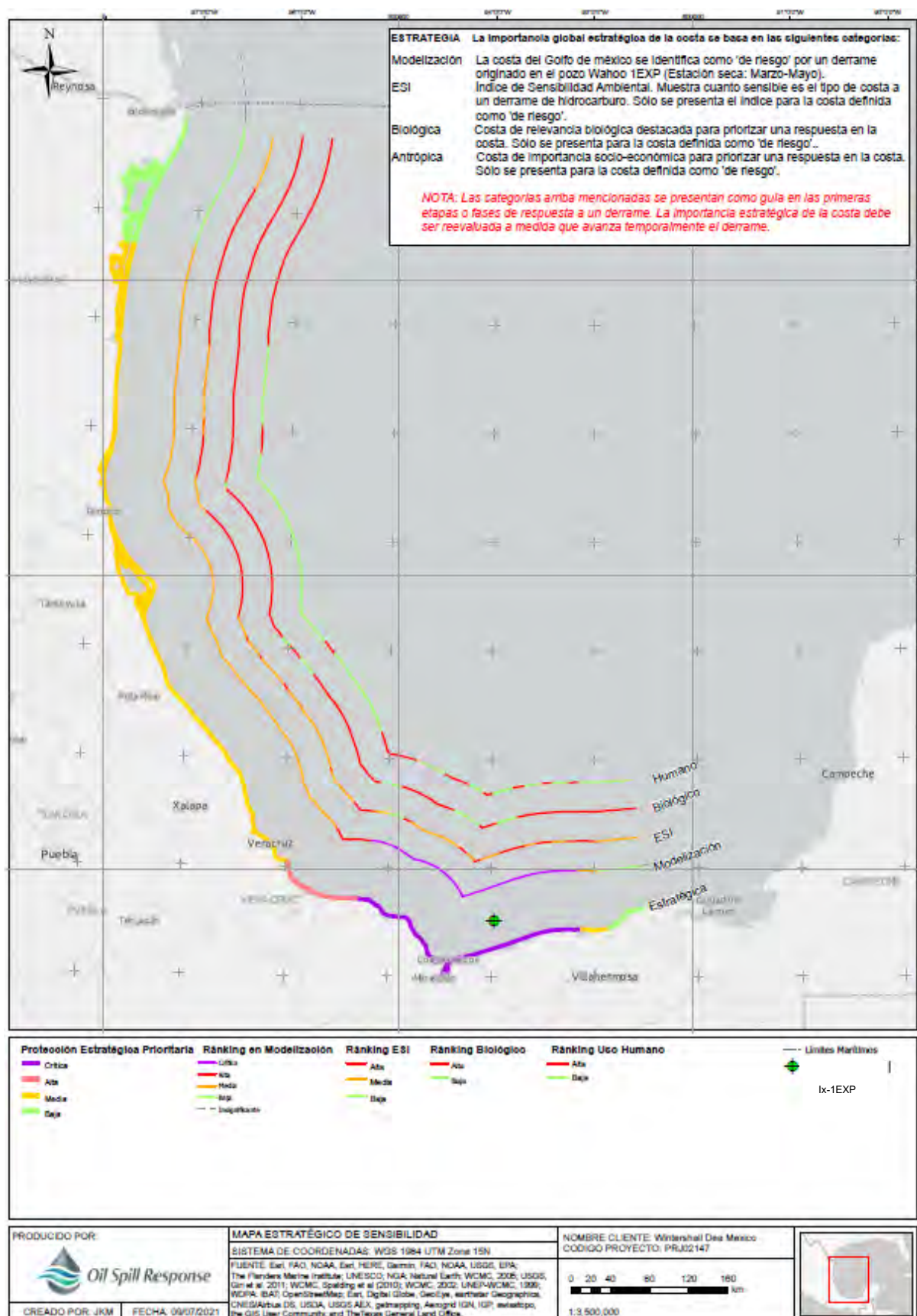
Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo Ix-1EXP

Figura 9.78 Receptores sensibles Área de Sanchez Magallanes

El mapa estratégico (Figura 9.79) muestra la importancia estratégica general de la línea costera con base en el modelamiento de derrames de petróleo, el Índice de Sensibilidad Ambiental (ESI), la sensibilidad biológica y la importancia socioeconómica de la costa. Este mapa es una guía para las primeras etapas de un derrame de petróleo con el fin de priorizar las áreas a proteger. Esta importancia estratégica debe reevaluarse a medida que evoluciona el derrame.

Como se muestra en el mapa, las áreas de prioridad crítica, alta y media que deben protegerse durante un derrame de petróleo son:

- Áreas de prioridad estratégica Crítica y alta: línea costera entre Paraíso y el PNSAV
- Áreas de prioridad estratégica media: Desde el PNSAV hasta Bahía Algodones en Tamaulipas y el área entre Paraíso y Frontera, municipalidad de Centla, Tabasco.



Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos. Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30 (AS-CS-14) - Pozo ix-1EXP

Figura 9.79 Mapa estratégico

9.6.4 Interacciones de riesgo

Derivado del análisis de consecuencias en la sección 9.6.2 en donde se analizaron los escenarios con mayores radios de afectación, comparando los resultados obtenidos para los pozos Ix-1EXP y Kan-1EXP, a continuación, se describen las posibles interacciones de riesgo que pudieran ocurrir en la Plataforma de Perforación. La Tabla 9.82 muestra las interacciones de riesgo identificadas para los Peores Casos (PC) analizados.

Tabla 9.82 Análisis de interacciones de riesgo de los escenarios con mayores radios de afectación

Escenario	Embarcación	Sustancia peligrosa	Tipo de Zona	Radio de la afectación	Daños estructurales que se presentarían en el radio de afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Efecto dominó
Escenario 7: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-07 / Dardo de fuego (Jet Fire)	Plataforma de Perforación (PAE)	Hidrocarburo gaseoso	Zona de Alto riesgo para equipos	Radiación: No Ocurre	No se esperan daños estructurales	■ No Ocurre	No
			Alto Riesgo	Radiación: 55.1 m	Daño a equipos de cubierta plástica y tubería del mismo material.	■ Equipos en el piso de perforación ■ Módulo de lodos ■ Racks de tuberías	No
Escenario 8: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-08 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	Plataforma de Perforación (PAE)	Hidrocarburo gaseoso	Zona de Alto riesgo para equipos	Ondas de sobrepresión: 15 m a 8.8 psi	Daños estructurales menores (ver Tabla 9.80 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos Tabla 9.80)	■ Equipos en el piso de perforación	No

Escenario	Embarcación	Sustancia peligrosa	Tipo de Zona	Radio de la afectación	Daños estructurales que se presentarían en el radio de afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Efecto dominó
			Alto Riesgo	Ondas de sobrepresión: 220 m	Ruptura de ventanas de vidrio	■ Plataforma AutoElevable (PAE)	No
Escenario 15: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-15 / Radiación - Dardo de fuego (Jet Fire)	Plataforma de Perforación (PAE)	Hidrocarburo gaseoso	Zona de Alto riesgo para equipos	Radiación: No Ocurre	No se esperan daños estructurales	■ No Ocurre	No
			Alto Riesgo	Radiación: 57.1 m	Daño a equipos de cubierta plástica y tubería del mismo material.	■ Equipos en el piso de perforación ■ Módulo de lodos ■ Racks de tuberías	No
Escenario16: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-16 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE)	Plataforma de Perforación (PAE)	Hidrocarburo gaseoso	Zona de Alto riesgo para equipos	Ondas de sobrepresión: 10 m a 8.7 psi	Daños estructurales menores (ver Tabla 9.80 Efectos potenciales de los escenarios catastróficos Tabla 9.80)	■ Equipos en el piso de perforación	No

Escenario	Embarcación	Sustancia peligrosa	Tipo de Zona	Radio de la afectación	Daños estructurales que se presentarían en el radio de afectación	Equipos o instalaciones presentes en el radio de afectación	Efecto dominó
			Alto Riesgo	Ondas de sobrepresión: 194 m	Ruptura de ventanas de vidrio	■ Plataforma AutoElevable (PAE)	No

Fuente: ERM, 2021

Como se puede apreciar en la Tabla 9.82, no se esperan efectos dominó en ninguno de los escenarios, debido a que no se alcanza una radiación para daños a equipos de 37.5 kW/m² (ver Tabla 9.49) ni daños estructurales por ondas de sobrepresión.

