AECOM

Estudio de Riesgo Ambiental

Evaluación de los Riesgos Ambientales Relacionados con la Perforación Exploratoria, Área Contractual 1 del Contrato CNH-R01-L04-A1.CS/2016, Cuenca Salina, Golfo de México

Presentado a:

Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos

Presentado por:

BP (BP Exploration México S.A. de C.V.)

Fecha: 22 de Noviembre del 2018

Estudio de Riesgo Ambiental

Evaluación de los Riesgos Ambientales Relacionados con la Perforación Exploratoria, Área Contractual 1 del Contrato CNH-R01-L04-A1.CS/2016, Cuenca Salina, Golfo de México

Fecha: 22 de noviembre del 2018

Nombre y firma de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Líder de Offshore Oil and Gas México

Nombre y firma de persona física. Información protegida bajo los artículos 113 fracción I de la LFTAIP y 116 primer párrafo de la LGTAIP.

Líder de Evaluación de Impacto Ambiental

Tabla de Contenidos

1.0 Escenarios de los Riesgos Ambientales Relacionados con el Proyecto 1-1
1.1 Bases de Diseño 1-1
1.1.1 Información General del Proyecto 1-1
1.1.1.1 Descripción del Proyecto 1-1
1.1.1.2 Alcance del ERA 1-4
1.1.2 Características del Sitio y Susceptibilidad a Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos 1-4
1.1.2.1 Estacionalidad 1-4
1.1.2.2 Condiciones Meteorológicas 1-5
1.1.2.3 Mareas 1-10
1.1.2.4 Corrientes Marinas 1-10
1.1.2.5 Oleaje 1-11
1.1.2.6 Vientos 1-12
1.1.2.7 Patrones de Circulación 1-14
1.1.2.8 Eventos Extremos 1-16
1.1.3 Criterios de Diseño y Estándares Utilizados Para el Proyecto 1-18
1.1.4 Proyecto Civil 1-21
1.1.5 Proyecto Mecánico 1-25
1.1.5.1 MODU 1-25
1.1.5.2 Control del Pozo 1-26
1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones 1-26
1.2 Prevención de Incendios del Proyecto 1-28
1.2.1.1 Sistema de Bombeo de Agua Contra Incendio 1-28
1.2.1.2 Red Contra Incendios 1-28
1.2.1.3 Hidrantes y Mangueras 1-28
1.2.1.4 Sistemas de Detección de Incendios y Gas 1-29
1.3 Descripción Detallada del Proceso 1-29
1.3.1 Secuencia de Perforación 1-29
1.3.1.1 Control del Pozo 1-34
1.3.2 Prueba de Pozo 1-34
1.3.2.1 Abandono 1-35
1.3.3 Materias Primas, Productos, y Subproductos 1-35
1.3.3.1 Perforación 1-35
1.3.3.2 Prueba de Pozo 1-36
1.3.3.3 Flujo No Planeado o No Controlado 1-37
1.3.4 Hojas de Seguridad 1-37
1.3.4.1 Riesgos de Petróleo Crudo 1-37
1.3.4.2 Riesgos del Gas Natural 1-38
1.3.4.3 Ácido Sulfhídrico 1-39
1.3.5 Almacenamiento 1-39
1.3.6 Equipos del Proceso y Auxiliares 1-40
1.3.6.1 MODU 1-40
1.3.6.2 Buque de Prueba de Pozo 1-43
1.3.6.3 Árbol de Prueba Submarino 1-45
1.3.6.4 Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo 1-45
1.3.6.5 Colector Múltiple de Estrangulamiento 1-45
1.3.6.6 Intercambiador de Calor con Vapor 1-46
1.3.6.7 Separador Horizontal Convencional 1-46
1.3.6.8 Tanque de Compensación Vertical 1-46
1.3.6.9 Quemador 1-47
1.3.7 Pruebas de Verificación 1-48

1.4 Condiciones de Operación 1-48
1.4.1 Especificaciones del Cuarto de Control 1-49
1.4.2 Sistemas de Aislamiento 1-49
1.4.2.1 Sistemas de Paro de Seguridad 1-49
1.4.2.2 Sistema de Contención de Derrames 1-50
1.5 Evaluación y Análisis de Riesgo 1-51
1.5.1 Histórico de Accidentes e Incidentes 1-51
1.5.1.1 Mayores Incidentes de Derrames de Hidrocarburos en los Mares de Estados Unidos 1-51
1.5.1.2 Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX 1-54
1.5.1.3 Peor Escenario 1-55
1.5.2 Identificación de Riesgos y Metodología de Jerarquización 1-55
1.5.2.1 Alance de la Evaluación de Riesgos 1-55
1.5.2.2 Metodología de Evaluación de Riesgos 1-56
1.5.2.3 Metodología de Análisis BowTie 1-56
1.5.2.4 Proceso ALARP 1-58
1.5.2.5 Metodología de la Evaluación de Riesgos Ambientales 1-58
1.5.2.6 Escenarios de Incidentes y Accidentes 1-62
1.5.2.7 Clasificación de Riesgos y Evaluación de Impactos 1-67
1.5.2.8 Jerarquía de Escenarios 1-68

2.0 Descripción de las Zonas de Protección Alrededor de las Instalaciones 2-1
2.1 Radio Potencial de Afectación 2-1
2.1.1 Simulación de Escenario 2-1
2.1.2 Criterios para Definir las Zonas de Seguridad 2-1
2.1.3 Condiciones de Simulación 2-2
2.1.3.1 Escenario 1 Falla de la Tubería Causando un Reventón de Pozo 2-2
2.1.3.2 Escenario 2. Bloqueo del Compensador 2-3
2.1.3.3 Escenario 3. Falla del Colector Múltiple de Estrangulamiento 2-3
2.1.4 Resultados de los Escenarios de Fuga (Escenarios 1, 2 y 3) 2-3
2.1.4.1 Escenario 1. Falla en la Tubería del Pozo 2-5
2.1.4.2 Escenario 2. Bloqueo del Compensador 2-6
2.1.4.3 Escenario 3. Falla en el Colector Múltiple de Estrangulamiento 2-7
2.2 Derrame de Hidrocarburos al Mar 2-8
2.2.1 Resumen 2-8
2.1.1.1 Detalles de la Modelación 2-8
2.1.1.2 Umbrales de Modelación 2-9
2.1.1.3 Resumen de Resultados 2-9
2.2.2 Resultados de la Modelación Estocástica 2-12
2.2.3 Áreas de Protección Prioritaria 2-12
2.2.3.1 Áreas Naturales Protegidas o ANPs 2-13
2.2.3.2 Sitios Ramsar 2-14
2.2.3.3 Regiones Marinas Prioritarias o RMPs 2-17
2.2.3.4 Sitios Marinos Prioritarios o SMPs 2-17
2.2.3.5 Regiones Terrestres Prioritarias o RTPs 2-17
2.2.3.6 Regiones Hidrológicas Prioritarias o RHPs 2-17
2.2.3.7 Áreas Importantes para la Conservación de las Aves o AICAs 2-17
2.2.3.8 Sitos Enlistados por la Base Mundial de Datos sobre Áreas Protegidas (WDPA) de UNEP-WCMC 2-17
2.2.4 Unidades de Gestión Ambiental o UGAs 2-18
2.2.5 Efectos en el Sistema Ambiental 2-18
2.2.5.1 Hidrocarburos Derramados al Mar 2-18
2.2.5.2 Efectos por el Vertimiento de Hidrocarburos – Ambiente Físico 2-19
2.2.6 Efecto por el Vertimiento de Hidrocarburos – Sensibilidad en la Fauna 2-24
2.2.6.1 Plancton 2-24
2.2.6.2 Peces e Invertebrados Marinos 2-25

2.2.6.3 Tortugas 2-25
2.2.6.4 Mamíferos Marinos 2-26
2.2.6.5 Aves 2-27

3.0 Señalamiento de las Medidas de Seguridad y Preventivas en Materia Ambiental 3-1
3.1 Recomendaciones Técnico Operativas 3-1
3.1.1 Sistemas de Seguridad 3-4
3.1.1.1 Sistema de Extinción de Incendios 3-4
3.1.1.2 Sistemas de Paro de Emergencia 3-5
3.1.1.3 Sistemas de Protección de Presión (Pilotos de Alta y Baja Presión y Protección Mecánica) 3-5
3.1.1.4 Contención de Derrames 3-5
3.1.2 Lecciones del Incidente de Deepwater Horizon 3-5
3.1.3 Medidas Preventivas 3-5
3.1.3.1 Reducción de Riesgo De Gas Somero 3-5
3.1.3.2 Mantenimiento 3-12
3.1.3.3 Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos Previo a las Operaciones 3-12
3.1.4 Respuesta de Intervención de Pozo 3-13
3.1.4.1 BOP 3-13
3.1.4.2 Taponamiento de Pozo 3-14
3.1.4.3 Pozo de Alivio 3-14

4.0 Resumen 4-1
4.1 Conclusiones de la Estudio de Riesgo Ambiental 4-1
4.2 Situación General del Proyecto Respecto al Resumen de Riesgos Ambientales 4-2
4.2.1 Resumen de la Modelación 4-2
4.2.1.1 Escenario 1. Falla de la Tubería del Pozo 4-2
4.2.1.2 Escenario 2. Bloqueo del Compensador 4-3
4.2.1.3 Escenario 3. Falla del Colector Múltiple de Estrangulamiento 4-3
4.2.1.4 Escenario 4. Derrame de Hidrocarburos al Mar 4-3
4.3 Reporte Técnico 4-4
4.3.1 Sustancias Involucradas 4-4
4.3.2 Historial de Accidentes e Incidentes 4-4
4.3.3 Identificación y Jerarquía de los Riesgos Ambientales 4-4

5.0 Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan la Información Señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental 5-1
5.1 Ejemplos de Diagramas de Embarcaciones de Perforación 5-1
5.2 Reporte de Parámetros de Entrada para el Modelo PHAST 5-8
5.3 Resumen de Resultados de Salida del Modelo PHAST 5-34
5.4 Detalles de la modelación OSCAR 5-40
5.5 Ejemplo Hoja de Seguridad del Petróleo Crudo 5-41
5.6 Tablas de Sensibilidad 5-48
5.7 Referencias 5-65

Lista de Tablas

Tabla 1-1 Datos Meteorológicos de la Cuenca Salina de las Tres Estaciones Marinas 1-6
Tabla 1-2 Normales Climatológicas de Temperaturas y Precipitación de las Estaciones en Alvarado, Coatzacoalcos y Paraíso 1-8
Tabla 1-3 Resumen Histórico de Huracanes Mayores Cerca del Área Contractual (1955 – 2017) 1-18
Tabla 1-4 Estándares para Actividades de Exploración de Hidrocarburos 1-22
Tabla 1-5 Tipos de Detectores de Incendios y Ubicaciones 1-29
Tabla 1-6 Etapas del Periodo de Exploración Inicial 1-34
Tabla 1-7 Clasificación del Material de Perforación 1-36
Tabla 1-8 Aditivos del Fluido de Perforación 1-36
Tabla 1-9 Sustancias Manejadas Durante Una Prueba de Pozo 1-37
Tabla 1-10 Escenarios Submarinos Modelados 1-37
Tabla 1-11 Propiedades del Petróleo Crudo 1-38
Tabla 1-12 Propiedades del Gas Natural 1-38
Tabla 1-13 Propiedades del Ácido Sulfhídrico 1-39
Tabla 1-14 Capacidades de Almacenamiento de Materiales de una MODU Típica 1-40
Tabla 1-15 Capacidades de Almacenamiento de Materiales de un WTV Típico 1-40
Tabla 1-16 Parámetros Genéricos de Operación de una MODU (Basándose en el Buque Pacific Khamsin) 1-41
Tabla 1-17 Dimensiones/Capacidades Genéricas de una MODU (Basándose en el Buque Pacific Khamsin) 1-41
Tabla 1-18 Equipo y Capacidades Genéricas de una MODU (Basándose en el Buque Pacific Khamsin) 1-42
Tabla 1-19 Capacidades Típicas de una Planta de Procesamiento de un WTV 1-43
Tabla 1-20 Dimensiones Generales de un WTV 1-44
Tabla 1-21 Presiones y Temperaturas de Trabajo Típicas para una Prueba de Pozo 1-48
Tabla 1-22 Tasas de Derrames en Plataforma y Tendencias de Volúmenes Derramados Basados en los Hidrocarburos Producidos, de 1964 a 2015 1-51
Tabla 1-23 Mayores Derrames de Hidrocarburos en los Océanos de Estados Unidos 1-52
Tabla 1-24 Derrames de Hidrocarburos de PEMEX 1-54
Tabla 1-25 Resumen de Eventos Peligrosos 1-59
Tabla 1-26 Sustancias Incluidas en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas 1-60
Tabla 1-27 Límites de Liberación para Sustancias en los Listados de AAR 1-61
Tabla 1-28 Cantidades Límite para la Liberación de Material Peligroso por Pérdida de Contención Primaria (Loss of Primary Containment, LOPC) 1-61
Tabla 1-29 Resumen de Eventos Peligrosos 1-63
Tabla 1-30 Categorías de Nivel de Probabilidad (P) para Eventos No Planeados 1-67
Tabla 1-31 Categorías de Nivel de Severidad para Eventos No Planeados 1-67

Tabla 1-32 Resumen de Eventos Peligrosos 1-69
Tabla 1-33 Significancia de Escenarios 1-70
Tabla 2-1 Criterios de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento 2-2
Tabla 2-2 Umbrales de Flujo de Radiación Térmica 2-2
Tabla 2-3 Condiciones Atmosféricas 2-2
Tabla 2-4 Condiciones Operativas de la Tubería del Pozo 2-3
Tabla 2-5 Condiciones Operativas del Compensador 2-3
Tabla 2-6 Condiciones Operativas del Colector 2-3
Tabla 2-7 Radio de Efecto del Incendio 2-4
Tabla 2-8 Radio de Efecto de Explosión 2-5
Tabla 2-9 Umbrales de la Modelación de Derrame de Hidrocarburos 2-9
Tabla 2-10 Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de las Áreas Naturales Protegidas con un Espesor de Brillo ≥0.04 µm 2-13
Tabla 2-11 Presencia de Hidrocarburos de las Áreas Naturales Protegidas en Costa de ≥0.001 l/m^2 2-15
Tabla 2-12 Presencia de Hidrocaburos en el Agua de la Superficie en los Sitios Ramsar de ≥0.04 µm Espesor de Brillo 2-15
Tabla 2-13 Presencia de Hidrocarburos en los Sitios Ramsar en Costa de ≥0.001 l/m^2 2-16
Tabla 2-14 Resumen del Proceso de Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Ambiente Marino 2-19
Tabla 2-15 Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA 2-20
Tabla 2-16 Tipos de Costa Dentro del Área de Presencia de Hidrocarburos Potencial 2-21
Tabla 3-1 Hallazgos Clave del Incidente de la Explision del Pozo de Macondo y su Applicacion al Proyecto 3-6
Tabla 3-2 Contenidos del PRDH 3-13
Tabla 5-1 Parámetros del dominio de modelado 5-40
Tabla 5-2 Datos Actuales 5-40
Tabla 5-3 Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial en Áreas Protegidas (WDPA) con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm 5-49
Tabla 5-4 Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de las ANP con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm 5-50
Tabla 5-5 Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial en Sitios Ramsar, con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm 5-50
Tabla 5-6 Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de RMP con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm 5-51
Tabla 5-7 Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de SMP con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm 5-52
Tabla 5-8 Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de UGAs con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm 5-53
Tabla 5-9 Estadísticas de la Costa para Áreas Protegidas 5-55
Tabla 5-10 Estadísticas de la Costa para ANPs 5-56

Tabla 5-11 Estadísticas de la Costa para AICAs 5-57
Tabla 5-12 Estadísticas de la Costa para Sitios Ramsar 5-58
Tabla 5-13 Estadísticas de la Costa para RHP 5-59
Tabla 5-14 Estadísticas de la Costa para RTP 5-60
Tabla 5-15 Estadísticas de la Costa para RMP 5-61
Tabla 5-16 Estadísticas de la Costa para SMP 5-62
Tabla 5-17 Estadísticas de la Costa para UGAs 5-63

Lista de Figuras

Figura 1-1 Cronología y Etapas del Contrato de Licencia 1-1
Figura 1-2 Ubicación del Área Contractual 1, Incluyendo la Ubicación Provisional del Pozo (Dos Ojos1) 1-2
Figura 1-3 Estaciones Meteorológicas: Triangulo Oeste (4033), Cayo Arcas (4005), y Boya Anclada de la NOAA (42055), y Su Distancia Respectiva al Área Contractual 1-7
Figura 1-4 Estaciones Meteorológicas Costeras de Alvarado, Veracruz (30201); Coatzacoalcos, Veracruz (30214); y Paraíso, Tabasco (27034), y Su Distancia Respectiva al Área Contractual 1-9
Figura 1-5 Valores Estimados en un Periodo de 100 Años de Altura de Olas Significativas (SWH) a lo Largo del Golfo de México 1-11
Figura 1-6 Rosa de los Vientos – Derivado de la Base de Datos del CFSR entre el 2008 y 2012 1-12
Figura 1-7 Frecuencia Promedio de la Velocidad del Viento – Boya de la Bahía de Campeche (Promedio del 2005 al 2016; Estación 42055) 1-13
Figura 1-8 Promedios de Velocidad de la Circulación del Agua Cerca de la Superficie Para el Período 1989-1999 1-15
Figura 1-9 Promedios de Velocidad Cercanos a la Superficie Durante la Temporada Seca Para el Período 1989-1999 1-15
Figura 1-10 Promedio de Velocidades en las Corrientes de Aguas Profundas Para el Periodo 1989-1999 1-16
Figura 1-11 Registro de Huracanes Mayores (Categoría ≥ 3) dentro de los 350 km del Centro del Área Contractual (1955 – 2017) 1-17
Figura 1-12 Diseño General de una MODU Típica (Basado en el Buque Pacific Khamsin) 1-19
Figura 1-13 Diseño general de una MODU típica (basado en el buque Pacific Khamsin) (continuación) 1-20
Figura 1-14 Equipo de Perforación Rotativo Con Motor Superior Top Drive 1-26
Figura 1-15 Preventor de Reventones Submarino 1-27
Figura 1-16 Diagrama de una MODU con Tubo Ascendente y BOP Instalados 1-31
Figura 1-17 Construcción Teórica de la Sarta de Revestimiento Tentativamente Planeada para los Pozos Jurásicos del Proyecto (Los Diámetros de Sección se Presentan en Pulgadas) 1-32
Figura 1-18 Construcción Teórica de la Sarta de Revestimiento Tentativamente Planeada para los Pozos Ecocénicos del Proyecto (Los Diámetros de Sección se Presentan en Pulgadas) 1-33
Figura 1-19 Arreglo para la DST 1-35
Figura 1-20 Buque de Prueba de Pozo (WTV), Toisa Pisces, Diagrama General 1-44
Figura 1-21 Colector Múltiple de Estrangulamiento 1-45
Figura 1-22 Intercambiador de Calor con Vapor 1-46
Figura 1-23 Separador Horizontal Convencional 1-46
Figura 1-24 Tanque de Compensación Vertical 1-47
Figura 1-25 Diagrama General del Arreglo para una Prueba de Pozo 1-49
Figura 1-26 Diagrama BowTie 1-58
Figura 2-1 Radios de Intensidad del Dardo de Fuego (Jetfire) para Reventón del Pozo en la MODU 2-5