Esto se debe a que la composición esperada en el yacimiento de hidrocarburo es predominantemente pesada (ver Tabla 9.18), por lo que, de existir una liberación no controlada al medio ambiente, la cantidad de gases emitidos será limitada y su ignición no será capaz de liberar energía suficiente para dañar los elementos estructurales y equipamiento de la Plataforma de Perforación.

Además, para cada uno de los escenarios modelados (CMP y PC) existen controles de prevención, así como medidas para mitigar los efectos de los escenarios. Dichos controles fueron documentados durante la sesión HAZID y se pueden encontrar en el **Anexo 9.9**. Para mayor información sobre los sistemas de seguridad y medidas preventivas, consultar la sección 9.8 del presente documento.

9.7 Reposicionamiento de Escenarios de Riesgos

Como se mencionó en la sección 9.4.1.3, se llevó a cabo la identificación y jerarquización de riesgos mediante la metodología HAZID. Como resultado de dicha sesión, se identificaron 291 peligros, de los cuales 137 resultaron en Nivel de Riesgo “Medio” y 154 resultaron en una evaluación de Riesgo “Bajo”, resaltando que **No se obtuvieron peligros jerarquizados con un Nivel de Riesgo Residual “Alto”**.

Debido a que la Evaluación de Riesgo Residual realizada durante la sesión HAZID contempló la implementación de controles o salvaguardas tanto de prevención como de mitigación, y tomando en cuenta los resultados del análisis cuantitativo (simulación de escenarios de fuego y explosión y derrame en mar, ver sección 9.4.2), no se reposicionan los escenarios de riesgo, ya que los escenarios se encuentran en un Nivel de Riesgo Tan Bajo como es Razonablemente Factible (ALARP). En nivel ALARP, la estrategia de tratamiento del riesgo, estipulada en el procedimiento WDEA-MX-MIMS-002 A, requiere que las actividades relacionadas al riesgo se realicen bajo la aprobación de gerente de departamento y/o gerente de operaciones, de tal manera que antes de su ejecución se verifica la disponibilidad y confiabilidad de los controles inherentes tanto a la prevención de las fuentes de peligro como a la mitigación de daños ante escenarios de emergencia.

9.8 Sistemas de Seguridad y Medidas para Administrar los escenarios de Riesgo

9.8.1 Sistemas de Seguridad

Los equipos de control de pozo, sistemas de detección de gas y fuego y contra incendios se encuentran descritos en la sección 9.1.1 del presente documento.

9.8.1.1 Equipos de Control de Pozo

La Tabla 9.83 muestra las especificaciones técnicas del principal equipo para el control de pozo. Además, en el **Anexo 9.4** se muestran esquemas de equipos de control de pozos y del sistema de prevención de descontrol de pozo (BOP por sus siglas en inglés).

Tabla 9.83 Equipo para control del Pozo

Elementos	Especificaciones
Desviadores de flujo	

Elementos	Especificaciones
Cantidad	1
Marca / tipo	Vetco Gray/ KFDJ-500
Diámetro mínimo	47"
Diámetro máximo	49½"
ID del packer de inserción	24" a 30"
Presión de trabajo	500 psi
Líneas de flujo de desvío	
Cantidad	2
Tamaño nominal de las líneas de flujo	16"
Conducción desde el desviador hasta:	Línea de flujo a Tratamiento
Tipo de válvula	KVC
Tamaño	16"
Presión de trabajo	300 psi
Acondicionamiento de la válvula	Hidráulico
Cantidad	2
Tamaño nominal de las líneas de flujo	12"
Conducción desde el desviador hasta:	Línea de flujo a Tratamiento
Tipo de válvula	KVC
Tamaño	12"
Presión de trabajo	300 psi
Acondicionamiento de la válvula	Hidráulico

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

Tabla 9.84 Conjunto de Preventores (BOP)

Elementos	Especificaciones
Preventores tipo Ram	
Marca/modelo	Cameron / TL
Tipo	Doble x 02 n
Tamaño	18 ¾"
Presión de trabajo	15,000 psi
Bloqueo del pistón	Sí
Servicio de H2S	Sí
Tamaño de salidas laterales	3 1/16"
Presión de trabajo	15.000 psi
Conexión inferior	Bridada
Conexión superior	Con pernos

Elementos	Especificaciones
Rams disponibles	
2 set 5 1/2" tuberías ram (instalado)	
1 set de ram de cizalla (instalado)	
set 3 1/2" a 7" ram variable (instalado)	
Configuración del BOP (actual)	
Parte superior	Tuberías Ram de 5 1/2"
Parte inferior	Ram de cizalla
Medio	Ram variables
Inferior	Tuberías Ram de 5 1/2"
Preventor anular	
Cantidad	1
Marca/Tipo	Cameron / 18 3/4" / DL
Tamaño	18 3/4"
Presión de trabajo	10.000 psi
Conexión superior y junta	Con pernos
Conexión inferior y junta	Bridada
Válvulas de línea de corte	
Cantidad	1
Marca/Tipo	Cameron / FLS con actuador
Tamaño	3 1/16"
Presión de trabajo	15.000 psi
Tipo de junta	304 SS
Hidráulico / Manual	Hidráulico
Cantidad	1
Marca/Tipo	Cameron / FLS con actuador
Tamaño	3 1/16"
Presión de trabajo	15.000 psi
Tipo de junta	304 SS
Hidráulico / Manual	Manual
Válvulas de la línea de estrangulamiento	
Cantidad	1
Marca/Tipo	Cameron / FLS con actuador
Tamaño	3 1/16"
Presión de trabajo	15.000 psi
Tipo de junta	304 SS

Elementos	Especificaciones
Hidráulico / Manual	Hidráulico
Cantidad	1
Marca/Tipo	Cameron / FLS con actuador
Tamaño	3 1/16"
Presión de trabajo	15.000 psi
Tipo de junta	304 SS
Hidráulico / Manual	Manual

Fuente: Lista de Equipamiento IAD Borr Drilling, 2020

9.8.2 Medidas preventivas

La Tabla 9.85 muestra los controles que se tienen para administrar el Nivel de Riesgo de los escenarios de modelación para ambos pozos (Ix-1EXP y Kan-1EXP), los cuales fueron documentados durante la sesión de identificación de peligros *HAZID* y se encuentran disponibles en el **Anexo 9.9**.

Tabla 9.85 Controles Identificados para los escenarios de modelación

No. de Escenario	Nombre del Escenario	Controles / Salvaguardas
1-18	Reventón de pozo (Blow out superficial y submarino)	■ 1. Redundancias del sistema de control BOP según el diseño y redundancia de BOP rams ■ 2. Inspección del BOP antes del inicio del proyecto ■ 3. Procedimiento de control de pozos y documento puente a seguir ■ 4. Pruebas de funcionamiento y presión según los requisitos de la norma API53. ■ 5. Evaluación del riesgo del periodo no cizallable o sellable ■ 6. Certificación del equipo de control de pozos. ■ 7. Personal capacitado (certificación / IWCF) ■ 8. Plan de respuesta a emergencias ■ 9. Plan de respuesta a derrames de petróleo. ■ 10. Plan de Contingencia de Reventón. ■ 11. Disponibilidad 24 horas al día, 7 días a la semana, de una embarcación de reserva (PSV) con bombas FIFI. ■ 12. Equipo ATEX ■ 13. Equipo de extinción de incendios capacitado para la lucha contra el fuego
19 y 20	Colisión de embarcación - Derrame de diésel en mar	■ 1. Competencia del contratista de perforación ■ 2. Competencia del contratista de buques de suministro ■ 3. Certificación de la tripulación marina ■ 4. Contacto por radio durante la aproximación/salida ■ 5. Límite meteorológico para las operaciones de traslado de la plataforma ■ 6. Reunión y evacuación de la tripulación ■ 7. Medios de evacuación ■ 8. Formación T-BOSIET ■ 9. Asistencia de la embarcación FIFI las 24 horas del día ■ 10. Comunicación permanente con los buques circundantes ■ 11. Rig mover de BORR a bordo

Fuente: Hojas de Trabajo de la sesión HAZID, *disponible en el Anexo 9.9*

Pruebas de verificación

Las pruebas de verificación son parte de los criterios definidos para los equipos, tanto de proceso como auxiliares, de la Plataforma de Perforación que se utilizará como parte del Proyecto, ya que, al ser una estructura prediseñada y construida previamente, ya se ha sometido a ciertas pruebas, tales como:

- Pruebas de presión hidrostática a equipos de control de presión,
- Mediciones de espesor y verificación,
- Pruebas de rayos X.

Si bien las pruebas de la BOP y las tuberías de revestimiento tendrán una inspección regular, de acuerdo al programa establecido en estándares internacionales como los API, las condiciones (presión, temperatura, etc.) en las que se llevará a cabo esta prueba aún no se conocen. Además, el Contratista tiene un procedimiento de revisión previo al inicio, según los estándares operacionales de API, ISO, Código MODU y los demás organismos mencionados.

9.8.3 Planes de Respuesta a Emergencias (PRE)

Wintershall-Dea cuenta con principios organizacionales y pautas prácticas para el manejo de situaciones de emergencia con enfoque en la mitigación y recuperación de daños con potencial de afectar la salud y/o seguridad de los empleados, visitantes y contratistas, el medio ambiente, la integridad de las instalaciones, la continuidad del negocio, y la reputación de la empresa.

Por lo anterior, el regulado cuenta con el Protocolo de Respuesta a Emergencias (PRE) para planear y preparar la capacidad de respuesta en consistencia con la identificación de riesgos de las operaciones actuales, las regulaciones mexicanas, las reglas internas de la empresa y el contexto local del proyecto de perforación exploratoria.

El objetivo del PRE es asegurar que Wintershall-Dea esté preparado para responder de manera inmediata y efectiva ante cualquier emergencia que pueda presentarse durante la ejecución del proyecto de exploración en el AC.

De manera específica, el PRE:

1. Especifica todas las medidas preventivas de mantenimiento, capacitación, programas de equipos de emergencia, etc., para minimizar la probabilidad y/o severidad de los escenarios de emergencia identificados en el ARSH;
2. Identifica todos los recursos humanos, equipos de emergencia, equipos de control de procesos, etc., y procedimientos para combatir un potencial escenario de emergencia de acuerdo con los resultados del ARSH
3. Desarrolla el Plan de Atención a Emergencias Interno (PAEI) y el Plan de Atención a Emergencias Externo (PAEE) en consistencia con los escenarios identificados en el ARSH

Plan de Atención a Emergencias Interno (PAEI)

El Plan de Atención a Emergencias Interno (PAEI) involucra a las brigadas, sistemas y procedimientos de respuesta a emergencias de Nivel 1 del Contratista de Perforación.

Un **incidente de Nivel 1** es de tamaño pequeño y de corta duración, tiene impactos limitados para la seguridad del personal, el medio ambiente y las instalaciones u operaciones afectadas. Un incidente menor puede ser manejado exclusivamente con recursos que están disponibles inmediatamente en la instalación afectada, en este caso, la plataforma Jack-up Njord.

Para incidentes menores, y de conformidad con el artículo 129 de la Ley General para la Prevención y Gestión Integral de los Residuos (LGPGIR) y su Reglamento, los derrames de materiales peligrosos o residuos peligrosos de menos de un metro cúbico, deberán gestionarse de manera

inmediata por la organización interna o PAEI de acuerdo a los procedimientos del Plan de Respuesta de Emergencia propio de la Plataforma de Perforación (PAE) o el de las Embarcaciones de Suministro (PSV, por sus siglas en inglés).

Para incidentes **Nivel 2**, el FRT recibirá apoyo del Equipo de Manejo de Incidentes de Wintershall-Dea (IMT, por sus siglas en inglés). El IMT manejará el incidente utilizando el Sistema de Comando de Incidentes (ICS, por sus siglas en inglés) y seguirá la orientación descrita en este protocolo y en coordinación con las autoridades locales, regionales y nacionales, en congruencia con el Plan Nacional de Contingencia de los Estados Unidos Mexicanos.

Para Nivel 1 de respuesta, las actividades se gestionarán conforme a la Parte 5 – Respuesta a Emergencias del documento NJORD-PRO-HSE-101, Versión 0.00, emitido el 31 de octubre de 2019.

En caso de eventos de control de pozo, se seguirán los lineamientos del Documento Puente para Control de Pozo, acordado entre la Plataforma de Perforación y Wintershall-Dea.

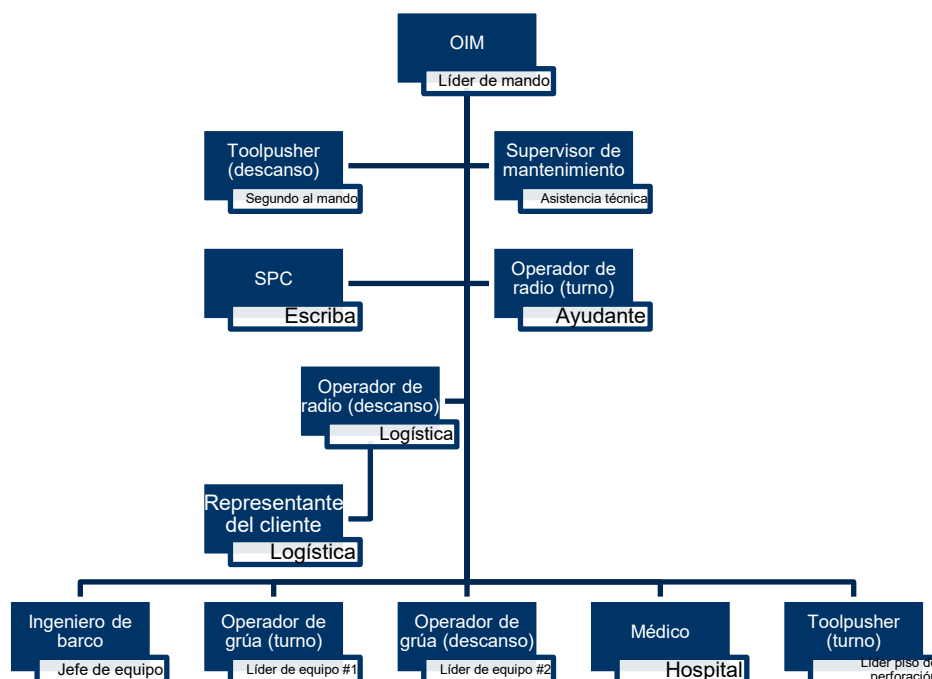
Para emergencias médicas en la plataforma Njord, se seguirá su plan de respuesta de evacuación médica (MERP, por sus siglas en inglés), número 18KOPA875982, versión 2.1, actualizado el 15 de octubre de 2020.