Figura 2-2 Radios de Afectación por Explosión por Reventón del Pozo en la MODU 2-6
Figura 2-3 Radios de Intensidad de Dardo de Fuego (Jetfire) por bloqueo del Compensador en la MODU 2-6
Figura 2-4 Radios de Afectación por Explosión causadas por el Bloqueo del Compensador en la MODU 2-7
Figura 2-5 Radio de Intensidad del Dardo de Fuego (jetfire) por Fallo del Colector Múltiple de Estrangulamiento en el WTV 2-7
Figura 2-6 Radio de afectación de la Explosión por Fallo del Colector Múltiple de Estrangulamiento en el WTV 2-8
Figura 2-7 Revetón Submarino del Pozo Dos Ojos-1 con la Intervención del Pozo de Alivio a los 90 días, Modelos Estocásticos de Probabilidad Superficial (Verano) 2-11
Figura 2-8 Pozo Dos Ojos-1 Reventón subsuperficial con la Intervención del Pozo de Alivio a los 90 días Modelos Estocásticos de Probabilidad Superficial (Invierno) 2-11
Figura 2-9 Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Medio Marino 2-18
Figura 3-1 Diagrama Bow-Tie, Controles de BP para Reducir la Probabilidad de Pérdida de Control de Pozo 3-1
Figura 3-2 Tapa para Plataforma Estandarizada (Capping Stack) 3-14
Figura 5-1 Vista de Perfil del Buque de Perforación 5-1
Figura 5-2 Planos del Buque de Perforación - Cubierta A y Cubierta Superior 5-2
Figura 5-3 Planos del Buque de Perforación - 2ª Cubierta, 3ª Cubierta y Planta (Popa) 5-3
Figura 5-4 Planos del Buque de Perforación– Planos de la Parte Superior del Tanque y de Cubierta 5-4
Figura 5-5 Planos del Buque de Perforación - 2ª Cubierta, 3ª Cubierta y Plano de Planta (Proa) 5-5
Figura 5-6 Planos del Buque de Perforación - Plano 36 m A/B) 5-6
Figura 5-7 Planos del Buque de Perforación - Plano 30 m A/B 5-7

Lista de Imágenes

Imagen 1-1 Ejemplo de MODU: *Discoverer Americas* 1-3

Imagen 1-2 Buque de Pueba de Pozo *Toisa Pisces* al Frente con una Plataforma Desconocida en el Fondo 1-47

Lista de Acrónimos

AAR	Actividades Altamente Riesgosas
ABS	Oficina Americana de Transporte de Mercancías / American Bureau of Shipping
AICA	Áreas Importantes para la Conservación de las Aves
ALARP	Tan Bajo como Sea Razonable en la Práctica / As Low As Reasonably Practicable
ANP	Áreas Naturales Protegidas
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares / American National Standards Institute
API	Instituto Americano del Petróleo / American Petroleum Institute
ARPA	Ayuda De Trazado Automático De Radar
ASEA	Agencia de Seguridad, Energía, y Ambiente (Agency for Safety Energy and Environment)
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos / American Society of Mechanical Engineers
BAOAC	Acuerdo Bonn sobre el Código de Apariencia de los Hidrocarburos / Bonn Agreement Oil Appearance Code
Bbbl	Billones de barriles / Billion barrels
bbl	barriles
BOEM	Oficina de Administración de Energía Oceánica de los Estados Unidos / Bureau of Ocean Energy Management
BOP	Preventor de Reventones / Blowout Preventer
BV	Bureau Veritas
CAS	Servicio de Resúmenes Químicos / Chemical Abstract Service
CBM	Mantenimiento Basado en Condiciones / Condition Based Maintenance
CFSR	Reanálisis del Sistema de Pronóstico del Clima / Climate Forecast System Reanalysis
CITES	Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres / Convention on International Trade in Endangered Species of Wild Fauna and Flora
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CO_2	Dióxido de Carbono
CONAGUA	Comisión Nacional de Agua
CONANP	Comisión Nacional de Áreas Naturales Protegidas
COS	Centro de Seguridad Costa Afuera / Center for Offshore Safety
DCR	Cuarto de Control de Perforación / Drilling Control Room
DNV	Det Norske Veritas
DP	Posicionamiento Dinámico / Dynamic Positioning
DST	Prueba de Formación Efectuada a través de la Columna de Perforación / Drill Stem Testing
DWH	Deep Water Horizon
E&P	Exploración y Producción
EPP	Equipo De Protección Personal
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ESD	Sistema de Paro de Emergencia / Emergency Shutdown
H_2S	Ácido Sulfhídrico
HAZID	Identificación de Peligros / Hazard Identification

HAZOP	Análisis Funcional de Operatividad / Hazard and Operability Analysis
HPHT	Presión Alta Temperatura Alta / High Pressure High Temperature
HSE	Salud, Seguridad y Medio Ambiente / Health, Safety and Environment
IACS	Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación / International Association of Classification Society
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional / International Electrotechnical Commission
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Hidrocarburos / Association of Oil and Gas Producers
ISO	Organización Internacional de Normalización / International Organization for Standardization
IUCN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza / International Union for Conservation of Nature
LFL	Límite Inferior de Inflamabilidad
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LOPC	Pérdida de Contención Primaria / Loss of Primary Containment
MODU	Equipo de Perforación Marina Móvil / Mobile Offshore Drilling Unit
NABF	Fluido Base Sintética / Non-Aqueous Base Fluid
NADF	Fluido de Perforación Sintético / Non-Aqueous Drilling Fluid
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra el Fuego de Estados Unidos / National Fire Protection Association
NMM	Nivel Medio del Mar
NCAR	Centro Nacional de Investigación Atmosférica / National Center for Environmental Protection
NCEP	Centro Nacional de Protección Ambiental / National Center for Atmospheric Research
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica / National Oceanic and Atmospheric Administration
NORSOK	Norsk Sokkels Konkuranseposisjon
MEM	Método Multi-Energía
OSCAR	Contingencia y Respuesta ante Derrame de Hidrocarburos / Oil Spill Contingency and Response
OCS	Plataforma Continental Exterior / Outer Continental Shelf
OMI	Organización Marítima Internacional
OSRL	Oil Spill Response Limited
OSV	Buque de Suministro / Offshore Supply Vessel
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PHAST	Software de Análisis para Peligros del Proceso / Process Hazard Analysis Software Tools
PPM	Partes por Millón
PPB	Partes por Billón
PRDH	Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos
PSD	Paro de Procesos / Process Shutdown
PSE	Eventos de Seguridad de Procesos / Process Safety Events
psi	Libra por Pulgada Cuadrada
RHP	Regiones Hidrológicas Prioritarias
RMP	Regiones Marinas Prioritarias
ROV	Vehículos Remotamente Operados / Remotely Operated Vehicle
RTP	Regiones Terrestres Prioritarias

SASISOPA	Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente
SEMAR	Secretaría De Marina
SEMARNAT	Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales
SGA	Sistema Globalmente Armonizado
SIMA	Evaluación de Mitigación de Impactos de Derrames / Spill Impact Mitigation Assessment
SINTEF	Stiftelsen for Industriell og Teknisk Forskning (Foundation for Industrial and Technical Research)
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SMP	Sitios Marinos Prioritarios
SSSV	Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo / Subsurface Safety Valve
SSTT	Árbol de Prueba Submarino / Subsea Test Tree
SWH	Altura de Ola Significativa / Significant Wave Height
SWT	Prueba de Pozo Superficial / Surface Well Testing
TNO	Netherlands Organisation for Applied Scientific Research
TTS	Condiciones Técnicas de Seguridad / Teknisk Tilstand Sikkerhet (Technical Condition Safety)
UGA	Unidades de Gestión Ambiental
UNEP	Programa de las Naciones Unidas para el Ambiente
WBDF	Fluido de Perforación Base Agua / Water Based Drilling Fluid
WCMC	Centro Mundial de Vigilancia de la Conservación / World Conservation Monitoring Centre
WDPA	Base de Datos Mundial sobre Áreas Protegidas / World Database on Protected Areas
WTV	Buque de Prueba de Pozos / Well Test Vessel

Prefacio

Este reporte de Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) ha sido diseñado en línea con los requisitos de dos guías publicadas en la página de internet de la Agencia de Seguridad, Energía, y Ambiente (ASEA):

- La ***Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo*** de la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)

- La ***Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos*** de la Agencia de Seguridad, Energía, y Ambiente (ASEA)

La estructura de este documento sigue los contenidos y el orden provisto en la Guía de la SEMARNAT, en concreto:

- Capítulo 1: Descripción detallada del proyecto, incluido el diseño técnico y el equipo utilizado, y las medidas usadas para incrementar la seguridad del proyecto. Evaluación de riesgos para resaltar los escenarios que podrían liberar sustancias en la lista de actividades de alto riesgo.

- Capítulo 2: Modelización y descripción de riesgos relacionados con los escenarios seleccionados de la evaluación de riesgos en el Capítulo 1.

- Capítulo 3: Resumen de las normas y mitigaciones utilizadas en el proyecto.

- Capítulo 4: Resumen de los riesgos asociados con este proyecto.

- Capítulo 5: Información Complementaria.

1.0 Escenarios de los Riesgos Ambientales Relacionados con el Proyecto

1.1 Bases de Diseño

1.1.1 Información General del Proyecto

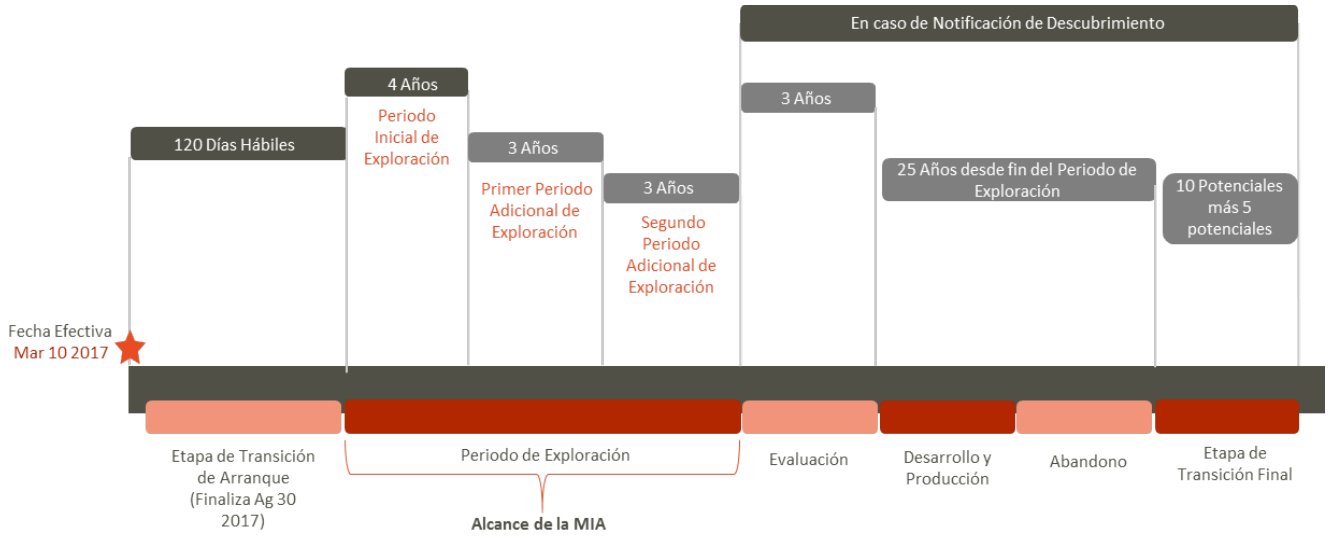
1.1.1.1 Descripción del Proyecto

El 10 de marzo de 2017, los Estados Unidos Mexicanos (denominado en lo sucesivo como "México"), el Poder Ejecutivo Federal, por medio de la Comisión Nacional de Hidrocarburos ("CNH"), celebraron un Contrato de Licencia ("Contrato") con Equinor Upstream México, S.A. de C.V. (antes Statoil E&P México) en consorcio BP Exploration México, S.A. de C.V. (en lo sucesivo, BP), y Total E&P México, S.A. de C.V. para la exploración de hidrocarburos en aguas profundas del Área Contractual 1 ("Área Contractual"), en la Cuenca Salina del Golfo de México. No obstante, el 1° de noviembre del 2017 se realizó el cambio de operador, en el que BP (el Promovente de este Estudio de Riesgo Ambiental, ERA) se convirtió en el titular del Contrato. Los socios del Área Contractual 1 son Equinor Upstream México, S.A. de C.V. y Total E&P México, S.A. de C.V. con una participación del 33.3% cada uno, siendo BP el socio mayoritario y operador (33.4%).

El Área Contractual se ubica aproximadamente 262 kilómetros (km) al noroeste del puerto de Dos Bocas (estado de Tabasco). Tiene un área de 2381.1 km², con profundidades que van de 2,000 a 3,300 metros (m). El área es considerada propiedad federal y, por lo tanto, no forma parte de algún pueblo, municipio o estado.

Como se muestra en la **Figura 1-1**, el periodo del Contrato se divide en varias etapas. El objetivo principal durante el Periodo de Exploración es perforar un mínimo de un (1) pozo de exploración costa afuera. La perforación exploratoria es la actividad inicial para confirmar la presencia de un yacimiento de hidrocarburos y evaluar la geología del área. La información recopilada se utiliza para determinar si el desarrollo del Área Contractual es económicamente viable.

Figura 1-1. Cronología y Etapas del Contrato de Licencia

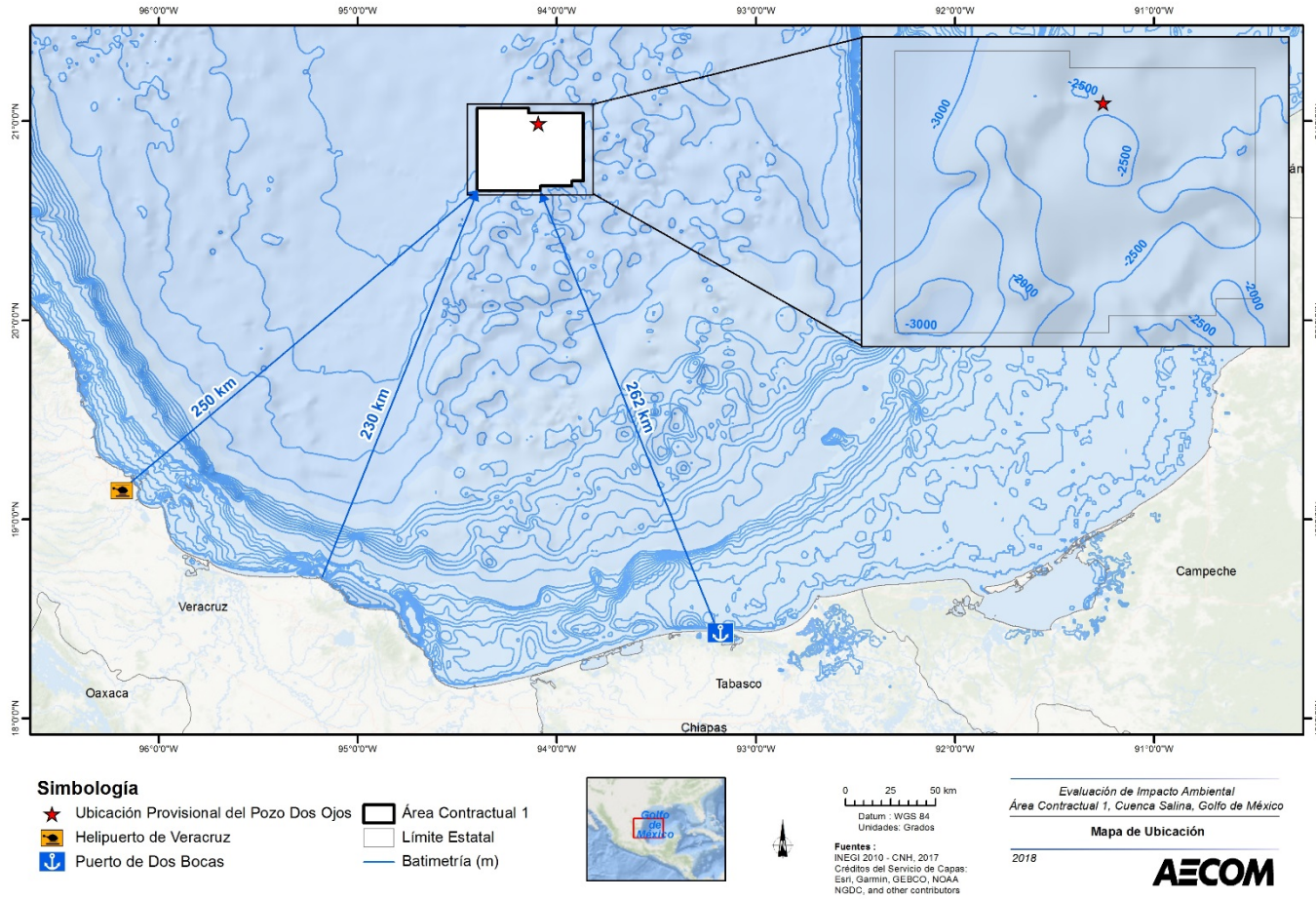


Fuente: AECOM (basado en Modelo de Contrato CNH Ronda CNH-R01-L04/2015)

El número exacto de pozos de exploración que se perforarán está sujeto a las actividades de maduración del Proyecto. Sin embargo, el primer pozo está provisionalmente planeado para el último trimestre del 2019 (Octubre-Diciembre). Como se muestra en la **Figura 1-2**, es probable que la ubicación provisional del primer pozo (denominado en lo sucesivo como "Dos Ojos-1") esté ubicado 6 km del límite norte del Área Contractual con Coordenadas de ubicación de la instalación. (información reservada). Información protegida bajo los artículos 110 fracción I de la LFTAIP 113 fracción I de la LGTAIP.

La ubicación aproximada de dichos pozos potenciales aún debe ser determinada, pero cualquier pozo perforado se encontrará dentro de los límites del Área Contractual. Por esta razón, toda el Área Contractual es evaluada dentro de este Estudio de Riesgo Ambiental (ERA). El Periodo de Exploración, de 10 años, se considera como la duración del Proyecto en el contexto de este ERA.