Estructura para dar respuesta a la Emergencia

En la plataforma Njord la línea de mando para emergencia es la siguiente:

1. OIM
2. Toolpusher (Noche)
3. Ingeniero de barco

En la Figura 9.80 se presenta un organigrama descriptivo de las funciones del equipo de mando de la plataforma.



Fuente: ERM, 2021 con información de NJORD-PRO-HSE-101, Versión 0.00, octubre de 2019.

Figura 9.80 Organigrama de mando de emergencias, plataforma Njord.

Información del personal que atenderá las emergencias a nivel interno

En la plataforma Njord, cualquier persona que descubra una emergencia debe hacer activar/hacer sonar la alarma de emergencia, mediante alguna de las estaciones distribuidas en los distintos niveles de la plataforma, y asegurarse de informar la ubicación y naturaleza de la emergencia a la sala de radio en la extensión 420, donde el operador de radio procesará la notificación. Las alarmas se identifican de acuerdo a la Figura 9.81

SEÑALES DE ALARMA PARA INICIAR LA ALARMA, LLAME A LA EXTENSIÓN 402			
ALARM	SOUND	VISUAL	ACTION
Alarma general	Tono de encendido/apagado intermitente lento	Luz VERDE intermitente	Los equipos se reportan a las ubicaciones designadas. Otro personal va al punto de reunión primario.
Alarma contra incendios	Tono continuo de alarma tipo campana	Luz ROJA intermitente	Los equipos se reportan a las ubicaciones designadas. Otro personal va al punto de reunión primario.
Alarma para abandono	Tono continuo de 1 kHz	Luz AZUL intermitente	Preséntese en el punto de reunión primario asignado.
Alarma de gas tóxico	Tono de trino rápido y continuo	Luz AMBAR intermitente	El personal no esencial se presenta en el área de información segura designada en contra del viento. El personal esencial debe ponerse su ERA y esperar instrucciones.
Alarma de gas combustible	Tono de trino lento continuo	Luz AMARILLA intermitente	El personal no esencial se reporta al punto de reunión. El personal esencial esperará instrucciones.

Fuente: P2052-OPS-0003- Plan de emergencias de Njord – Rev. B del 22 de octubre de 2019

Figura 9.81 Señales de alarma de la plataforma Njord.

El personal, ya sea asignado a tareas específicas de emergencia o no, es clave para el manejo eficaz y exitoso de una situación de emergencia a bordo. Las principales áreas de responsabilidad se enlistan en la Tabla 9.86.

Además de su inducción y orientación inicial de HSE, se requiere que todo el personal se familiarice con la ubicación de su estación de reunión, TEMPSC, balsa salvavidas y cualquier otra tarea asignada durante emergencias. Esta información está disponible en el documento P2052-OPS-0003- Plan de emergencias de Njord – Rev. B del 22 de octubre de 2019.

Tabla 9.86 Roles con tareas específicas de emergencia

Rol	Responsabilidad en emergencias
Gerente de instalación costa afuera (OIM, por sus siglas en inglés)	El OIM, con experiencia y discreción, es el líder del equipo de mando, dirigiendo y controlando la situación de emergencia a partir de recursos compuestos por: - personal asignado a tareas de emergencia, tanto dentro como fuera de servicio. - personal al que no se le han asignado tareas específicas de emergencia, que pueden incluir tripulaciones regulares fuera de servicio, visitantes y contratistas.
Toolpusher (en descanso)	Con el fin de garantizar que se mantenga un comando efectivo durante la respuesta a una emergencia, se ha designado al Toolpusher (en descanso) como OIM adjunto. En caso de muerte o incapacidad del OIM, el Toolpusher (en descanso) asumiría el mando. Alerta a los equipos de respuesta según lo indique el OIM.
Ingeniero de barco	Es responsable del mantenimiento y la preparación de todos los equipos de salvamento y contra incendios. Es la persona a cargo (PIC) en escena liderando el equipo de repuesta inicial. En el caso de hombre al agua, se encuentra al mando del equipo de bote de rescate / bote salvavidas. Informa el estado del equipo al OIM a través de la extensión 336.

Rol	Responsabilidad en emergencias
Operador de grúa (en turno)	Lidera el equipo de respuesta de emergencia #1 de acuerdo a las instrucciones del OIM. Informa el estado del equipo al OIM a través de la extensión 336.
Operador de grúa (en descanso)	Lidera el equipo de respuesta de emergencia #2 de acuerdo a las instrucciones del OIM. Informa el estado del equipo al OIM a través de la extensión 336.
Médico	Lidera el equipo de respuesta médica. Prepara el hospital/área de triage y reúne a los camilleros. Informa el estado del equipo al OIM a través de la extensión 336.
Toolpusher (en turno)	Lidera el equipo de perforación. En caso de gas tóxico, dirige el uso de equipo de respiración autónomo y espera instrucciones. En caso de gas combustible, alinea para bombear lodo pesado y espera instrucciones.

Fuente: P2052-OPS-0003- Plan de emergencias de Njord – Rev. B del 22 de octubre de 2019

Brigadas de respuesta a emergencias

Cabe mencionar que, las situaciones de emergencia por su propia naturaleza pueden ser impredecibles, de tal manera que los equipos de respuesta a emergencia están conformados con base en los escenarios de riesgo presentados en la sección 9.4.2.2, y corresponden con las actividades típicas de proyectos de exploración y perforación de pozos petroleros.

El equipo de respuesta a emergencias (ERT) es el grupo de personas, con asignación por el OIM, se distribuyen de acuerdo a los roles de descritos para manejar distintas situaciones de emergencia, de acuerdo con la Tabla 9.87.

Tabla 9.87 Equipos de respuesta a emergencias

Rol	Responsabilidad en emergencias
Equipo de mando.	Se reúne en el Centro de Control de Emergencia, habilitado en la sala de radio. El proceso de emergencia se inicia con el sonido de la alarma general (GA), que normalmente es seguido por un anuncio de megafonía (PA) que indica detalles específicos de la emergencia y cualquier instrucción relevante, como la redirección del personal a puntos de reunión secundarios en caso de que la naturaleza del incidente lo considere necesario. Este enfoque simple y coherente de la respuesta inicial proporciona al OIM una descripción general rápida y eficaz del impacto inmediato de la emergencia en el personal a bordo del "NJORD" y permite que los recursos se asignen eficazmente a la tarea de responder al incidente. El OIM ejecutará cada etapa del procedimiento de emergencia a medida que se desarrolle la situación. Se tienen en cuenta factores externos como las condiciones meteorológicas, la proximidad de otras plataformas e instalaciones, la disponibilidad de helicópteros y la proximidad del envío. La combinación de estos factores externos, además del desarrollo de la situación en el MODU, ayuda al proceso de toma de decisiones del OIM en términos de llegar al punto en el procedimiento de emergencia donde se instiga la evacuación. El OIM instruirá al personal de mantenimiento para que aisle todas las fuentes de energía eléctrica que no sean necesarias para controlar la situación. En determinadas circunstancias, puede ser necesario apagar los motores principales y volver al generador de emergencia. El OIM decidirá cuándo es prudente prepararse y finalmente evacuar el MODU ya sea parcial o completamente.

Rol	Responsabilidad en emergencias
	Las comunicaciones entre el MODU y la base en tierra u otras plataformas y embarcaciones son coordinadas por el operador de radio bajo las instrucciones del OIM.
Equipo de respuesta inicial.	Se reúne en cubierta principal estribor proa. Las tareas principales del equipo de respuesta incluirán asegurar las fuentes de energía, cerrar puertas herméticas, puertas cortafuegos, ventilaciones, venteos, entradas y salidas de válvulas, imbornales laterales, tragaluces, ojos de buey o similares, y establecer el enfriamiento de los límites según las instrucciones del Líder del equipo de respuesta a emergencias. Establece la búsqueda y rescate de personal. Establece la respuesta de hombre al agua.
Equipo de respuesta inicial #1.	Se reúne en cubierta principal estribor proa. Espera instrucciones para proporcionar refrigeración de límite o respaldo en el equipo de manguera según los tiempos del equipo de respiración autónomo. Apoya en necesidades médicas en escena.
Equipo de respuesta inicial #2.	Se reúne en nivel 4 LQ exterior de babor. Espera instrucciones para proporcionar refrigeración de límite o respaldo en el equipo de manguera según los tiempos del equipo de respiración autónomo. Apoya en necesidades médicas en escena.
Equipo de respuesta médica.	En el MODU, siempre hay un médico competente disponible para brindar primeros auxilios de emergencia a todas las personas enfermas, brindar asesoramiento médico y comunicarse con el apoyo médico en tierra. Algunas funciones de apoyo importantes del médico a bordo incluyen: - • Primeros auxilios y atención médica. • Punto de contacto hacia servicios médicos en tierra. • Preparación de personas para estar en situación medevac. • Punto de contacto ante sospechas de enfermedades profesionales, para seguimiento y reporte. • Administración de archivos y sistemas médicos a bordo.
Equipo de mantenimiento.	Se reúne en oficina de mantenimiento. Permanece al mando del cuarto de control de acuerdo a instrucciones del OIM.
Equipo de perforación.	En caso de gas tóxico, dirige el uso de equipo de respiración autónomo y espera instrucciones. En caso de gas combustible, alinea para bombear lodo pesado y espera instrucciones. Asegura el pozo.

Fuente: P2052-OPS-0003- Plan de emergencias de Njord – Rev. B del 22 de octubre de 2019

Para mayor información sobre el PAEI, consultar el Capítulo 5 del Protocolo de Respuesta a Emergencias (PRE) de Wintershall-Dea.

Plan de Atención a Emergencias Externo (PAEE)

Para los incidentes de control de pozos se activará el Plan de Respuesta a Emergencias por Reventón de Pozo (BOERP), que forma parte del Plan de Manejo de crisis de Wintershall-Dea (CMP). BOERP es parte del plan de respuesta de Nivel 2 y Nivel 3 para controlar los incidentes de explosión de pozos en las operaciones de perforación en alta mar.

Wintershall DEA adopta el sistema de respuesta escalonada por Niveles reconocido internacionalmente²⁰ para evaluar la gravedad de un derrame de petróleo; tales niveles se describen

²⁰ Tiered Preparedness and Response, Report 526, IOGP, 2015.

en la Tabla 9.88 y se establece su correspondencia con la definición de eventos de ASEA. Estas descripciones orientan en la determinación del Nivel de acuerdo a la observación de las características del evento.

Tabla 9.88 Niveles de Emergencia

Emergencia	Situación	Recursos para atender la emergencia	Equivalencia ASEA	Equivalencia PNC SEMAR
Nivel 1	- puede ser manejado por el personal y los recursos en el sitio o; - no tiene ningún efecto (incluidos los efectos sobre el medio ambiente) fuera de los límites del sitio o; - es poco probable que involucre agencias externas o servicios de respuesta a emergencia	Para responder a la pérdida de contención de hidrocarburos de Nivel 1, se utilizarán los equipos y materiales de respuesta existentes en la unidad de perforación y las embarcaciones de soporte.	Evento Tipo 1	Nivel Uno
Nivel 2	- ya no se puede manejar solo con recursos de nivel 1 y/o; - requiere la participación de recursos fuera del sitio del incidente, pero permaneciendo dentro del país o región, y/o; - tiene algún efecto (podría incluir efectos sobre el medio ambiente) fuera de los límites del sitio y/o; - es probable que involucre agencias externas o servicios de respuesta a emergencia	Wintershall DEA utilizará una Organización de Respuesta a Derrames de Petróleo de servicios compartidos de nivel 2 (OSRO), que cuenta con una base de respuesta en Ciudad del Carmen o Paraíso / Dos Bocas. Los recursos de equipos de respuesta de la OSRO incluyen sistemas de barreras de contención y sistemas de recuperación costa afuera, de alta capacidad, sistemas de aplicación dispersante y una reserva de dispersantes.	Evento Tipo 2	Nivel Dos
Nivel 3	- ya no se puede administrar con recursos combinados de nivel 1 y 2 solos y/o; - requiere la participación de recursos internacionales y/o; - tiene efectos significativos, extensos (incluidos los efectos sobre el medio ambiente) fuera de los límites del sitio y/o; - tendrá implicaciones técnicas, de prensa, de relaciones públicas y de personal que requieren asistencia local inmediata y el apoyo corporativo de Wintershall-Dea y/o;	Wintershall DEA es un "Miembro Asociado" de Oil Spill Response Limited (OSRL) y, por lo tanto, tiene acceso inmediato al Nivel 2/3 de asesoramiento técnico, recursos y conocimiento, los 365 días del año, las 24 horas del día	Evento Tipo 3	Nivel Tres

Emergencia	Situación	Recursos para atender la emergencia	Equivalencia ASEA	Equivalencia PNC SEMAR
	consecuencias para el personal que requieren asistencia local inmediata y apoyo corporativo de Wintershall-Dea.			