Figura 1-2. Ubicación del Área Contractual 1, Incluyendo la Ubicación Provisional del Pozo (Dos Ojos1)



Fuente: AECOM, 2018

La perforación se llevará a cabo con un Equipo de Perforación Marina Móvil (Mobile Offshore Drilling Unit, MODU) diseñado para operaciones en aguas ultra profundas (ver **Imagen 1-1** para un ejemplo de la MODU). Al momento de escribir este ERA, aún no ha sido confirmada la embarcación MODU específica que será utilizada para el Proyecto, pero será seleccionada basada en características físicas del sitio, incluidas la profundidad del agua, las condiciones oceanográficas y disponibilidad de MODUs. Una MODU se define por la presencia de una abertura en la sección media (conocida como "pozo central") con una torre de perforación sobre ella. Un barco de perforación típico MODU se encuentra en el orden de 230 m de largo, 35 m de ancho y 19 m de profundidad, con un calado operacional de 10 m, capaces de perforar pozos con profundidades totales de 12,000 m y con tripulaciones de entre 160 y 200 personas.

Sin embargo, es muy probable que la MODU del Proyecto sea un barco de perforación y, por lo tanto, un barco de perforación será considerado como base para este ERA.

Imagen 1-1. Ejemplo de MODU: *Discoverer Americas*

Fuente: Equinor, 2013

Los detalles completos del proceso de perforación se proporcionan en la **Sección 1.3** de este ERA, así como en el **Capítulo 2** de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

En el caso de un descubrimiento, una prueba de pozo puede ser llevada a cabo dependiendo de los resultados en la evaluación del pozo. La prueba de flujo en el pozo involucra el movimiento de fluidos de pozo (normalmente una mezcla de hidrocarburos, agua y solidos) a través de un equipo de prueba de productividad para demostrar la existencia de petróleo movible en una reserva. Si se llegara a requerir una prueba de pozos en el Proyecto, se desplegaría un Buque de Prueba de Pozos (Well Test Vessel, WTV) equipado con un equipo de prueba de productividad, similar al ejemplo mostrado en la **Imagen 1-2**.

Adicionalmente a las actividades de perforación y prueba de pozo dentro del Área Contractual, el Proyecto requerirá del tránsito de Buques de Suministro (Offshore Supply Vessels, OSV) y helicópteros entre MODU y la costa. No obstante, las operaciones de OSV y helicópteros no se consideran dentro del alcance de este ERA ya

que no incluyen Actividades Altamente Riesgosas (AAR), como definido por la Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT) (ver **Sección 1.1.1.2 Alcance del ERA** para más detalles respecto a AAR).

1.1.1.2 Alcance del ERA

El artículo 28 de la Sección II de la Ley General de Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA) requiere una Manifestación de Impacto Ambiental (MIA) para obras y actividades en el sector hidrocarburos. Cuando se esté tratando con "Actividades Altamente Riesgosas" (en lo sucesivo AAR), el artículo 30 de la LGEEPA requiere que se prepare un estudio de riesgo (en lo sucesivo Estudio de Riesgo Ambiental o ERA), que debe ser presentado a la par que la MIA. El artículo 18 del Reglamento de la LGEEPA en materia de Evaluación Ambiental enlista la información que debe ser incorporada en un estudio de riesgo:

- Escenarios y medidas preventivas que resultan del análisis de riesgos ambientales relacionados con el Proyecto;
- Descripción de las zonas de protección alrededor de las instalaciones, cuando aplique, y
- Asignación de medidas de seguridad en materia ambiental.

El artículo 18 también establece que la SEMARNAT publicará en el Diario Oficial de la Federación, las guías para la presentación y entrega del ERA. Los únicos documentos guía publicados a la fecha en el Diario Oficial de la Federación son el Primer y Segundo Listado de AAR, publicados el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992, respectivamente. Estas guías oficiales definen qué actividades son consideradas AAR, con base en la clasificación de sustancias peligrosas, y las propiedades y cantidades utilizadas en el Proyecto. Se considera que una instalación está llevando a cabo AAR cuando maneja cantidades iguales o superiores a una o más sustancias indicadas en dichos Listados. Únicamente las actividades que se relacionan con dichas sustancias están sujetas a presentar un ERA. El alcance de este ERA ha sido limitado, por lo tanto, a actividades que están definidas por ley como AAR.

Además del Primer y Segundo Listado publicados en el Diario Oficial de la Federación, la Agencia de Seguridad, Energía y Ambiente (ASEA) ha publicado, al momento de escribir este reporte, dos guías en su página de internet para asistir en el desarrollo de ERAs:

- ***Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo*** (de SEMARNAT)
- ***Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos*** (de ASEA)

Este ERA ha sido diseñado en línea con **ambas** guías publicadas en la página de internet de ASEA.

1.1.2 Características del Sitio y Susceptibilidad a Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos

Las condiciones ambientales y meteorológicas generales del área de perforación deben de analizarse antes de movilizar una instalación de cualquier tipo hacia una localización seleccionada. Los principales aspectos ambientales a considerar son los siguientes:

1.1.2.1 Estacionalidad

Como en la mayoría de las regiones tropicales, en el suroeste del Golfo de México hay una temporada de lluvias y una temporada seca distintivas (Herrera -Silveira et al. 1994; Peel et al. 2007). Adicionalmente, hay literatura que considera una tercera temporada, o Nortes, lo que se describe a detalle más adelante. No obstante, en términos de oceanografía física y modelación de mar abierto, dos temporadas distintivas son aplicables.

Las corrientes superficiales marinas son el factor oceanográfico más relevante para el Proyecto, y son el principal impulsor tanto para la modelación de derrame de hidrocarburos como para la modelación de dispersión para las descargas de recortes de perforación. La circulación profunda, a profundidades mayores a 1,000 m, no es directamente impactada por el clima estacional (Hamilton 1990; Hamilton y Lugo – Fernández 2001). Basándose en las corrientes marinas, el suroeste del Golfo de México experimenta dos temporadas distintivas: la temporada

de lluvias (aproximadamente de abril hasta septiembre) y la temporada seca (aproximadamente de octubre a marzo, incluyendo un periodo de Nortes (Vazquez de la Cerda et al., 2005).

Los eventos climáticos de Nortes promueven la distinción de una tercera temporada. Los Nortes incluyen vientos nortes sostenidos, de escala regional, asociados con los frentes fríos que emanan de latitudes medias de América del Norte (Pérez et al. 2014), los cuales persisten por varios días (2 a 6) por evento entre noviembre y febrero (Pérez et al, 2014; Passalaqua et al. 2016). Los Nortes incluyen vientos sostenidos de 10 a 20 metros por segundo (m/s) ráfagas de 60 m/s, caídas rápidas de temperatura (aproximadamente 20 °C en 24 horas), presión atmosférica incrementada, y eventos de precipitación intensa con más de 20 cm diarios de lluvia (Pérez et al. 2014; Passalaqua et al. 2016). Los Nortes ocurren en promedio de 20 a 25 veces por año entre finales de octubre y finales de febrero (Pérez et al, 2014).

Los efectos de los Nortes en el oleaje y en las corrientes superficiales pueden ser marcados, causando localmente alturas de ola extremas (Appendini et al., 2014), pero su influencia en las corrientes superficiales es inconsistente, debido a las interacciones complejas entre vientos, temperatura superficial del océano, la Corriente de Bucle del Golfo de México y los remolinos de la Corriente de Bucle, entre otros factores (Sturges et al., 1999; Vazquez de la Cerda et al., 2005; Dubranna et al., 2011; y Passalaqua et al., 2016). Las corrientes superficiales en el Golfo de México no son generalmente afectadas por todos los demás aspectos de los Nortes (Appendini et al. 2014). La inconsistencia en los efectos del viento de los Nortes en los patrones de corrientes superficiales significa que, a lo largo de escalas de tiempo por décadas, estos eventos no constituyen colectivamente una recurrencia anual o temporadas distintas (DiMarco et al. 2005; Dubranna et al. 2011; y Passalaqua et al. 2016).

En el suroeste del Golfo de México, los únicos patrones estacionales que se identifican como confiables con base en las corrientes superficiales, en una escala de tiempo por década, ocurren durante la máxima de las temporadas seca y de lluvias (DiMarco et al. 2005), mientras que los meses de transición y el final de las temporadas seca y de lluvias no incluyen patrones estacionales de las corrientes superficiales en una escala de tiempo por década (DiMarco et al. 2005). Aun cuando hay una gran traslape del periodo de Nortes con el máximo de la temporada seca, el patrón de las corrientes del máximo de la temporada seca es primordialmente atribuido a otras fuerzas, incluyendo la Corriente de Bucle del Golfo de México con remolinos asociados y el esfuerzo rotacional persistente del viento en los vientos alisios, en lugar de a los Nortes (DeHaan and Sturges 2005; DiMarco et al. 2005; Vazquez De La Cerda et al. 2005; Dubranna et al. 2011; y Passalaqua et al. 2016). Las corrientes oceánicas en el Golfo de México se describen con mayor detalle en la **Sección 1.1.2.7 Patrones de Circulación.**

La temporada de lluvias está caracterizada por temperaturas más cálidas y lluvias frecuentes y constantes, las cuales incrementan lentamente, alcanzando su máximo al final de la temporada y abarcando la mayoría de la precipitación anual. La temporada de lluvias ocurre aproximadamente de abril a septiembre (con variación local - antes o después). Bajo el contexto de las dos temporadas, la temporada seca incluye temperaturas más frías y disminución en las precipitaciones. La lluvia de la temporada seca incluye eventos intensos al principio de la temporada, con eventos de lluvia progresivamente menores, menos intensos y más cortos hacia el final de la temporada. La temporada seca ocurre aproximadamente entre octubre y marzo.

Una descripción más detallada de los factores del tiempo y clima es presentada en las siguientes secciones.

1.1.2.2 Condiciones Meteorológicas

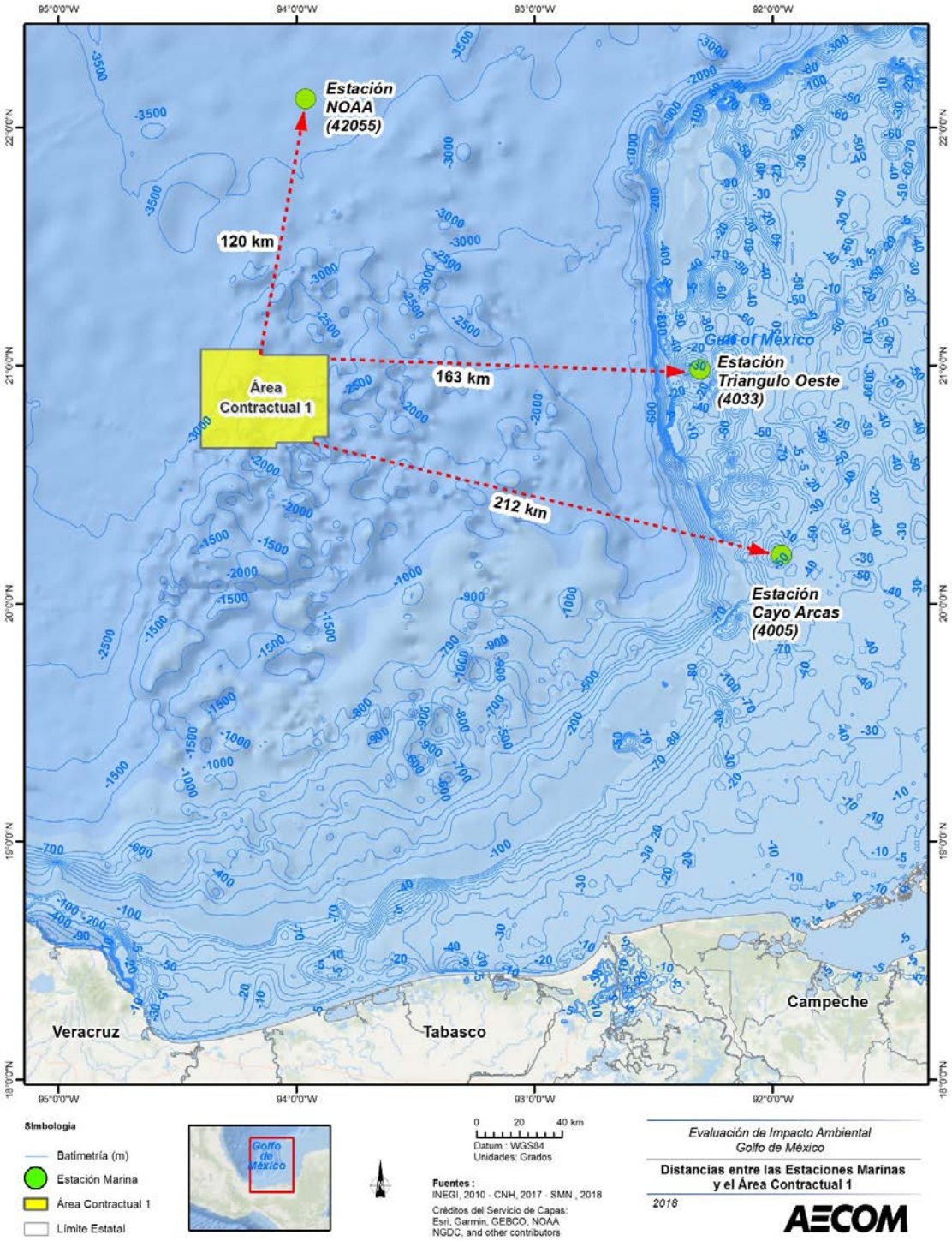
Dos estaciones meteorológicas de CONAGUA-SMN (Comisión Nacional del Agua-Servicio Meteorológico Nacional), una ubicada en Cayo Arcas y la otra en las islas del Triángulo Oeste, junto con una boya de la Administración Nacional Oceánica y Atmosférica (National Oceanic and Atmospheric Administration, NOAA) de los Estados Unidos anclada a una profundidad de 3600 m en la parte central del Golfo de México, fueron utilizadas para caracterizar las condiciones meteorológicas alrededor del Área Contractual (**Tabla 1-1)**. Las estaciones de Cayo Arcas, Triangulo Oeste y NOAA están ubicadas a 212 km al sureste, 163 km al este y 120 km al norte del Área Contractual respectivamente (**Figura 1-3**).

Tabla 1-1. Datos Meteorológicos de la Cuenca Salina de las Tres Estaciones Marinas

Estación		**Cayo Arcas 4005**	**Triangulo Oeste 4033**	**NOAA Boya 42055**	**Promedio de las Estaciones ‡ o Mejor Información Disponible ***
Fuente		CONAGUA	CONAGUA	NOAA	
Coordenadas		20° 12' 15" N 91° 57' 43" W	20° 59' 00" N 92° 18' 14" W	22° 07' 12" N 93° 57' 36" W	
Rango de Datos		1951 2010	1951 2010	Agosto 2005 Mayo 2015	
Temperatura del Aire (°C)	**Promedio (Anual)**	**27**	**27**	**25**	**26 ‡**
	Mínima (Mensual)	25	25	17	22 ‡
	Máxima (Mensual)	30	29	32	30 ‡
Temperatura de la Superficie del Mar (°C)	**Promedio (Anual)**	**N/A**	**N/A**	**27**	**27 ***
	Mínima (Mensual)	N/A	N/A	23	23 *
	Máxima (Mensual)	N/A	N/A	33	33 *
Precipitación (mm)	**Promedio (Anual)**	**3560**	**3330**	**N/A**	**3450 ‡**
Velocidad del Viento (nudos)	Máxima (Anual)	N/A	N/A	13	13*
	Mes Máximo	N/A	N/A	Agosto	Agosto*
Presión a Nivel del Mar (mb)	**Promedio (Anual)**	**N/A**	**N/A**	**1015**	**1015 ***
	Mínima (Mensual)	N/A	N/A	1000	1000 *
	Máxima (Mensual)	N/A	N/A	1036	1036 *

Fuente: NOAA-NDBC 2018, CONAUGUA-SMN 2018

Figura 1-3. Estaciones Meteorológicas: Triangulo Oeste (4033), Cayo Arcas (4005), y Boya Anclada de la NOAA (42055), y Su Distancia Respectiva al Área Contractual



Fuente: AECOM 2018; CONAGUA-SMN 2018

En la boya anclada de la NOAA, la temperatura del aire generalmente permanece ligeramente más fría que la temperatura en la superficie del mar (NOAA-NDBC 2018). Los vientos alisios predominantes emanan de este-sureste la mayor parte del año, con un promedio de velocidad de 12.5 nudos. Durante los Nortes, son reemplazados por vientos nortes fuertes y fríos, con aumentos correspondientes en la presión del aire. La presión promedio del aire es 1015 milibares (mb) con una variación aproximada de 1000 mb (sistemas de presión baja) en mayo, a aproximadamente 1040 mb en enero (eventos Norte).

Los datos de las estaciones en tierra fueron utilizados para caracterizar las condiciones meteorológicas a lo largo de la costa suroeste del Golfo, la cual no es representativa del Área Contractual *per se*, pero abarca una porción del Sistema Ambiental. Las normales climatológicas de temperatura y precipitación (promedios correspondientes al periodo de 1951 a 2010) fueron obtenidas de las estaciones meteorológicas ubicadas en tres municipios (**Figura 1-4**) operadas por CONAGUA (CONAGUA-SMN 2018). Los promedios interanuales de los valores estacionales para estos parámetros están incluidos en la **Tabla 1-2**) junto con el número de identificación de la estación meteorológica, posición geográfica y altitud.