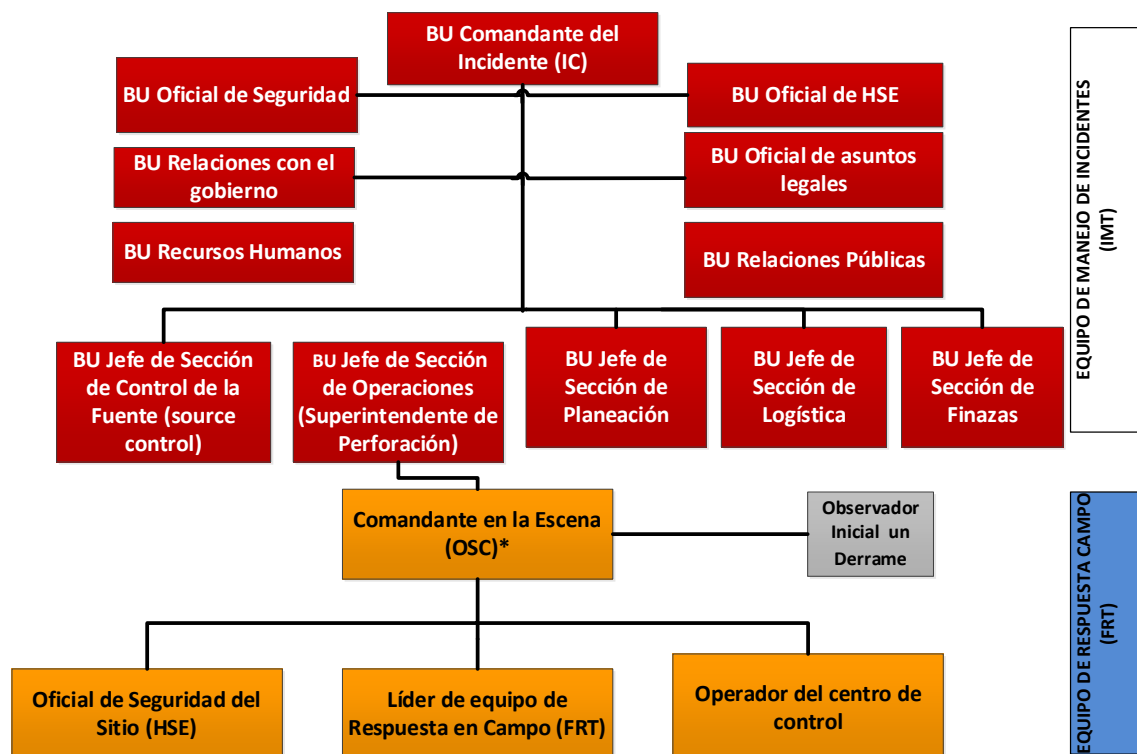
Fuente: ERM, 2021.

Al identificar el Nivel, el OSC, IC e IMT pueden movilizar las técnicas de respuesta adecuadas y los recursos para combatir el derrame, según el tipo de petróleo derramado, es decir, petróleo crudo, condensado, diésel, hacia la ubicación del evento.

De tal manera que estos criterios complementan la determinación del nivel de respuesta requerido.

Estructura del Equipo de Manejo de Incidentes

A continuación, se muestra el organigrama del Equipo de Manejo de Incidentes (IMT, por sus siglas en inglés) y del Equipo de Respuesta de Campo (FRT, por sus siglas en inglés) de Wintershall-DEA (Figura 9.82), que se activarán para la respuesta a emergencia por niveles.



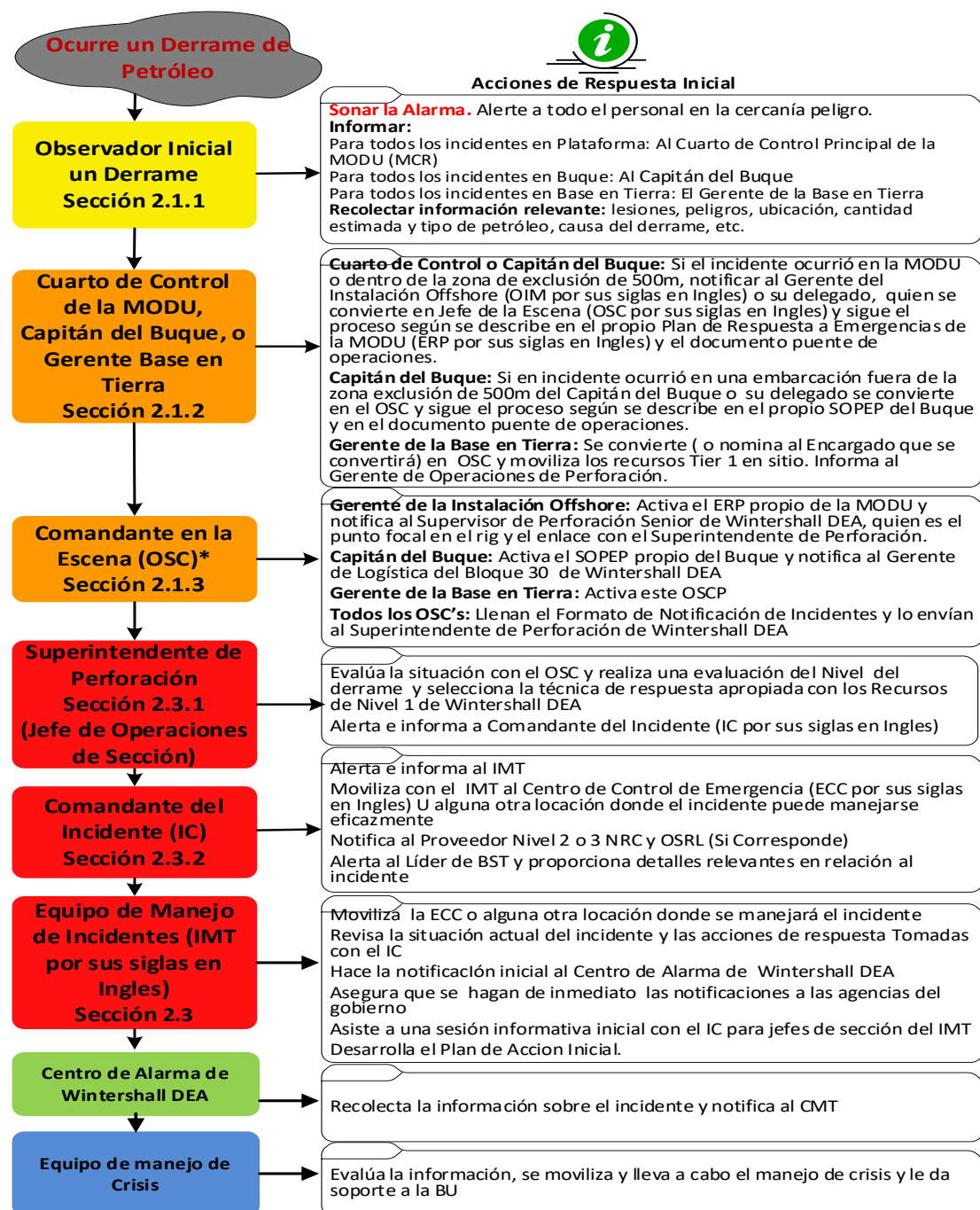
* El Comandante en Escena del FRT será el MODU OIM or el Supervisor de perforación Senior de Wintershall DEA dependiendo del tipo de incidente (como se establece en el Documento Puente con el contratista de perforación).

Fuente: Plan de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos, Campaña de Perforación Costa Afuera en el Bloque 30, Pozos Kan-1EXP e Ix-1EXP, Rev.0, 2021

Figura 9.82 Estructura FRT e IMT de Wintershall-Dea

Acciones de alerta inicial, procedimiento de alerta interna y notificaciones

En la Figura 9.83 se presenta el flujo de acciones a seguir en caso de ocurrencia de un evento de Nivel 2, ejemplificado con un evento de derrame de petróleo, al ser un evento identificado en el presente Análisis de Riesgo y cuya magnitud puede exigir el escalamiento del evento a Nivel 3.



* El Supervisor de Perforación Senior de Wintershall DEA podría convertirse en el Comandante en escena dependiendo del tipo de incidente.

Figura 9.83 Notificación de Respuesta Inicial y Diagrama de Flujo de Acción Inicial

Para mayor información sobre el PAEI, consultar el Capítulo 5 del Protocolo de Respuesta a Emergencias (PRE) de Wintershall-Dea.

9.8.4 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 Tabla 9.89, se muestran las recomendaciones técnico-operativas para todos los riesgos en el que se consideró realizar una recomendación adicional a las salvaguardas existentes.

Como parte del programa de implementación, el Regulado establecerá y documentará la atención y seguimiento a las acciones y recomendaciones derivadas del Análisis de Riesgos, incluyendo las medidas de mitigación, prevención y control para la reducción de los riesgos identificados.

Tabla 9.89 Recomendaciones de la identificación de Peligros y Escenarios de Riesgos

No.	Recomendación	Tipo de recomendación (preventiva, correctiva, de mejora, etc.)	Descripción de la actividad	Fecha programada de atención (inicio-término)	Área responsable de su realización
1	Asegurar que la logística se lleve a cabo adecuadamente	Preventiva	Verificación	Mayo, 2022 a diciembre 2022.	Gerente de Logística
2	Mantener canales de comunicación adecuados entre responsable en tierra y responsable a bordo	Preventiva	Verificación	Mayo, 2022 a diciembre 2022.	SDS (Senior drilling supervisor)
3	Programar simulacros de emergencia con cada embarcación y en la plataforma	Preventiva	Cumplimiento	Junio 2022 a diciembre 2022	OIM/Gerente de logística
4	Inspección constante de las medidas de control de fuentes de ignición implementadas	Preventiva	Verificación	Junio 2022 a diciembre 2022	OIM
5	Cumplir con el programa de centralización de tubería	Preventiva	Cumplimiento	Junio 2022 a diciembre 2022	Compañía de cementación/SDS
6	Cumplir con el programa de entrenamiento para personal operativo	Preventiva	Cumplimiento	Mayo, 2022 a diciembre 2022	OIM
7	Contar con soporte adecuado en tierra en caso de eventos de control de pozo.	Preventiva	Verificación	Junio 2022 a diciembre 2022	OIM
8	Cumplir la implementación de las medidas preventivas establecidas para eventos de control de pozos.	Preventiva	Verificación	Junio 2022 a diciembre 2022	Ingeniero de fluidos/SDS/OIM
9	Contar con un sistema de detección temprana de influjos.	Preventiva	Verificación	Junio 2022 a diciembre 2022	Perforador
10	Contar con servicio de predicción de presión de poro en tiempo real.	Preventiva	Verificación	Junio 2022 a diciembre 2022	SDS/Mudlogging
11	Tener control adecuado de los volúmenes de lodo durante los viajes de tubería	Preventiva	Verificación	Junio 2022 a diciembre 2022	Perforador/Ingeniero de fluidos

No.	Recomendación	Tipo de recomendación (preventiva, correctiva, de mejora, etc.)	Descripción de la actividad	Fecha programada de atención (inicio-término)	Área responsable de su realización
12	Tener un entrenamientos de control de pozos para todo el personal involucrado	Preventiva	Verificación	Mayo, 2022 a diciembre 2022	OIM/SDS
13	Realizar simulacros de acuerdo al programa establecido en el Sistema de Gestión de Wintershall-Dea (MIMS)/BORR.	Preventiva	Cumplimiento	Junio 2022 a diciembre 2022	OIM
14	Cumplir los procedimientos establecidos (fatiga, permiso de trabajo, análisis de riesgo por tarea, elevación, supervisión).	Preventiva	Cumplimiento	Mayo, 2022 a diciembre 2022	OIM
15	Llevar a cabo estudios independientes de objetos caídos	Preventiva	Cumplimiento	Mayo, 2022	OIM
16	Divulgar a todo el personal las limitaciones de los equipos de izaje.	Preventiva	Verificación	Mayo, 2022 a diciembre 2022	OIM
17	Restringir el acceso al piso de perforación solo para personal autorizado	Preventiva	Cumplimiento	Junio 2022 a diciembre 2022	Perforador
18	Seleccionar, en la medida de lo posible, un helicóptero con dispositivos redundantes (2 turbinas, etc.) para los traslados hacia y desde la plataforma de perforación.	Preventiva	Verificación	2022	Gerente de Logística
19	Evitar los vuelos en helicóptero, hacia y desde la plataforma de perforación, en caso de condiciones meteorológicas extremas.	Preventiva	Cumplimiento	Mayo, 2022 a diciembre 2022	OIM/Gerente de logística
20	Anticipar y planificar con antelación la evacuación del personal, en caso necesario	Preventiva	Planeación	Mayo, 2022 a diciembre 2022	Supervisor de HSE/OIM
21	Limitar el traslado de 4 pasajeros en el interior de la unidad de transferencia hacia la plataforma (cesta).	Preventiva	Cumplimiento	Mayo, 2022 a diciembre 2022	OIM

No.	Recomendación	Tipo de recomendación (preventiva, correctiva, de mejora, etc.)	Descripción de la actividad	Fecha programada de atención (inicio-término)	Área responsable de su realización
22	Evitar el traslado personal a la embarcación de apoyo durante condiciones meteoceánicas severas (oleaje/corriente).	Preventiva	Cumplimiento	Mayo, 2022 a diciembre 2022	OIM/Gerente de Logística
23	Reforzar continuamente la comunicación al personal involucrado (derrickman, asistente de perforación, perforador, tool pusher, superintendente de la plataforma, SDS, personal de registro de lodos) sobre el riesgo asociado a la pérdida de control del pozo y sus efectos relacionados.	Preventiva	Verificación	Junio, 2022 a diciembre 2022	OIM
24	Garantizar que todo el personal involucrado (derrickman, asistente de perforación, perforador, tool pusher, superintendente de la plataforma, SDS, personal de registro de lodos) conozca las recomendaciones/procedimientos relacionados con lo especificado en el documento puente.	Preventiva	Verificación	Junio, 2022 a diciembre 2022	SDS (Senior drilling supervisor)/OIM
25	Contar con el control de las pérdidas de presión anular	Preventiva	Cumplimiento	Junio, 2022 a diciembre 2022	Compañía mudlogging/SDS
26	Contar con los preparativos para llenar el depósito con lodo de stock.	Preventiva	Cumplimiento	Mayo, 2022 a diciembre 2022	Compañía de fluidos
27	Evaluar la posibilidad de utilizar la Viking/ X-871-6 para trasladar al herido con camilla desde la plataforma hacia la embarcación.	Preventiva	Verificación	Junio, 2022 a diciembre 2022	OIM

Fuente: Sesión de Identificación de Peligros HAZID, 2021.

9.9 Conclusiones

Como parte de la **Identificación de peligros y jerarquización de riesgos**, se realizó una sesión de identificación de peligros y evaluación de riesgos (HAZID). Durante la sesión, la Matriz de Ponderación de Wintershall-Dea fue utilizada.

Para la evaluación del Nivel de Riesgo, se consideró un nivel de frecuencia y consecuencia sin salvaguardas, con el objetivo de estimar los máximos daños posibles. Posteriormente, se realizó una segunda evaluación, considerando controles de prevención y/o mitigación, que ayuden a prevenir las causas de los peligros identificados. Así, se determinó un “Nivel de Riesgo Residual” para cada peligro.