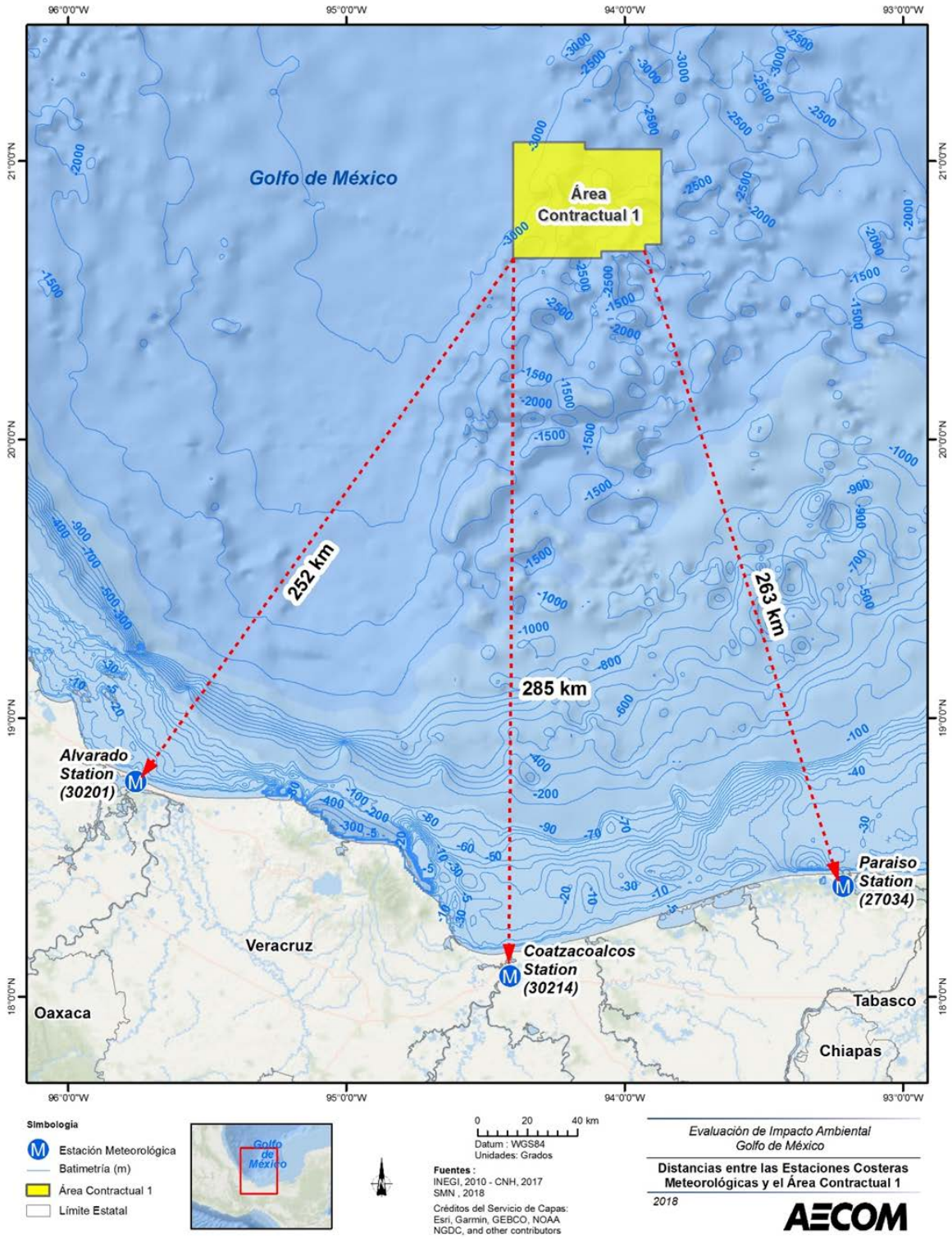
Tabla 1-2. Normales Climatológicas de Temperaturas y Precipitación de las Estaciones en Alvarado, Coatzacoalcos y Paraíso

(Promedios correspondientes al periodo de 1951 a 2010)

Municipio	Estación	Coordenadas	Altitud	Temperatura (°C)			Precipitación Anual
				Max	Promedio	Min	
Alvarado (Veracruz)	30201	18° 46’ 15” N 95° 45’ 20” W	5 m (promedio de nivel del mar, msl)	30.4°C	26.4°C	22.4°C	1819 mm
Coatzacoalcos (Veracruz)	30214	18° 04’ 20” N 94° 24’ 35” W	20 m (msl)	30.9°C	26.1°C	21.4°C	2758 mm
Paraíso (Tabasco)	27034	18° 23’ 44” N 93°12’ 44” W	6 m (msl)	31.4°C	36.5°C	21.7°C	1769 mm

Fuente: CONAGUA-SMN 2018.

Figura 1-4. Estaciones Meteorológicas Costeras de Alvarado, Veracruz (30201); Coatzacoalcos, Veracruz (30214); y Paraíso, Tabasco (27034), y Su Distancia Respectiva al Área Contractual



Fuente: AECOM, 2018; CONAGUA-SMN 2018

1.1.2.3 Mareas

El término “marea” se utiliza para describir variaciones en el nivel de la superficie del mar en períodos mayores al del oleaje. Las mareas toman en cuenta el movimiento vertical de las aguas y como se ha visto, se generan por la influencia gravitacional combinada de la luna y el sol sobre la masa del agua oceánica.

Las mareas en el Golfo de México son indirectamente influenciadas por oscilaciones en el Océano Atlántico, y por la fuerza gravitacional astronómica. Las mareas siguen principalmente un ciclo diurno, con algunas variaciones en las regiones con marea de tipo mixto, como las porciones noreste y noroeste del Golfo de México (De la Lanza and Gomez-Rojas, 2004). Las amplitudes de marea típicas en aguas profundas son de menos de 5 centímetros (cm), incrementado en aguas más someras a 7-9 cm en el margen oeste del Golfo, y de 17 a 33 cm a lo largo de la plataforma continental (Zetler and Hansen, 1971).

Las bajas amplitudes de marea en las aguas profundas del Golfo de México generalmente no se consideran un riesgo para actividades de exploración y perforación; no obstante, deben ser consideradas al diseñar plataformas de perforación costa afuera a lo largo de la plataforma continental (Gouillon et al. 2010).

1.1.2.4 Corrientes Marinas

Las corrientes juegan un papel importante en la suma de fuerzas que pueden influir en un cuerpo boyante. El perfil de velocidades que puede impactar a un cuerpo boyante y la distribución regional de las corrientes marinas es estudiado desde una perspectiva ingenieril. El estudio de corrientes marinas permite el desarrollo y mejora de planes de respuesta que garanticen la estabilidad de la unidad flotante, y una respuesta efectiva ante derrames de fluidos peligrosos y otros materiales con impactos ambientales potenciales.

Las corrientes inerciales extremas, con amplitudes entre 2 y 3 metros por segundo (m/s) pueden ser producidas por tormentas de rápido movimiento, tales como huracanes. Estas fuertes corrientes inerciales pueden persistir por varios días, mientras que la energía que penetra en aguas más profundas (con velocidades atenuadas de aproximadamente 0.5 m/s) pueden persistir por 10 días o más (Oey et al, 2009).

Los complejos patrones de circulación que tienen influencia en las corrientes marinas del Golfo de México asociados con la Corriente de Bucle, los giros anticiclónicos de núcleo cálido y los giros ciclónicos se describen más adelante en la **Sección 1.1.2.7 Patrones de Circulación**.

1.1.2.5 Oleaje

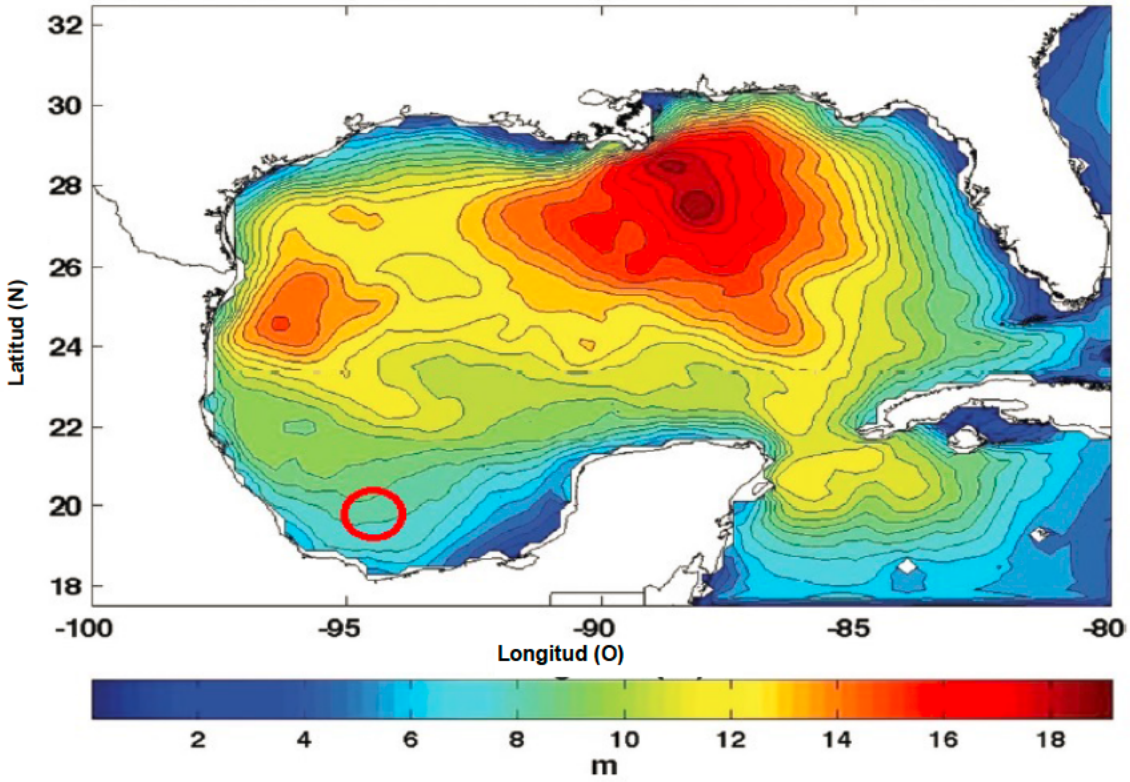
El término “oleaje” tiene que ver con las elevaciones en la superficie marina en periodos típicamente de uno a 30 segundos, y longitudes de ola totales inferiores a 1.5 km. Las olas se generan por la interacción de los vientos con la superficie del agua. El oleaje es una variable importante que genera cargas de impacto en contra de estructuras flotantes y puede restringir la actividad de perforación. Las olas se generan por interacciones entre vientos y la superficie del agua, contrarrestado por la gravedad como una fuerza resistiva/restaurativa. El tamaño del oleaje depende de la velocidad del viento, la duración del viento y la longitud de contacto a lo largo de la interfase aire/agua, conocida como ‘fetch’. La amplitud y frecuencia de una ola son variables importantes en el impacto de cargas contra estructuras flotantes que pueden, en algunas circunstancias, restringir las actividades de perforación.

La Altura de Ola Significativa (Significant Wave Height, SWH) se utiliza en ambientes costa afuera para diseñar plataformas petroleras, y para planear actividades de exploración y perforación. La SWH es el promedio de la distancia vertical, de la cresta al valle, de las 33% de las olas más altas que ocurran en un periodo de tiempo determinado. Se encuentra correlacionado con la energía total y la fuerza potencial transmitida a la infraestructura flotante.

Panchang et al. (2013) estimó la SWH en un intervalo de100 años para el Golfo de México, utilizando 51 años de datos empíricos en modelos combinados de viento y oleaje (**Figura 1-5**). Los estimados de SWH resultantes para el Área Contractual son aproximadamente de 8 a 10 m.

Figura 1-5. Valores Estimados en un Periodo de 100 Años de Altura de Olas Significativas (SWH) a lo Largo del Golfo de México

51 Años de Datos



Fuente: Adaptado de Panchang et al. (2013)

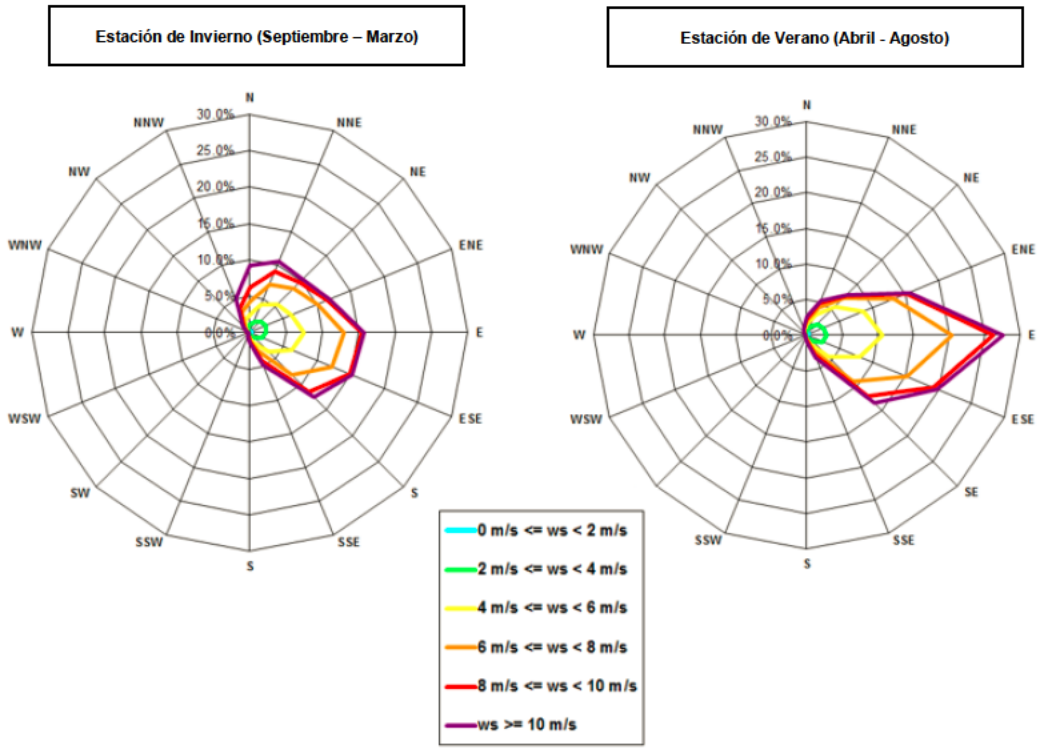
1.1.2.6 Vientos

El movimiento de masas de aire como respuesta a la presión atmosférica, temperatura y gradientes de humedad derivan en la generación y propiedades de los vientos. Los perfiles de velocidad de los vientos son fundamentales para determinar el comportamiento de superficies marinas y su efecto sobre las estructuras flotantes. Estas fuerzas contribuyen a los movimientos estocásticos, fatiga estructural y deformación potencial de las unidades de perforación, así como a la vibración que podría afectar a los componentes internos.

El Golfo de México experimenta dos estaciones. La temporada de lluvias ocurre de junio a octubre, mientras que la temporada seca inicia en noviembre y se extiende hasta mayo. El Golfo de México es afectado por fuertes vientos asociados con ciclones tropicales (generalmente de mayo a octubre, temporada de lluvias) con velocidades de viento de hasta 70 m/s (Categoría 5 de huracanes, NOAA) y 2) frentes fríos efímeros conocidos como "Nortes" (que pueden ocurrir esporádicamente de noviembre a abril, temporada seca tardía). Los Nortes se definen como oleajes anticiclónicos fríos que entran al Golfo de México provenientes de Norteamérica continental, creando vientos fuertes (Ojeda et al. 2017), que alcanzan hasta 16 m/s (Romero-Centeno et al., 2002 & Passalacqua et al. 2016). Los vientos provenientes de Nortes pueden mantenerse por varios días y pueden producir altos oleajes y fuertes corrientes superficiales.

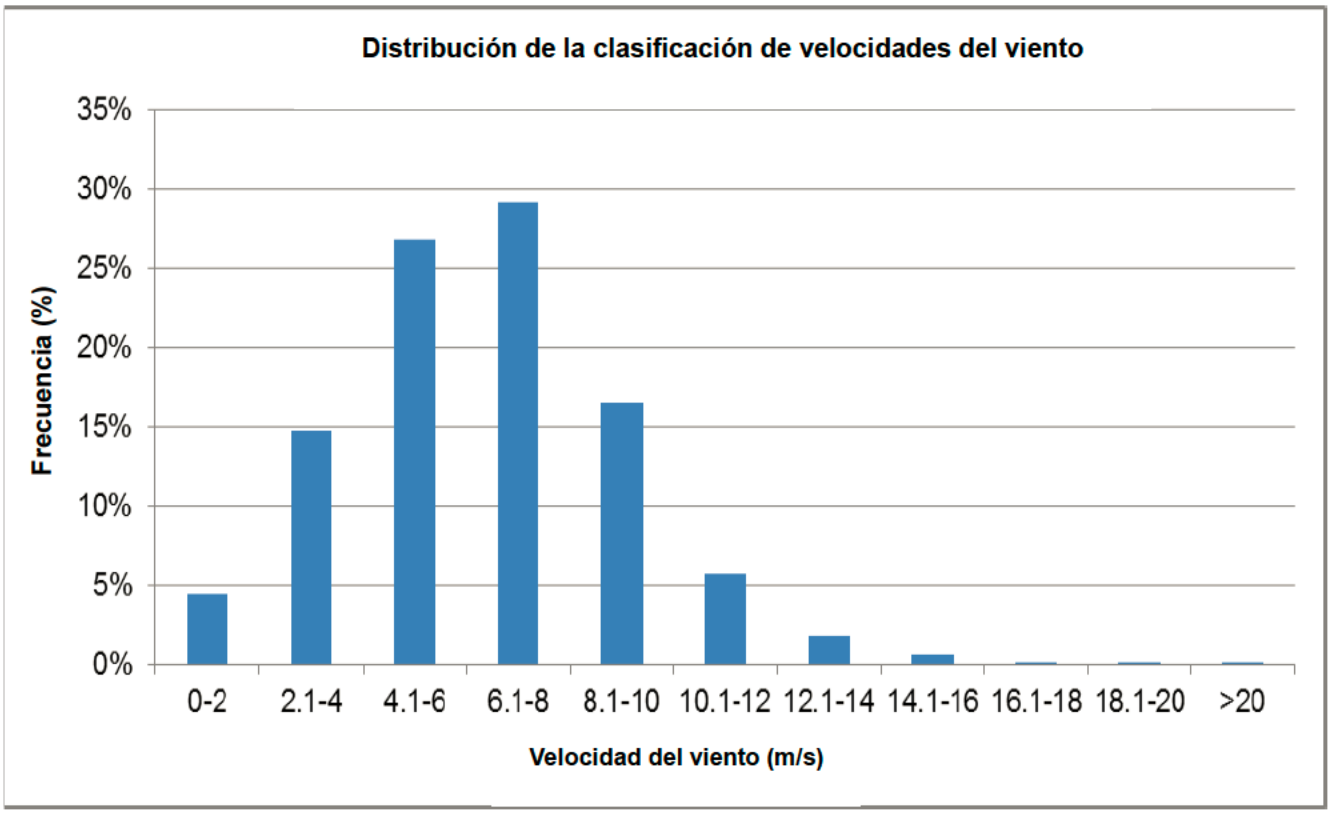
La información del sitio del pozo derivada del Reanálisis del Sistema de Pronóstico del Clima (Climate Forecast System Reanalysis, CFSR) del Centro Nacional de Protección Ambiental (National Centre for Environmental Protection, NCEP) y del Centro Nacional de Investigación Atmosférica (National Centre for Atmospheric Research, NCAR) muestra que los vientos predominantes en el área de estudio vienen del este (**Figura 1-6**) con velocidades predominantemente entre 4 y 10 m/s (**Figura 1-7**). Los vientos extremos provenientes de huracanes se describen a detalle más adelante en la **Sección 1.1.2.8, Eventos Extremos.**

Figura 1-6. Rosa de los Vientos – Derivado de la Base de Datos del CFSR entre el 2008 y 2012



Fuente: NCAR/NCEP

Figura 1-7. Frecuencia Promedio de la Velocidad del Viento – Boya de la Bahía de Campeche (Promedio del 2005 al 2016; Estación 42055)



Fuente: NOAA-NDBC 2017

1.1.2.7 Patrones de Circulación

La circulación de la capa superior oceánica (de 0 m a 1000 m) en el suroeste del Golfo de México está dominada principalmente por el Ciclón de la Bahía de Campeche (Bay of Campeche Cyclone - BOC). El BOC está asociado con el esfuerzo rotacional persistente del viento, causado por los vientos predominantes del este que son desviados hacia el sur por las montañas de la Sierra Madre en el territorio mexicano hacia el Istmo de Tehuantepec (Vázquez De La Cerda et al. 2005). El ciclón BOC circula contrario al giro anticiclónico que generalmente se encuentra presente en el centro del Golfo de México (**Figura 1-6**). Hay un patrón fuerte/débil muy general de circulación de torbellinos, siendo el único patrón estacional identificable que persiste interanualmente, en donde las corrientes llegan a su máxima velocidad entre octubre y febrero (**Figura 1-7**), alcanzando su máximo usualmente entre noviembre y enero (Schmitz et al. 2005). Después, las velocidades comienzan a bajar, y llegan a su punto más bajo entre junio y septiembre. Esto crea un cambio muy general en los patrones de las corrientes que es estadísticamente significativo, aunque sigue siendo variable en una escala de tiempo decenal, de patrones de corriente consistentes durante el máximo seco (noviembre a enero) y el máximo de lluvias (junio a septiembre) (DiMarco et al. 2005).

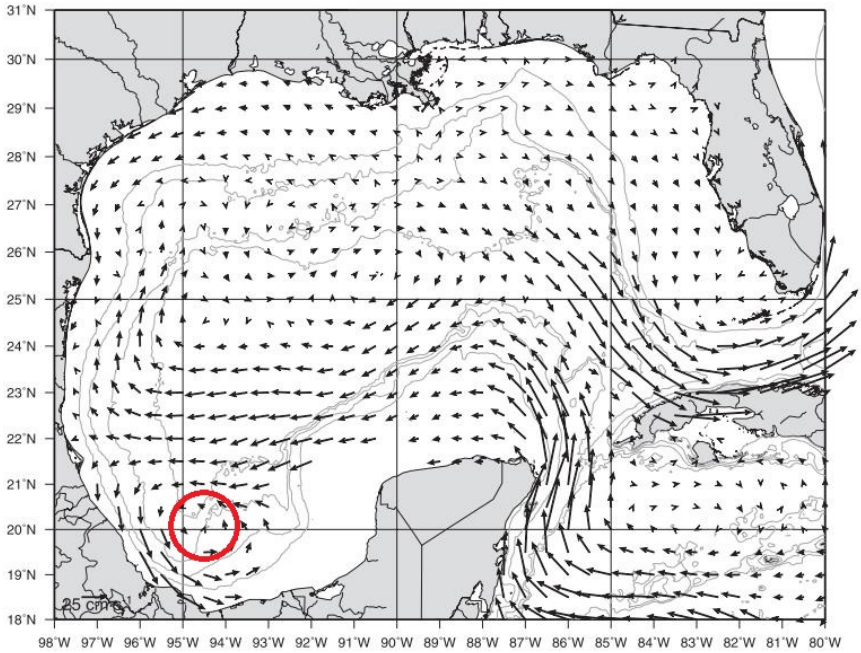
Las corrientes superficiales son también modificadas por los remolinos ciclónicos de la Corriente de Bucle, que provienen de la orilla oeste de la Corriente de Bucle en el Golfo central, progresando en dirección suroeste hacia el BOC (DiMarco et al. 2005, Sturges et al. 2005). Estos remolinos ciclónicos pequeños y móviles interactúan con el ciclón más grande de la BOC, alterando las corrientes superficiales locales durante incrementos de tiempo inconsistentes. El desarrollo y desprendimiento de los remolinos de la Corriente de Bucle ocurre en un periodo de repetición altamente variable de 3 a 17 meses, mientras que el tiempo de vida de cada remolino puede ir de 2 a 8 meses mientras progresa hacia el suroeste, disipándose eventualmente a lo largo de la costa oeste del Golfo (DiMarco et al. 2005, Surges et al., 2005). Las observaciones de las aguas del Golfo y la modelación de series de datos temporales han identificado interacciones entre las corrientes superficiales, la temperatura superficial, la Corriente de Bucle y sus remolinos, las corrientes profundas del BOC (influenciadas por la batimetría) y los eventos climáticos (incluyendo los Nortes) como factores clave. Los resultados muestran que las relaciones complejas entre dichos factores tienen efecto en las corrientes superficiales, y que los efectos en las corrientes son inconsistentes debido a dicha complejidad. Durante los meses de transición entre la temporada de lluvias y la temporada seca, dicha estocasticidad elimina cualquier patrón de corriente superficial significativo identificable en una escala de tiempo decenal en el BOC (DiMarco et al. 2005).

Di Marco *et al.* (2005), utilizaron registros de 1397 flotadores de deriva, entre 1989 y 1999, para describir los patrones de circulación en una escala de tiempo decenal del Golfo de México, incluyendo el giro ciclónico al sur de los 21°N cerca de la superficie de la Bahía de Campeche rodeando al Área Contractual, basándose en un promedio de 10 años de flotadores de deriva (**Figura 1-8**). El ciclón en la Bahía de Campeche es más fuerte durante la temporada seca (noviembre a mayo) (**Figura 1-9**).

La corriente superficial promedio, 1989 al 1999, se muestra en **Figura 1-8** dentro del Área Contractual (círculo rojo), las corrientes superficiales promedio son menores a 25 cm/s durante la mayoría del año. En invierno, (**Figura 1-9**), estas corrientes aumentan, alcanzando los 50 cm/s. Las velocidades promedio de las corrientes de aguas profundas dentro y cerca del Área Contractual son menores a 10 cm/s (Vázquez de la Cerda, 2005; **Figura 1-10**).

Figura 1-8. Promedios de Velocidad de la Circulación del Agua Cerca de la Superficie Para el Período 1989-1999

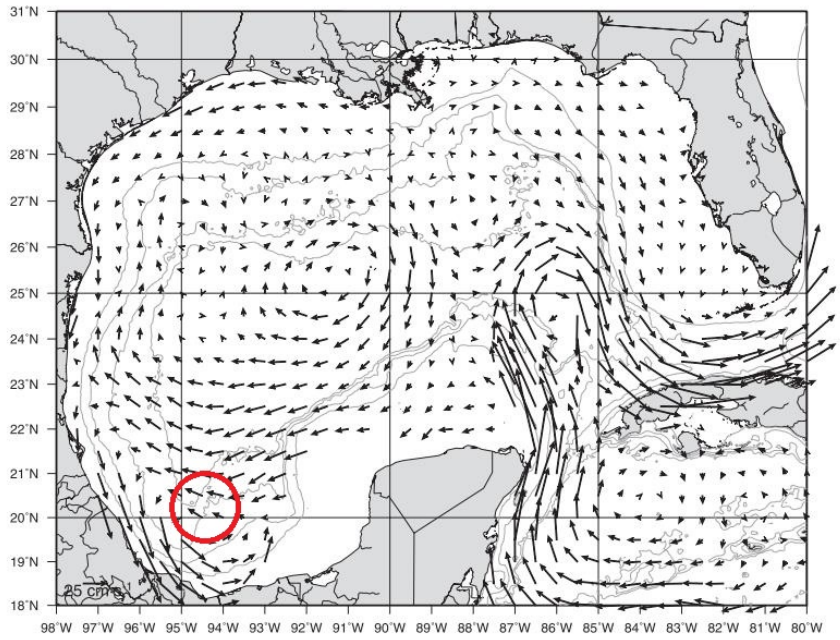
Las velocidades relativas están representadas por flechas largas (corrientes más rápidas) y cortas (corrientes más lentas)



Fuente: Adapted from Di Marco, et al. 2005

Figura 1-9. Promedios de Velocidad Cercanos a la Superficie Durante la Temporada Seca Para el Período 1989-1999

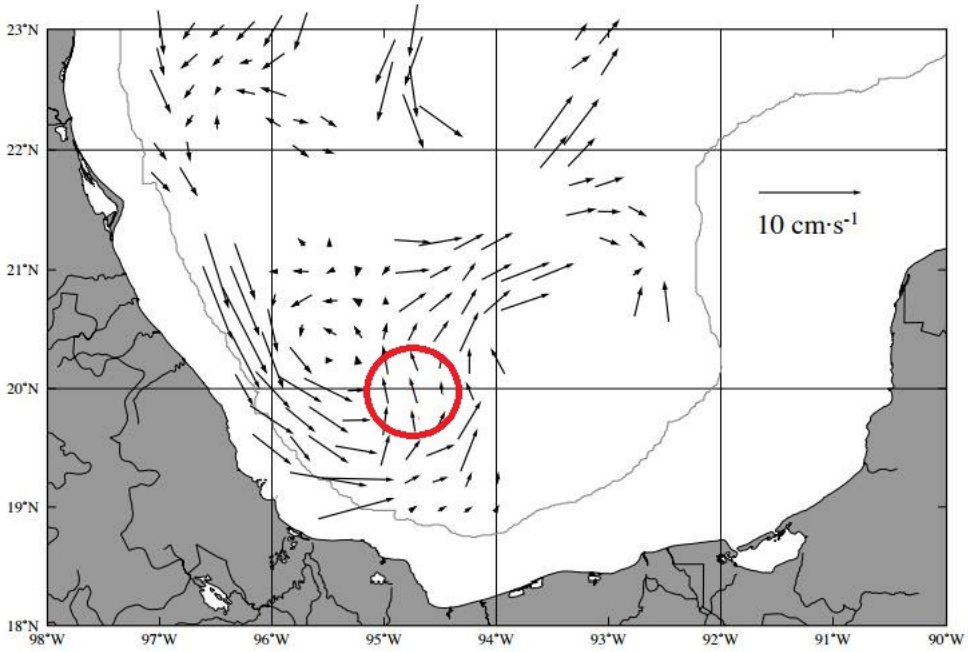
Las velocidades relativas están representadas por flechas largas (corrientes más rápidas) y cortas (corrientes más lentas)



Fuente: Adapted from Di Marco, et al. 2005

Figura 1-10. Promedio de Velocidades en las Corrientes de Aguas Profundas Para el Periodo 1989-1999

Las velocidades relativas están representadas por flechas largas (corrientes más rápidas) y cortas (corrientes más lentas)

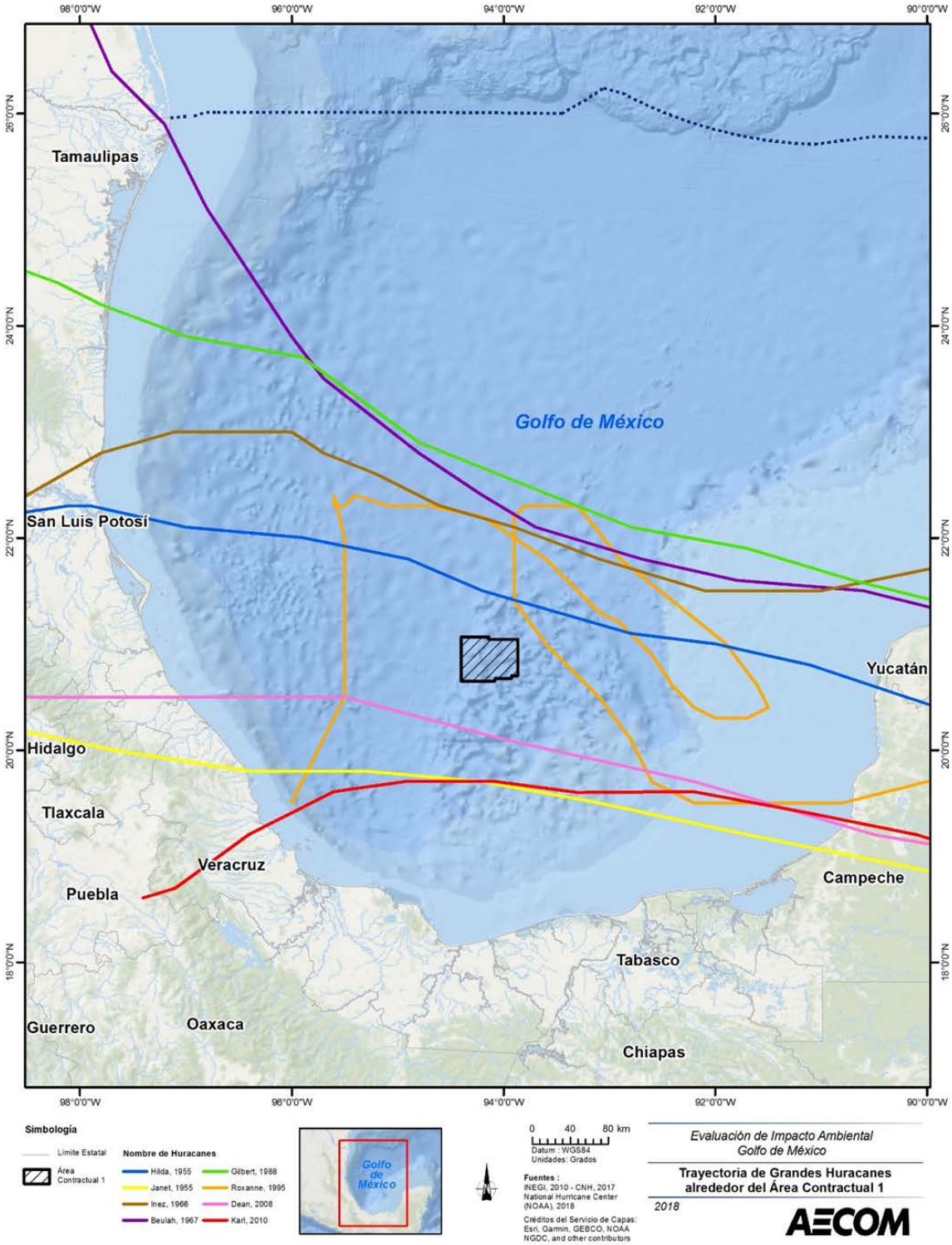


Fuente: Vázquez de la Cerda, 2005

1.1.2.8 Eventos Extremos

En el Golfo de México, los ciclones tropicales generalmente ocurren en los meses de junio a octubre, algunas veces se extienden hasta noviembre, con agosto a octubre como el máximo de la temporada. En el Océano Atlántico, se desarrollan en promedio 10 tormentas tropicales por temporada, con seis de estos propensos a convertirse en huracanes y dos o tres a ser huracanes mayores (Categoría 3 o mayores en la Escala de Huracanes Saffir-Simpson) (CNH, 2017). Durante los últimos 68 años (1950-2017), 127 huracanes del Atlántico han pasado por lo menos por una porción del Golfo de México, de los cuales sólo 55 se consideran huracanes mayores (Categoría ≥ 3). De estos 55, sólo 8 pasaron dentro de los 350 km del centro del Área Contractual en el periodo previamente mencionado (**Figura 1-11; Tabla 1-3**). Los huracanes mayores que han pasado cerca del Área Contractual incluyen: Hilda (1955), Janet (1955), Inez (1966), Beulah (1967), Gilbert (1988), Roxanne (1955), Dean (2007), y Karl (2010). El huracán Roxanne (1955) y el huracán Dean (2007) son notables por el daño documentado causado a las plataformas petroleras en el sur del Golfo de México (Knapp et al., 2010).

Figura 1-11. Registro de Huracanes Mayores (Categoría ≥ 3) dentro de los 350 km del Centro del Área Contractual (1955 – 2017)



Fuente: NOAA-NHC 2017

Tabla 1-3. Resumen Histórico de Huracanes Mayores Cerca del Área Contractual (1955 – 2017)

Nota: Las Categorías de Huracanes (1 – 5) se basan en Escala de Huracanes de Saffir-Simpson

Nombre	Año	Fechas	Categoría	Velocidad de Viento Máx. (km hr-1)	Presión Min (mbar)
Hilda	1955	Sep 12 – Sep 20	3	205	952
Janet	1955	Sep 21 – Sep 30	5	280	914
Inez	1966	Sep 21 – Oct 11	4	240	929
Beulah	1967	Sep 5 – Sep 22	5	260	923
Gilbert	1988	Sep 8 – Sep 20	5	295	888
Roxanne	1995	Oct 7 – Oct 11	3	185	956
Dean	2007	Aug 13 – Aug 27	5	280	905
Karl	2010	Sep 14 – Sep 18	3	205	956

Fuentes: Knapp et al. 2010, NOAA-NDBC 2018, NOAA-NODC 2018, and NOAA-NHC 2017).

1.1.3 Criterios de Diseño y Estándares Utilizados Para el Proyecto

A continuación, se describen los criterios de diseño y estándares utilizados para el Proyecto, con base en las características del sitio y la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. Además, se describen los aspectos considerados en el diseño mecánico y el sistema contra incendio. El diseño civil no se toma en cuenta ya que la perforación exploratoria no se considera una forma de construcción para los propósitos de este ERA (la actividad está limitada a operaciones y mantenimiento).

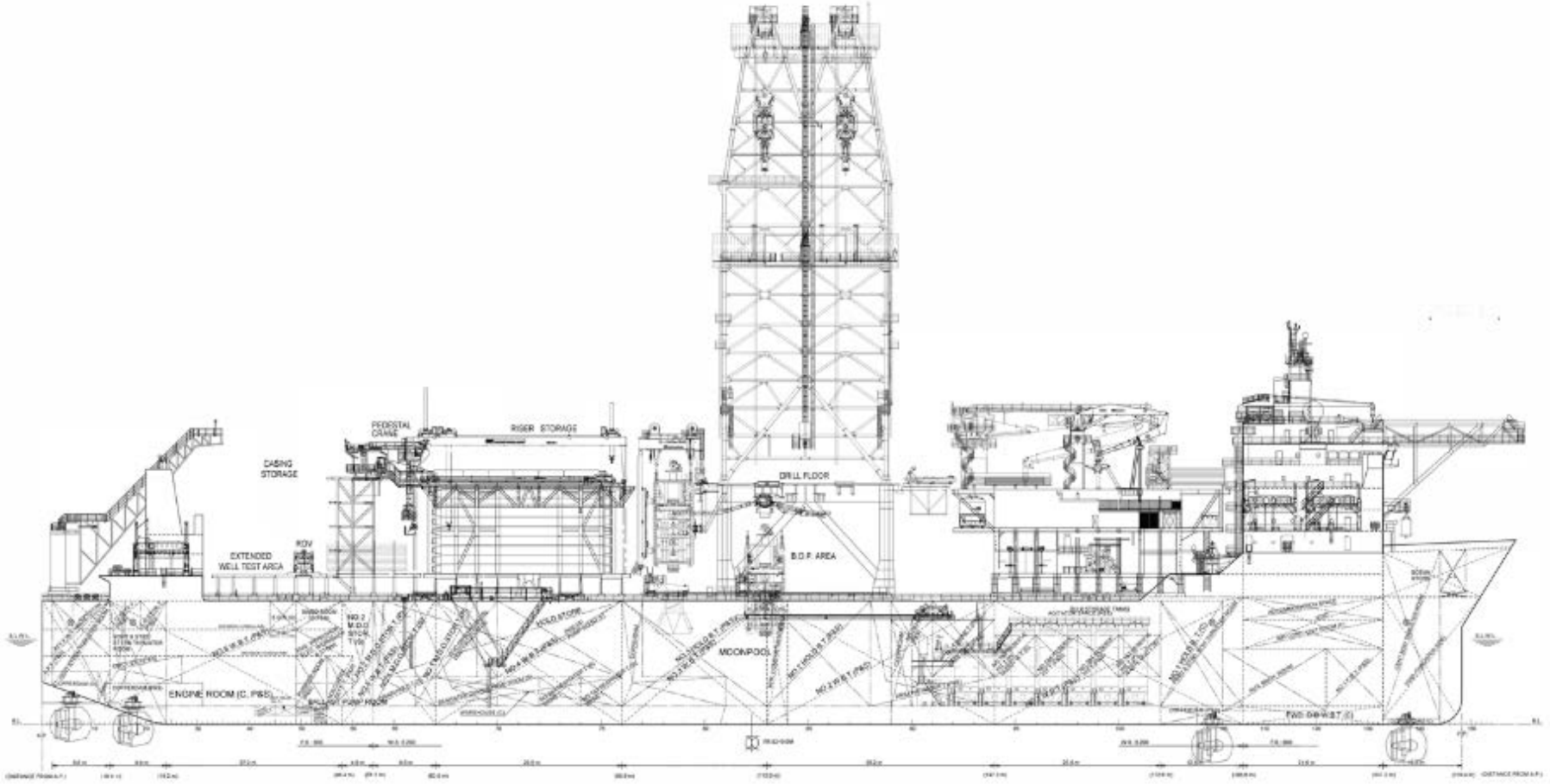
BP contratará la MODU con una empresa especializada en la materia, referida como el contratista de perforación. Adicionalmente, algunos equipos a bordo así como servicios adicionales como parte del Proyecto (por ejemplo la prueba de pozo) serán contratados con otras empresas, referido como contratistas terceros. En los casos que aplique, los equipos e instalaciones estarán certificados por un organismo de clasificación internacional miembro de la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación (International Association of Classification Society, IACS), tales como: Det Norske Veritas (DNV), American Bureau of Shipping (ABS) o Bureau Veritas (BV); que aprueba el diseño de los equipos para las posibles condiciones ambientales del sitio (huracanes, mareas, corrientes, y oleaje), y certifica que los equipos, procesos, sistemas o servicios cumplan con los estándares nacionales e internacionales aplicables.