Las etapas analizadas durante el HAZID se dividieron en diez (10) Nodos, los cuales se mencionan a continuación:

- 1. Aspectos generales, exposición laboral
- 2. Movilización-Movimiento de la plataforma-Desmovilización
- 3. Perforación del agujero de 36" y conductor de 30"
- 4. Perforación del agujero de 26" y conductor de 20"
- 5. Perforación del agujero de 17-1/2" y tubería de revestimiento de 13-3/8"
- 6. Perforación del agujero de 12-1/4" y tubería de revestimiento de 9-5/8"
- 7. Perforación del agujero de 8-1/2"
- 8. Sección opcional de 6-1/2"
- 9. Registro por cable en pozo abierto
- 10. Taponamiento y abandono

Durante la realización del taller HAZID se identificaron 291 peligros, de los cuales 137 resultaron en Nivel de Riesgo “Medio” y 154 resultaron en una evaluación de Riesgo “Bajo”, por lo tanto, **no se obtuvieron peligros jerarquizados con un Nivel de Riesgo Residual “Alto”**.

Posteriormente, se realizó un **Análisis Cuantitativo de Riesgo** a partir de los peligros evaluados con mayor nivel de riesgo residual y que implican eventos de pérdida de contención de hidrocarburos (LOC).

En total, se generaron veinte (20) escenarios de modelación que incluyeron escenarios en ambos pozos Ix-1EXP y Kan-1EXP, de los cuales, dieciséis (16) se simularon para determinar las consecuencias por fuego y explosión causadas por un evento de reventón de pozo (Blow out superficial) para los Casos Más Probables (CMP) y los Peores Casos (PC); dos (2) escenarios se simularon para determinar los impactos por derrame de hidrocarburo en mar causado por reventón de pozo (Blow out submarino) y dos (2) escenarios de simulación para determinar los impactos por derrame de diésel en mar ocasionado por la colisión con la embarcación de suministro.

A continuación, se presentan las conclusiones de los escenarios con mayores radios de afectación:

Escenarios de Fuego y Explosión:

- Escenario 15: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Kan-1EXP-PC-15 / Radiación - Dardo de fuego (Jet Fire). Para éste escenario, el radio de afectación del escenario tiene un alcance de 57.1 m para la zona de alto riesgo (5.0 kW/m²), lo cual abarca el piso de perforación, la estructura voladiza (cantiléver), área de tratamiento de lodo, racks de tuberías, entre otras, donde se podrían presentar efectos por quemaduras de segundo grado para el personal. De acuerdo con los resultados obtenidos, el radio del área de amortiguamiento (1.4 kW/m²) supera los límites de la Plataforma AutoElevable (PAE) con 138.7 m, sin embargo, el personal podrá

estar expuesto a esta radiación sin presentar incomodidad por un período prolongado de tiempo. Por último, la radiación máxima esperada al momento de la liberación es de aproximadamente 12.4 kW/m², por lo que la radiación para daño a equipos (12.5 a 37.5 kW/m²) no se alcanza, por lo tanto, no se esperan efectos estructurales.

- Escenario 8: Reventón de pozo (Blow out superficial) – Ix-1EXP-PC-08 / Explosión de nube de vapor no confinada (UVCE). En éste escenario la zona de alto riesgo (1.0 Psi) se ubica aproximadamente a 220 m a partir de la fuente de emisión en todas direcciones, abarcando la totalidad de la Plataforma AutoElevable (PAE), donde se podrían presentar efectos por ruptura de los tímpanos en las personas expuestas y heridas por fragmentos disparados en el personal que pudiera estar en el área. La zona de amortiguamiento (0.5 Psi) supera los límites de la PAE con 403.7 m, con una probabilidad del 95 % de que no ocurran daños serios en instalaciones o embarcaciones que se encuentren en el radio de afectación. Por último, debido a los efectos de los impulsos causados por la sobrepresión, se esperan daños estructurales menores en la plataforma de perforación.

Escenarios de derrame en mar:

- El escenario para el cual se esperan mayores afectaciones en caso de reventón de pozo, es el escenario 17, debido a la potencial liberación de 1,305,000 barriles de petróleo durante 80 días (87,000 bbls / día) en el pozo Ix-1EXP. Sobre el escenario 17 se puede concluir lo siguiente:
 - Las aguas superficiales de los Estados Unidos se verían impactadas como resultado de un derrame durante cualquier temporada. Sin embargo, no se impactan en menos de 27 días y no hay más de un 75% de probabilidad. Existe una probabilidad muy baja (1%) de que las aguas de Cuba se vean impactadas durante la temporada de lluvias. Las aguas superficiales de ningún otro país se ven impactadas.
 - Se podría encontrar petróleo de color verdadero continuo en un radio de 200 km desde la ubicación del pozo. Más allá de los 400 km se espera que la mayor parte del petróleo superficial sea de color arco iris (0,3-5µm) y más fino durante las tres estaciones. Los hidrocarburos podrían llegar hasta unos 900 km al norte, cruzando las aguas de Estados Unidos, como resultado de un derrame durante cualquier estación.
 - La costa de México se verá afectado por un vertido durante cualquier estación (100% de probabilidad) en un tiempo estimado de 17 horas. La costa de Estados Unidos podría verse impactado durante las estaciones anticiclónicas (16%) y secas (27%) en 29 días.
 - Las costas de México verán petróleo ligero, moderado y pesado durante las tres estaciones, un derrame durante la estación seca tiene el potencial de la mayor masa de petróleo en tierra.
 - El segmento de costa con mayor probabilidad de afectación por el hidrocarburo (> 50%) corresponde al sector comprendido entre Sánchez Magallanes y el Norte de Tampico. El segmento de la costa con los tiempos de llegada de petróleo más cortos a la costa (entre 1 y 21 días) comprende desde Ciudad del Carmen hasta Alvarado. Esta área incluye las regiones de Tuxlas y PNSAV, que son áreas protegidas.

En conclusión, tomando en cuenta los peores radios de afectación que pudieran presentarse y los controles de prevención y mitigación con los que cuenta Wintershall-Dea, los cuales fueron identificados y documentados durante la sesión HAZID, y que éstos estarán implementados antes y durante la ejecución del Proyecto, así como los sistemas de seguridad descritos a lo largo de la sección 8 de este documento, se considera que el **Nivel de Riesgo Residual del Proyecto es Tolerable**.

Por último, mientras los estándares y buenas prácticas industriales (planeación, diseño, ejecución) del Regulado, siendo el operador responsable del Proyecto, y del Contratista de Perforación (Borr Drilling) se apliquen en cada etapa del Proyecto y se cumpla con los parámetros de seguridad estipulados en el Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y

Protección del Medio Ambiente (SASISOPA), se minimiza la ocurrencia de eventos con potenciales consecuencias catastróficas.

ERM has over 160 offices across the following countries and territories worldwide

Argentina	New Zealand
Australia	Panama
Belgium	Peru
Brazil	Poland
Canada	Portugal
China	Puerto Rico
Colombia	Romania
France	Russia
Germany	Singapore
Hong Kong	South Africa
Hungary	South Korea
India	Spain
Indonesia	Sweden
Ireland	Taiwan
Italy	Thailand
Japan	UAE
Kazakhstan	UK
Kenya	US
Malaysia	Vietnam
Mexico	
The Netherlands	

ERM's [Office name]

Add address 1

Add address 2

Add address 3

T: Add phone number

F: Add fax number

www.erm.com