La MODU utilizará criterios de meteorología y oceanografía iguales o similares a las siguientes condiciones operativas (con base en el buque Pacific Khamsin, Pacific Drilling, 2018):

- Máxima profundidad del agua: 12,000 ft (3,657 m);
- Condiciones de tormenta, máxima velocidad del viento: 100 nudos (51.5 m/seg); y
- Condiciones de tormenta, máxima altura de ola: 47 pies (14.4 m).

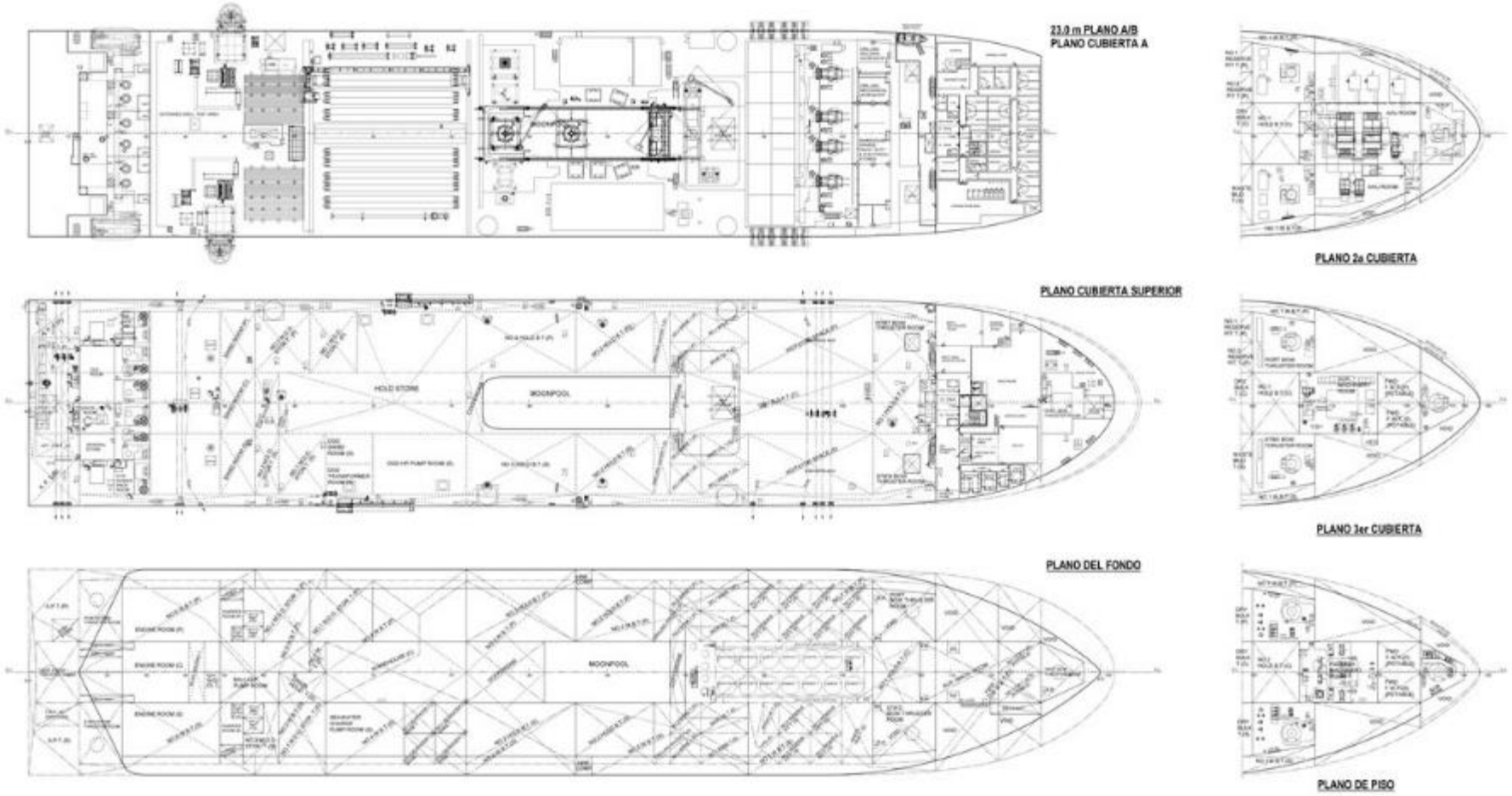
La **Figura 1-12** presenta el diseño general de una MODU típica y el **Anexo 5-1** se presenta el plano correspondiente de la distribución del MODU.

Figura 1-12. Diseño General de una MODU Típica (Basado en el Buque Pacific Khamsin)



Fuente: SAMSUNG (2003)

Figura 1-13. Diseño general de una MODU típica (basado en el buque Pacific Khamsin) (continuación)



Fuente: SAMSUNG (2003)

La **Tabla 1-4** presenta los estándares incluidos en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos de ASEA. Los estándares son emitidos por 8 instituciones reconocidas internacionalmente:

1. El Instituto Nacional Estadounidense de Estándares (American National Standards Institute, ANSI)
2. El Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API)
3. La Dirección Noruega del Petróleo (Norsk Sokkels Konkuranseposisjon, NORSOK)
4. La Comisión Electrotécnica Internacional (International Electrotechnical Commission, IEC)
5. La Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos (American Society of Mechanical Engineers, ASME)
6. La Organización Marítima Internacional (International Maritime Organization, IMO)
7. La Organización Internacional de Normalización (International Organization for Standardization, ISO)
8. La Asociación Nacional de Protección contra el Fuego de Estados Unidos (United States of America National Fire Protection Association, NFPA)

El Proyecto cumplirá con estos estándares según aplique. Adicionalmente, el Proyecto cumplirá con los demás instrumentos legales, regulatorios y administrativos descritos a detalle en el **Capítulo 3** de la MIA correspondiente. Además, BP utilizará su propio Sistema de Administración de Salud, Seguridad y Medio Ambiente detallado en la Conformación y en el Plan de Implementación del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) para demostrar que las mejores prácticas están siendo aplicadas, que los riesgos están siendo evaluados y manejados, que el desempeño está siendo continuamente mejorado y que las notificaciones están siendo presentadas en tiempo y forma ante la ASEA.

1.1.4 Proyecto Civil

Como se mencionó anteriormente, la perforación exploratoria no se considera una forma de construcción para fines de este ERA. La actividad está limitada a operaciones y mantenimiento. Debido a que estas actividades se llevarán a cabo costa afuera, en la columna de agua y en el lecho marino, la infraestructura necesaria será llevada al sitio completamente armada, y funcionando.

El posicionamiento del MODU es un procedimiento que no requiere de un proyecto civil, ya que utiliza un sistema de posicionamiento dinámico para mantener su ubicación y, por lo tanto, no requiere anclajes submarinos. Sin embargo, la ubicación y colocación de las instalaciones del pozo en el lecho marino, requieren de estudios de geotecnia y de riesgos someros. Los estudios geotécnicos permiten obtener las características físicas y mecánicas del subsuelo con el objeto de planear la instalación de la tubería guía, la tubería de revestimiento y el cabezal de pozo. El estudio de riesgos someros identifica las características geológicas (bolsas de gas, hidratos de gas, fallas cercanas a la superficie, flujos de acuíferos someros, sedimentos no consolidados o anomalías del fondo marino) que pudieran representar un riesgo para estas instalaciones. Ambos estudios serán realizados por una compañía especializada en la materia.

Tabla 1-4. Estándares para Actividades de Exploración de Hidrocarburos

Mencionados en las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos

Estándar/ Práctica	Elemento Técnico Regulado
Operaciones de Perforación	
API RP 13B-1	Práctica Recomendada para Pruebas de Campo en Fluidos de Perforación con Base en Agua, Cuarta Edición, Marzo 2009, Prórroga de 2 Años de Junio de 2013.
API RP 13B-2	Práctica Recomendada para Pruebas de Campo en Fluidos de Perforación Base Aceite, Quinta Edición, Abril 2014.
API RP 13C	Práctica Recomendada para Evaluación de Sistemas de Procesamiento de Fluidos de Perforación, Quinta Edición, Octubre 2014
API RP 13D	Reología e Hidráulica de Fluidos de Perforación de Pozos Petroleros, Sexta Edición, Mayo 2010.
API RP 13I	Práctica Recomendada para Pruebas de Laboratorio de Fluidos de Perforación, Octava Edición, Marzo 2009.
API RP 65	Cementación de Zonas de Flujo de Acuíferos Someros en Pozos de Aguas Profundas, Primera Edición, Septiembre 2002.
API 13A	Especificación para Materiales de Fluidos de Perforación, Decimoctava Edición, Febrero 2010.
NORSOK D-001	Instalaciones de Perforación. Tercera Edición, Diciembre 2012.
Sistemas Eléctricos	
API RP 500	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, División 1 y División 2.
API RP 505	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona1 y Zona 2.
IEC 60079	Estándares para Atmósferas Explosivas.
IEC 61511	Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos.
Preparación de Emergencia	
NORSOK Z-013	Análisis de Riesgos y Preparación a Emergencias. Tercera Edición, Octubre 2010.
Instalaciones	
API RP 14C	Práctica Recomendada para el Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de Sistemas Básicos de Seguridad en Superficie para Plataformas de Producción Costa Afuera, Séptima Edición, Marzo 2001.
API RP 14G	Práctica Recomendada para la Prevención y Control de Incendios en Plataformas de Producción Fijas Tipo-Abiertas Costa Afuera, Cuarta Edición, Abril 2007.
API RP 14H	Práctica Recomendada para la Instalación, Mantenimiento y Reparación de Válvulas de Seguridad Superficiales y Válvulas de Seguridad Submarinas Costa Afuera, Quinta Edición, Agosto 2007.
API RP 14J	Práctica Recomendada para el Diseño y Análisis de Riesgos para Instalaciones de Producción Costa Afuera, Segunda Edición, Mayo 2001.
API 12B	Especificación Tanques Atornillados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Decimosexta Edición, Noviembre 2014.
API 12D	Especificación de Campo para Tanques Soldados utilizados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Undécima Edición, Octubre 2008.

Estándar/ Práctica	Elemento Técnico Regulado
API 12F	Especificación para Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Décima Segunda Edición, Octubre 2008.
API 620	Estándares para el Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Baja Presión, Soldados, Grandes, Décima Segunda Edición, Octubre 2013.
API 650	Estándar para Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos, Décima Segunda Edición, Marzo 2013.
API 653	Estándar para la Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques, Quinta Edición, Noviembre 2014.
API 2000	Estándar para Tanques de Almacenamiento de Ventilación Atmosférica y Baja Presión, Séptima Edición, Marzo 2014.
API RP 2A-WSD	Planificación, Diseño y Construcción de Plataformas fijas en el Mar – Diseño Análisis de Esfuerzos
API RP 2MET	Derivación de las Condiciones Metoceánicas y las Condiciones de Operación
API RP 2GEO	Consideraciones geotécnicas y de diseño de la base
API RP 2EQ	Procedimientos y Criterios de Diseño Sísmico para Estructuras Costa Afuera
API RP 2SIM	Gestión de la Integridad Estructural de las Estructuras Marítimas Fijas
API RP 2MOP	Operaciones Marítimas en la Industria de Petróleo y Gas Natural - Requisitos Específicos para Estructuras Costa Afuera
ANSI/API 2350-2012	Estándar para la Protección Contra Sobrellenado para Tanques de Almacenamiento en Instalaciones Petroleras, Cuarta edición, Mayo 2012.
ASME, Sección VIII, División 1	Código de Calderas y Recipientes a Presión ASME, Sección VIII, División 1, Edición 2015.
IMO, Resolución A.672 (16), 19 de oct. 1989	Lineamientos y Estándares IMO para la Remoción de Instalaciones y Estructuras Costa Afuera en la Plataforma Continental y en la Zona Económica Exclusiva, adoptada por la Asamblea IMO el 19 de octubre de 1989 (Resolución A.672 (16)).
IMO, Código MODU, 2009.	Código para la construcción y el equipo de unidades móviles de Perforación costa afuera.
ISO 19900:2013	Industria del petróleo y gas natural – Requisitos generales para estructuras costa afuera.
ISO 19901-1:2015	Industria de petróleo y gas natural – Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 1: Diseño metoceánico y consideraciones de operación.
ISO 19901-2:2004	Industria de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 2: Procedimientos y criterios de diseño sísmico.
ISO 19901-3:2014	Industria de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 3: Estructura superior.
ISO 19901-4:2003	Industria de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 4: Consideraciones de diseño geotécnico y fundamentos.
ISO 19901-5:2003	Industrias de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 5: Control de cargas durante la ingeniería y construcción.
ISO 19901-6:2009	Industria de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 6: Operaciones marinas.
ISO 19901-7:2013	Industria de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 7: Sistemas de Mantenimiento de Estaciones para estructuras flotantes y unidades móviles costa afuera.
ISO 19901-8:2014	Industria de petróleo y gas natural – Requisitos específicos para estructuras costa afuera – Parte 8: Investigaciones del suelo marino.
ISO 19902:2007	Industria de petróleo y gas natural – Estructuras fijas de acero costa afuera

Estándar/ Práctica	Elemento Técnico Regulado
ISO 19903:2006	Industria de petróleo y gas natural – Estructuras fijas de concreto costa afuera.
ISO 19904-1:2006	Industria de petróleo y gas natural – Estructuras flotantes costa afuera -- Parte 1: Monocascos, semisumergibles y plataformas spar.
ISO 19905-1:2012	Industria de petróleo y gas natural – Evaluación específica en sitio de unidades móviles costa afuera – Parte 1: Auto-elevables.
ISO/TR 19905-2:2012	Industrias petroleras y de gas natural- Sitio- valoración específica de unidades móviles costa afuera-- Parte 2: Auto-elevables ejemplo detallado de cálculo y comentario.
MARPOL 73/78 Anexo I	Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, modificado por el protocolo de 1978. Anexo I.
NFPA 30	Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 2015.
NFPA 58	Código de Gas Licuado de Petróleo, edición 2014.
NFPA 59A	Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado, edición 2013.
NFPA 68	Estándar sobre Protección contra Explosión mediante Venteo de Deflagración, edición 2013.
NFPA 326	Estándar para la Salvaguardia de Tanques y Contenedores para la Entrada, Limpieza o Reparación, edición 2015
NORSOK N-006, 2da Edición, 2015	Evaluación de integridad estructural para estructuras existentes de soporte de carga costa afuera NORSOK N-006, Segunda Edición, Abril 2015.
Equipo y Materiales	
API 14A	Especificación para Equipo de la Válvula de Seguridad Subsuperficial, Duodécima Edición, Enero 2015.
ANSI/API 6A	Especificación para Cabezal de Pozo y Equipo de Árbol de Conexiones, Vigésima Edición Octubre 2010.
API 6AV1	Especificación para la Validación de Válvulas de Seguridad Superficiales para Cabezales de Pozo y Válvulas de Seguridad Submarinas Costa Afuera, Segunda Edición, Febrero 2013.
API 53	Estándar, Sistemas de Equipos de Preventores para Pozos de Perforación, Cuarta Edición, Noviembre 2012.
NFPA31	Estándar para la Instalación de Equipos para la Quema de Petróleo, edición 2016.
NORSOK M-001	Selección de materiales. Quinta Edición, Septiembre 2014.
NORSOK M-501	Preparación de superficie y revestimiento protector Sexta Edición, Febrero 2012.
NORSOK R-001	Equipo mecánico NORSOK R-001. Rev. 3, Nov. 1997.
ANSI/API 14B	Diseño, instalación, operación, pruebas y reparación de los Sistemas de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales (SSSV).
Personal	
NORSOK S-006 HSE	Evaluación de contratistas. Rev. 2, Dic. 2003.
Ductos	
API RP 1111	Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos de Hidrocarburos Costa Afuera (Diseño de Estado Limitado), Cuarta Edición, Agosto 2007.
ASME B31.4-2012	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos, Código ASME para Presurización de Tubería, B31, Noviembre 2012.
ASME B31.8-2014	Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas, Código ASME para Presurización de Tubería, Sept. 2014.
ISO 15589-2	Protección catódica de sistemas de ductos de transporte – Parte 2: Ductos Costa Afuera, 2012.
NORSOK M-503	Protección catódica. Rev. 3, Mayo 2007.

1.1.5 Proyecto Mecánico

La cantidad exacta de pozos a perforar está en función de la maduración del Proyecto. Sin embargo, el primer pozo está planeado provisionalmente para el último trimestre del 2019 (Octubre-Diciembre). Como se muestra en la **Figura 1-2** la ubicación provisional del primer pozo, llamada Dos Ojos-1, está localizada aproximadamente a 6

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

Dependiendo de los resultados del primer pozo, más pozos de exploración podrían ser perforados. La ubicación aproximada de dichos pozos potenciales aún debe ser determinada, pero cualquier pozo perforado se encontrará dentro de los límites del Área Contractual. El Periodo de Exploración, 10 años, se considera como la duración del Proyecto en el contexto de este ERA.

Todo el equipo de perforación y sus auxiliares contratados por BP deberán cumplir con las certificaciones apropiadas y los estándares de diseño aplicados. Las características clave de los principales componentes son descritos en la **Sección 1.3.6, Equipos del Proceso y Auxiliares**.

1.1.5.1 MODU

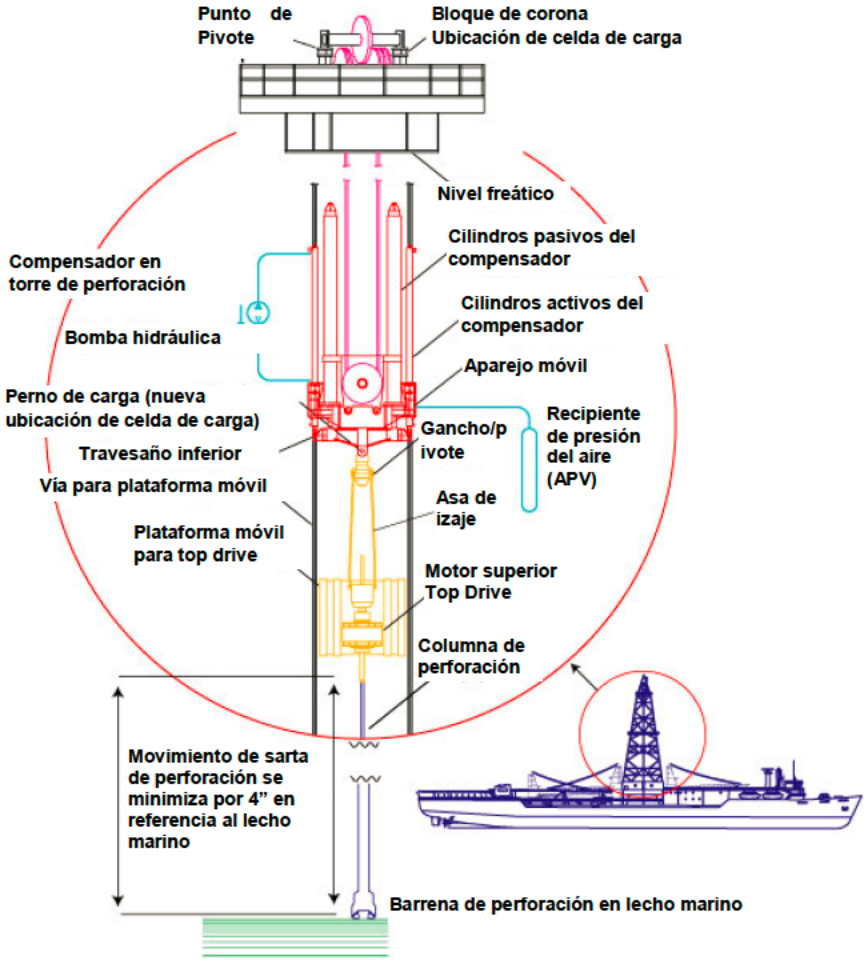
Como se mencionó anteriormente, BP contratará una MODU para aguas ultra-profundas con la capacidad de perforar a profundidades de hasta 3,200 m. Al momento de escribir este ERA, la MODU específica aún no se ha determinado. Es probable que la MODU sea un buque de perforación que utilizará un sistema de posicionamiento dinámico (DP) para mantener su posición. Los buques de perforación son típicamente usados en aguas profundas y ultra-profundas; El equipo de perforación se coloca a través de una abertura en la sección media (conocida como "pozo central") y se conecta al pozo a través de un tubo ascendente, extendiéndose de la parte superior del pozo a la parte inferior del buque de perforación.

La técnica de perforación que se empleará consistirá en un sistema rotativo estándar con un motor superior “Top Drive” (**Figura 1-14**), que comprende una torre de perforación (una estructura similar a una grúa) y un malacate (la maquinaria de elevación principal) montados en el piso del equipo de perforación. Una línea de perforación (hecha de cable de acero) pasa desde el malacate hasta la parte superior de la torre a través del "bloque de corona" (arreglo de poleas), que luego opera en un movimiento hacia arriba y hacia abajo el "bloque móvil" (serie de poleas) al que se sujeta a un gancho. El sistema funciona como una grúa que levanta la "sarta de perforación" (una columna de tubos de perforación que se unen para transmitir fluido de perforación, peso y torsión de perforación a la barrena) dentro de la torre de perforación y luego la baja a través del pozo central a la superficie del mar a continuación.

Un sistema de compensación de marea reduce la influencia del oleaje, a fin de mantener la sarta de perforación inmóvil en relación con el lecho marino. A medida que se agregan las uniones de tubería de perforación adicionales (+/- 9 m cada una) a la sarta de perforación, se puede ir bajando progresivamente.

El motor superior es un dispositivo mecánico que controla la rotación de la sarta de perforación y permite la inyección del fluido de perforación en la sarta de perforación. Fluyendo a través de un sistema cerrado con una conexión de retorno directa, el fluido de perforación directa lubrica la barrena y acarrea los recortes a la superficie. El motor superior está suspendido del gancho, lo que permite el movimiento hacia arriba y hacia abajo a través de la acción de los malacates. Cuando comienza la perforación, una barrena de perforación rotativa se sujeta al extremo inferior de la sarta de perforación y se baja a través del piso de perforación.

Figura 1-14. Equipo de Perforación Rotativo Con Motor Superior Top Drive



Fuente: Ocean Drilling Program, 2002

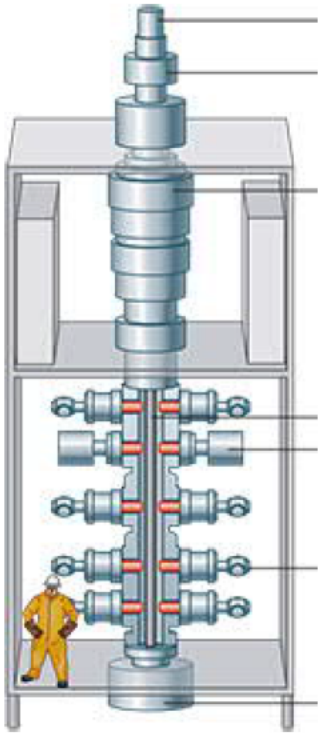
1.1.5.2 Control del Pozo

A fin de prevenir el flujo hacia el pozo de fluidos de formación y mantener el control de la presión de los fluidos del yacimiento, el pozo se perforará en condiciones de sobre balance hidrostático. Se utilizará fluido de perforación con la densidad adecuada para mantener la presión del pozo mayor a la presión del yacimiento. Los ingenieros de fluidos de perforación monitorearán el sistema, vigilando las ganancias o pérdidas de fluido, y reequilibrarán el fluido de perforación para garantizar que la presión adecuada sea mantenida.

1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones

Es poco probable que las medidas de control del pozo fallen, aunque presiones superiores a las esperadas podrían presentarse durante la perforación. En caso de que ocurrieran, podrían resultar en un flujo no planeado proveniente de la formación hacia el pozo, y sería necesario activar dispositivos de seguridad para prevenir el flujo de fluidos a la superficie marina, al lecho marino o a una formación secundaria.

Figura 1-15. Preventor de Reventones Submarino



Fuente: World Ocean Review, ©The Times Picayune

El preventor de reventones (Blowout Preventor, BOP) (**Figura 1-15**), se instala en la parte superior del pozo a nivel del lecho marino. Crea un sello presurizado en caso de que haya una pérdida de control de los fluidos de perforación. Mantiene la habilidad de circulación de los fluidos de perforación, controlando la presión. El BOP cuenta con tres sistemas separados para prevenir el flujo de fluidos del yacimiento a través del tubo ascendente de la MODU:

- Preventor Anular – sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación con un sello de hule
- Esclusa de Corte – sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación con dos esclusas de acero opuestas
- Obturador de Cierre Total – corta la sarta de perforación para sellar el pozo como último recurso

El preventor anular y las esclusas de corte se activan manualmente. La activación del obturador de cierre total puede ser manual o como parte de un sistema de emergencia automatizado. Una BOP típica puede tener de una a seis esclusas de corte y uno o dos preventores anulares. BP utiliza tres preventores de cierre total en la BOP. Además, hay dos cilindros de tubería variable y un cilindro de diámetro fijo. La configuración normal de la BOP tiene las esclusas en la parte inferior y los preventores en la parte superior.

Si se encuentran presiones más altas que las esperadas o ´golpes de presión' durante la perforación, la BOP puede ser activada para proveer tiempo de incrementar y circular fluido de perforación más denso.

Alineándose con el Plan de Implementación del SASISOPA de BP, la BOP estará certificada conforme a estándares internacionales, y será evaluada para presiones de pozo superiores a las esperadas. La BOP será probada durante su instalación inicial y será sometida en intervalos regulares a revisiones del sistema y pruebas de presión a lo largo de las operaciones de perforación. La verificación de la prueba y el mantenimiento de la BOP serán hechas por un contratista externo.

1.2 Prevención de Incendios del Proyecto

El Código para la Construcción y Equipos de para Unidades de Perforación Costa Afuera de la IMO requiere que se cuente con detección automática de incendios y sistemas de alarma, así como extintores fijos y portátiles. La MODU contratada cumplirá con las reglas aplicables de la sociedad de clasificación. Los requerimientos primarios se describen a mayor detalle en las siguientes secciones.

1.2.1.1 Sistema de Bombeo de Agua Contra Incendio

Al menos dos bombas de agua de accionamiento independiente estarán disponibles, cada una dispuesta para extraer agua directamente del mar y descargarla en el hidrante fijo para incendios. La capacidad de bombeo será apropiada para los servicios contra incendios, provistos por el colector, con la capacidad de proveer un chorro simultaneo de cualquiera de las dos salidas mientras mantiene una presión mínima.

1.2.1.2 Red Contra Incendios

El Código de la IMO y las reglas aplicables por la Sociedad de Clasificación requieren que el diseño y construcción de la red contra incendios cumpla con los siguientes requisitos:

- El diámetro de las tuberías principales y tuberías de servicio de agua será suficiente para la distribución efectiva de la descarga máxima requerida de las bombas de incendio cuando se requiera que funcionen simultáneamente.
- Con las bombas de incendio requeridas operando simultáneamente, la presión mantenida en la red contra incendios deberá ser adecuada para la operación segura y eficiente de todos los equipos suministrados.
- Cuando sea factible, se desviará de áreas peligrosas y se dispondrá de tal manera que se haga un uso máximo de cualquier blindaje térmico o protección física provistas en la MODU.
- Estará provista de válvulas de aislamiento para que pueda ser utilizado aun si está físicamente dañado.
- No tendrá conexiones que no sean las necesarias para la extinción de incendios.
- Se tomarán las precauciones prácticas consistentes con tener agua fácilmente disponible, a fin de proteger la red contra el congelamiento.
- No se utilizarán materiales que no resisten el calor para las tomas de corriente e hidrantes a menos que estén adecuadamente protegidos. Las tuberías y los hidrantes se colocarán de tal manera que las mangueras contra incendios puedan acoplarse fácilmente a ellos.
- Se instalará una válvula para cada manguera contra incendios, de modo que cualquier manguera contra incendios pueda retirarse mientras las bombas estén en funcionamiento.

1.2.1.3 Hidrantes y Mangueras

El Código de la IMO y las reglas aplicables por la Sociedad de Clasificación requieren que los hidrantes y las mangueras cumplan con los siguientes requisitos:

- El número y la posición de los hidrantes debe ser tal que haya al menos dos chorros de agua que no emanen del mismo hidrante, uno de los cuales debe ser de una sola longitud de manguera contra incendio, y que puedan alcanzar cualquier parte MODU normalmente accesible para los que están a bordo mientras se navega la MODU o se dedica a operaciones de perforación.
- Se debe proveer una manguera para cada hidrante.
- Las mangueras contra incendios deben ser de material aprobado y deben tener la longitud suficiente para proyectar un chorro de agua a cualquiera de los espacios en los que pueda requerirse su uso. Sus longitudes

mínimas y máximas deben cumplir con la Administración de la Clasificación. Cada manguera contra incendios debe estar provista de una boquilla de doble propósito y los acoplamientos necesarios. Las mangueras contra incendios, junto con los accesorios y herramientas necesarias, deberán estar listas para su uso en cualquier tiempo y se mantendrán en posiciones visibles cerca de los hidrantes o conexiones del servicio de agua.

1.2.1.4 Sistemas de Detección de Incendios y Gas

Los espacios que tienen riesgo de incendios contarán con sistemas automáticos de detección de incendios y sistemas de alarma. Esto incluye espacios de alojamiento, espacios de servicio y estaciones de control. Los espacios de alojamiento deberán contar con detectores de humo.

Los detectores de incendios a utilizar para cada área individual se basarán en los principios de detección adecuados para cada tipo de incendio que pudiera ocurrir en cada área, incluyendo la capacidad de evitar falsas alarmas (**Tabla 1-5**).

Tabla 1-5. Tipos de Detectores de Incendios y Ubicaciones

Área	Principio de Detección
Cabezal del pozo	Flama o calor
Piso del equipo de perforación	Flama
Áreas de procesos, cuarto para desgasificador, cuarto para tamiz vibratorio, cuarto para tanque de fluido de perforación	Flama o calor
Áreas de utilidades mecánicamente ventiladas, cuartos de control, cuartos de equipos eléctricos, cuartos de baterías, laboratorio de fluidos de perforación, cuartos de instrumentos, cuartos de telecomunicaciones	Humo
Turbina, áreas/cuartos para generadores	Flama o humo
Cuartos para compresores de aire	Humo o calor
Área de almacenamiento de sacos o cargas, talleres	Flama o calor
Procesamiento de fluido de perforación, almacenamiento de combustóleo, cuarto para cementación, cuarto de motor a base de diésel	Flama o calor
Camarotes, pasillos, cuartos/oficinas, escaleras, cuartos públicos	Humo

Fuente: Det Norske Veritas OS-D310 Fire Protection Standard

Un sistema fijo y automático de detección de gas y alarma deberá monitorear continuamente todas las áreas cerradas de la unidad en las que una acumulación de gas inflamable podría ocurrir. Cuando se confirme la detección de gas, se deberán tomar acciones, ya sea directamente, o a través de una señal a un sistema de Paro de Emergencia (ESD, Emergency Shutdown) para llevar a cabo acciones ejecutivas en cumplimiento con la metodología de paro.

1.3 Descripción Detallada del Proceso

El objetivo del Proyecto es evaluar el potencial de la región para la producción de hidrocarburos de manera comercial. El periodo de exploración inicial busca descubrir estructuras geológicas submarinas a fin de identificar si cualquiera de dichas estructuras tiene yacimientos de hidrocarburos y determinar, en caso de que se descubran, la viabilidad comercial de las reservas.

1.3.1 Secuencia de Perforación

El diseño exacto del pozo aún no se ha determinado, pero el enfoque típico de la construcción del pozo se puede dividir en dos componentes principales:

- Una fase inicial conocida como “perforación sin tubo ascendente” (es decir, un sistema abierto sin una conexión de retorno directa para fluido de perforación y recortes a la MODU) para perforar el “orificio superficial”;

- Una fase secundaria conocida como "perforación con tubo ascendente" (es decir, sistema cerrado con una conexión de retorno directa para fluido de perforación y recortes a la MODU).

Durante la fase de perforación sin tubo ascendente, la "sarta de perforación" se baja hasta el lecho marino y se utiliza para inyectar agua de mar en el lecho marino, desplazando los sedimentos marinos sueltos a una profundidad de aproximadamente 60 a 100 m por debajo del lecho marino. A medida que el material se elimina por presión, se instala una tubería de acero estructural, conocida como tubo guía, simultáneamente con el chorro a presión. En esta etapa inicial, el tubo guía se usa para evitar que el sedimento desplazado colapse en el agujero y para dirigir la sarta de perforación. En etapas posteriores de la perforación, el tubo guía se utilizará para soportar la carga de los equipos de control de pozos y las tuberías de revestimiento posteriores.

Después de la instalación de la tubería guía, una sección del pozo de superficie generalmente se perfora varios cientos de metros debajo del lecho marino. Una sección de tubería de acero llamada "tubería de revestimiento de superficie" se baja al pozo y se cementa en su lugar para evitar que el pozo colapse. Una vez que la cubierta de la superficie ha sido cementada, la "perforación sin tubo ascendente" se completa para la mayoría de los pozos estándar. En algunos casos es necesario repetir el proceso de perforación con el regreso de fluidos al lecho marino, para después cementar la tubería. Este proceso puede repetirse típicamente 1 o 2 veces para perforar y entubar secciones con diámetros de tubería de acero progresivamente más pequeños. En dichos casos, la tubería de revestimiento de superficie es la última que se instala en la fase de perforación sin tubo ascendente.

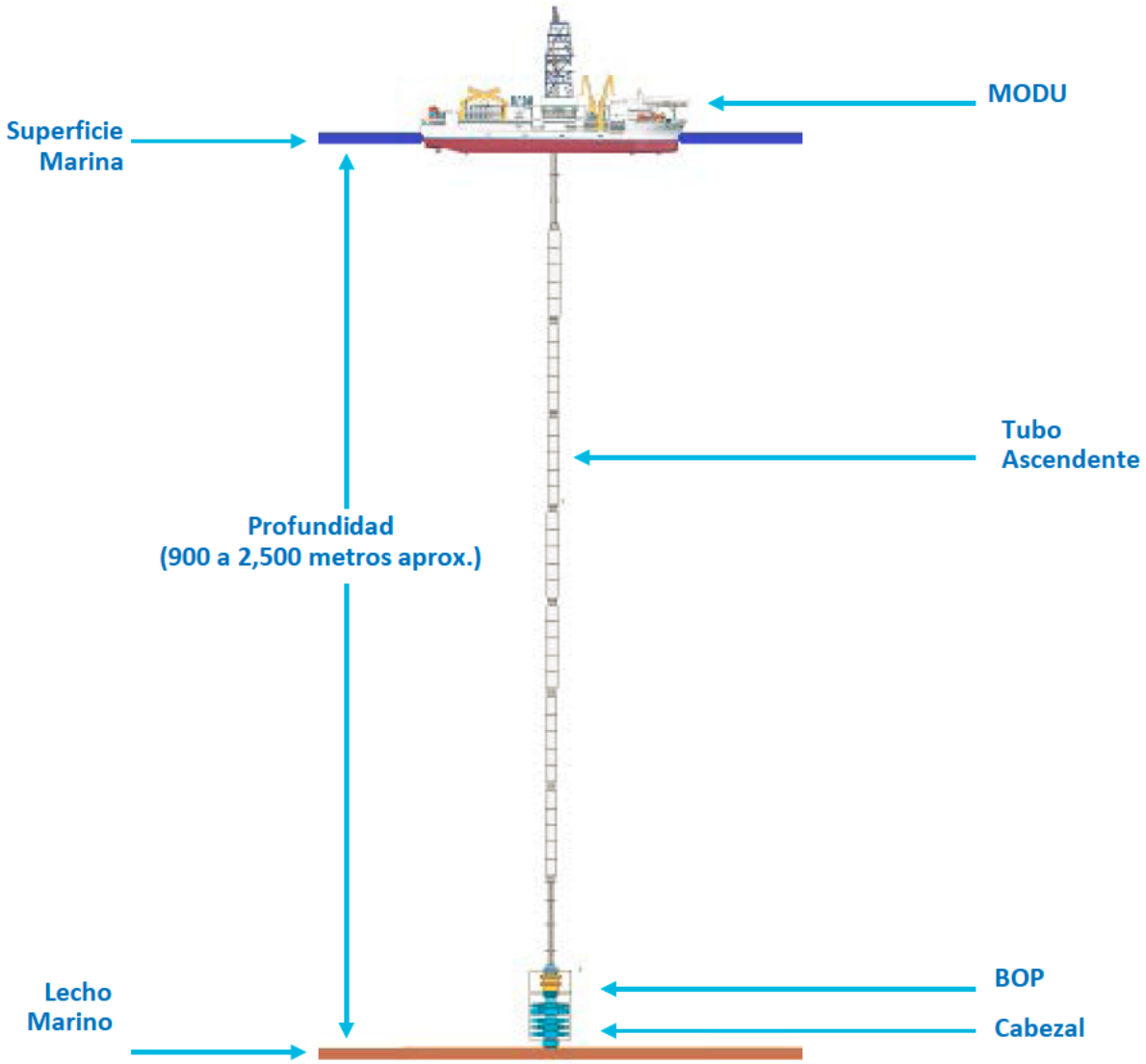
La profundidad de la perforación sin tubo ascendente depende de cada diseño de pozo en específico y, por lo general, está influenciada por los resultados de una evaluación sísmica pre-perforatoria de los riesgos de formaciones sobre presionadas someras. Esta "evaluación de riesgos someros" es una interpretación estructural y estratigráfica de los datos sísmicos para delinear cualitativamente las zonas de presión anormal, el gas poco profundo, la estabilidad del lecho marino, el flujo de aguas poco profundas y los hidratos de gas.

Una vez que el pozo alcanza una cierta profundidad, según el diseño del pozo específico, se dirige el tubo de revestimiento de superficie conectado a un cabezal del pozo de alta presión, aterrizado en la tubería guía y se cementado en su lugar hasta el lecho marino. Posteriormente, instala una BOP en la parte superior del cabezal del pozo y se conecta a la MODU mediante el tubo ascendente "marino" (**Figura 1-16**). El BOP se compone de una serie de dispositivos de cierre individuales utilizados para sellar y controlar cualquier presión extrema o flujo incontrolado del yacimiento.

Con el tubo ascendente marino conectado al BOP, se crea una conexión entre el buque y el pozo que se conoce como el "sistema de tubo ascendente". Este sistema de tubo ascendente permite que el fluido de perforación se recircule al equipo de perforación, se procese y reutilice después del tratamiento del fluido de perforación. Con el tubo ascendente instalado, se perfora la siguiente sección más profunda del pozo y de nuevo se baja una tubería de revestimiento adicional en el pozo y se cementa en su lugar. Esto continúa hasta que el pozo llegue a la profundidad deseada. El conjunto completo del tubo guía y las secciones posteriores de tubería de revestimiento se conoce como sarta de revestimiento.

Tanto la adquisición de registros durante la perforación como las operaciones de registro adquirido con herramientas operadas con cable determinarán la presencia de hidrocarburos producibles. Con base en estos resultados de registro, el pozo será entubado, posiblemente probado y posteriormente será temporalmente o permanentemente abandonado. La profundidad del pozo planeada para el prospecto Dos Ojos-1 es 7,500 m, perforado en una profundidad de agua de aproximadamente 2,660 m. La construcción teórica de la sarta de revestimiento planeada tentativamente para los pozos del Proyecto se presenta en la **Figura 1-17** y la **Figura 1-18.**

Figura 1-16. Diagrama de una MODU con Tubo Ascendente y BOP Instalados



Fuente: Adaptado de JAMSTEC, 2015

Figura 1-17. Construcción Teórica de la Sarta de Revestimiento Tentativamente Planeada para los Pozos Jurásicos del Proyecto (Los Diámetros de Sección se Presentan en Pulgadas)

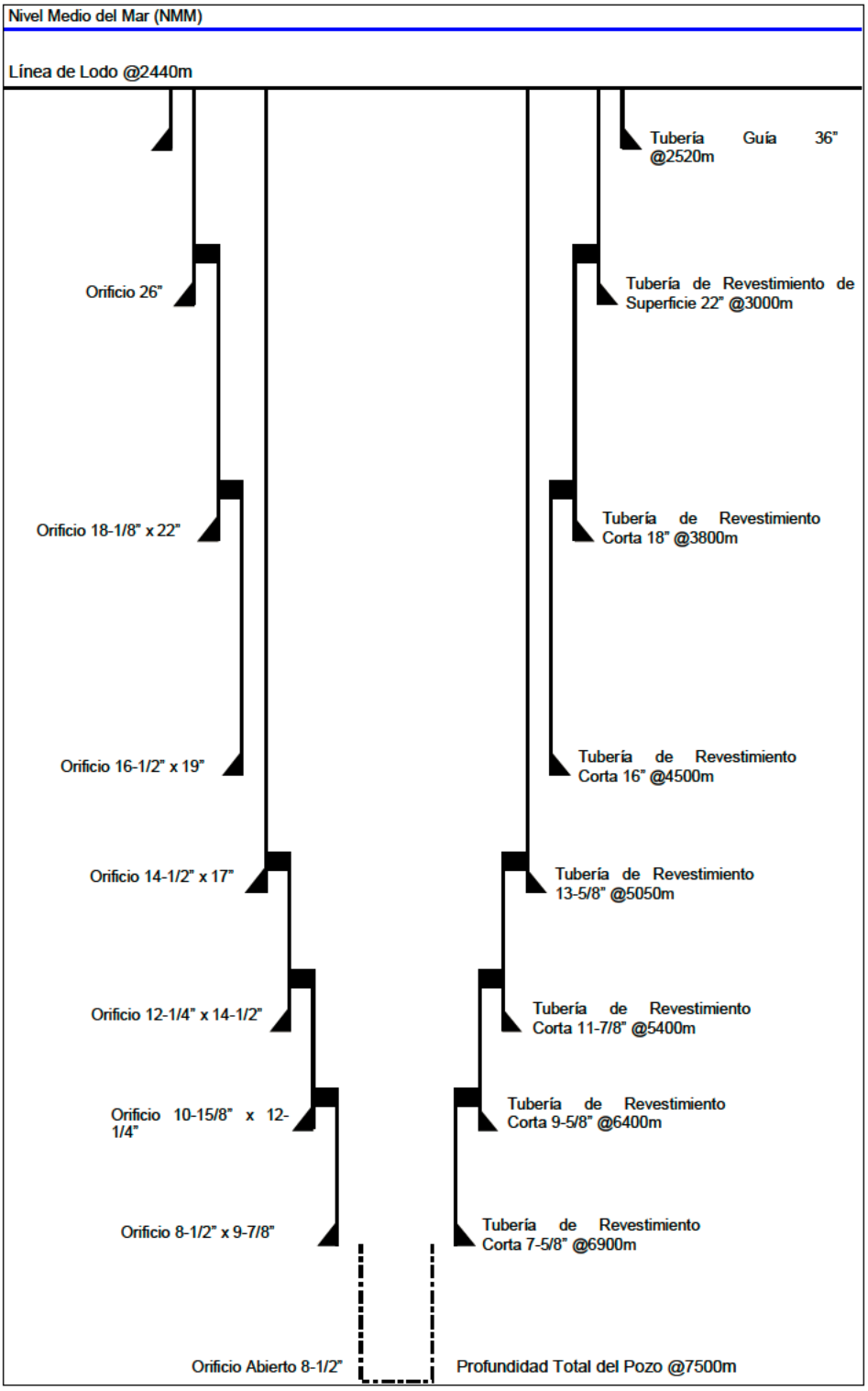
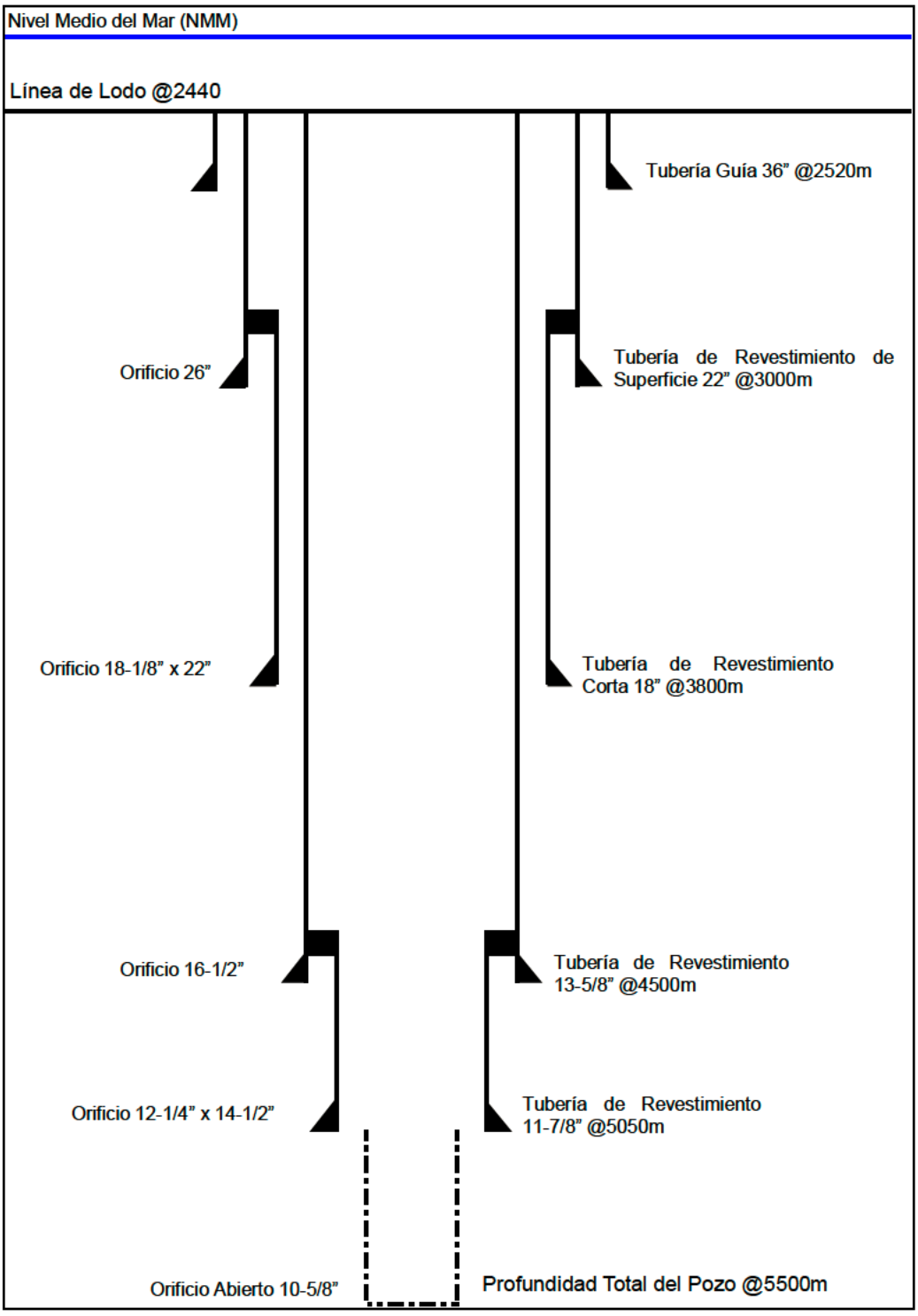


Figura 1-18. Construcción Teórica de la Sarta de Revestimiento Tentativamente Planeada para los Pozos Ecocénicos del Proyecto (Los Diámetros de Sección se Presentan en Pulgadas)



Para el primer pozo perforado durante el Periodo Inicial de Exploración, la duración de la campaña de perforación se estima de acuerdo a la información presentada en la **Tabla 1-6**. En total, la campaña para perforar un pozo dependerá de la profundidad final del pozo, y tomará aproximadamente de 80 a 180 días, incluyendo la movilización, perforación, obtención de información básica a través de adquisición de registros y perfil sísmico vertical, y taponamiento/abandono. Los días de perforación para los pozos subsecuentes pueden aumentar o disminuir dependiendo de la profundidad objetivo del pozo. La duración también puede incrementar si se realizan pruebas de pozo en los pozos subsecuentes. En la práctica, es probable que los pozos del Proyecto no sean perforados de manera secuencial, en su lugar serán perforados de manera individual en cualquier momento durante el Periodo de Exploración. El Periodo de Exploración, de 10 años, se considera como la duración del Proyecto en el contexto de este ERA.

Tabla 1-6. Etapas del Periodo de Exploración Inicial

Etapa	Nombre	Actividades	Duración Aproximada
1	Movilización y Estudio Previo a la Perforación		10-12 días
2	Operaciones	Perforación	50-128 días
		Adquisición de Registros	4-10 días
		Perfil Sísmico Vertical (PSV)	1 a 4 días
		Prueba de Pozos (en caso de realizarse)*	7-14 días
3	Abandono y Desmovilización		10-16 días

** No planeado para el primer pozo*

1.3.1.1 Control del Pozo

A fin de prevenir el flujo de hidrocarburos hacia el pozo y mantener el control de la presión de los fluidos del yacimiento, el pozo se perforará en condiciones de sobrebalance hidrostático. La presión del pozo se mantendrá superior a las presiones del yacimiento siendo perforado aumentando la densidad del fluido de perforación. Se espera que la densidad del fluido de perforación para el Dos Ojos-1 vaya de 1030-1630 kg/m^3. Los ingenieros de fluidos de perforación monitorearán el sistema, vigilando las ganancias o pérdidas, y reequilibrarán el fluido de perforación para garantizar que las presiones se mantengan en equilibrio.

1.3.2 Prueba de Pozo

Dependiendo de los resultados de adquisición de registros, el pozo puede ser probado para determinar la presión, permeabilidad y capacidades del yacimiento, así como tomar muestras de fluidos. Las pruebas involucran usualmente dos operaciones: la prueba de pozo superficial (Surface Well Testing, SWT) y la prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación (Drill Stem Test, DST), que ocurren de manera simultánea. La SWT mide parámetros superficiales (presión, temperaturas, características del flujo, producción de gas, producción de hidrocarburos, sólidos, etc.) para determinar las capacidades óptimas de producción.

La DST involucra la medición de presiones y temperaturas pozo adentro, tomando muestras de fluidos y flujos controlados de los fluidos del yacimiento (hidrocarburos, agua y sólidos) a través de la sarta de perforación hacia el equipo de la SWT. Para poder llevar a cabo la DST, la sarta de perforación se remueve del pozo, que se deja lleno de fluido de perforación para prevenir el flujo de fluidos del yacimiento y condiciones potenciales para un reventón. La barrena de perforación se remueve y se reemplaza con el arreglo para la DST (**Figura 1-19**), que permite el control de la presión del pozo, el flujo de fluido y previene un reventón.

El arreglo para la DST incluye un empacador que sella el espacio anular entre la sarta de perforación y el pozo, tubería perforada que provee canales de flujo hacia la sarta de perforación, una válvula de control superficial activada con el flujo y un sistema de monitoreo de presión. El arreglo para la DST se dirige hacia el fondo del pozo con la válvula de control cerrada, la presión en la sarta de perforación arriba de la válvula cerrada será atmosférica.

Una vez en posición, el empacador puede ser ajustado desde la superficie para aislar al fluido de perforación en el espacio anular rodeando a la sarta de perforación del frente de formación debajo del empacador. Cuando la válvula de flujo se abre, la presión del pozo será menor que la presión del yacimiento, iniciando el flujo de regreso a la superficie a través de la sarta de perforación. La DST típica involucra dos periodos de flujo, el primer periodo de flujo a corto plazo eliminará cualquier contaminante y fluido de perforación atrapado debajo del empacador cuando este fue fijado en el pozo. La presión del yacimiento será monitoreada y registrada antes del segundo periodo de flujo más largo. Se espera que la prueba de pozo ocurra en un periodo de una a dos semanas.

Figura 1-19. Arreglo para la DST

Fuente: SDP Services

1.3.2.1 Abandono

Después de la perforación, si un pozo se considera productivo, puede suspenderse instalando cemento o tapones mecánicos para aislar los intervalos de hidrocarburos y colocar una tapa de suspensión al pozo para permitir el reingreso al pozo en una fecha posterior (para la finalización y producción).

Si no se encuentra una reserva comercialmente explotable, o no hay interés en reingresar al pozo, este se taponará permanentemente y se abandonará de acuerdo con las leyes federales vigentes, regulaciones y mejores prácticas internacionales. BP presentará ante la ASEA un Plan de Abandono y un Reporte de Abandono final, cuando las actividades de desmantelamiento hayan sido completadas.

Las actividades típicas de abandono incluyen el aislamiento del pozo utilizando cemento o tapones mecánicos para evitar el flujo de hidrocarburos a la superficie. Además, las zonas en el pozo que se sabe que contienen hidrocarburos móviles también se taponearán y aislarán. Se realizará una inspección de eliminación del sitio después de completar las operaciones de perforación para proporcionar un estado de la condición del lecho marino alrededor del pozo. El cabezal del pozo de perforación se dejará en su lugar (a esta profundidad del agua no interferiría con la pesca o las actividades marinas). La MODU abandonará la ubicación y cesará todo el transporte de embarcaciones relacionado con la perforación. Se realizará la disposición final de los residuos generados durante las últimas semanas de la operación de acuerdo con las regulaciones mexicanas aplicables.

1.3.3 Materias Primas, Productos, y Subproductos

1.3.3.1 Perforación

Se utilizará fluido de perforación, también conocido como “lodo” para controlar la presión del pozo, prevenir el flujo de fluidos de formación, lubricar la barrena de perforación, remover recortes del pozo y transportarlos a la superficie. Se utilizarán fluido de perforación base agua (Water Based Drilling Fluid, WBDF) y fluido de perforación no acuoso (Non-Aqueous Drilling Fluid, NADF) de acuerdo al diseño del pozo y las condiciones geológicas encontradas. La base del WBDF es agua de mar, y para el NADF, sería formulado con fluido base no acuoso (Non-Aqueous Base Fluid, NABF) del Grupo III. De las tres principales categorías de NABF, clasificadas de acuerdo al contenido aromático en los fluidos base, el Grupo III tiene un impacto reducido en la salud de los trabajadores y un impacto reducido en el ambiente acuático. Los fluidos del Grupo III son más biodegradables, no se bioacumulan y no están disponibles para captación. Muchos países permiten la descarga en el océano de recortes NABF tratados cuando se perfora con fluidos del Grupo III, debido a las bajas concentraciones de hidrocarburos aromáticos (IOGP, 2016).

Se podrían agregar agentes densificantes y otras sustancias químicas, típicamente goma guar, barita y bentonita, para aumentar la densidad o viscosidad según se necesite.

El WBDF, NADF y los agentes densificantes no contienen sustancias incluidas en los Listados de AAR. La **Tabla 1-7** enlista los materiales de perforación típicos, y sus números de registro del Servicio de Resúmenes Químicos (Chemical Abstract Service, CAS). La NOM-52-SEMARNAT-2005, que establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de los residuos peligrosos proporciona una base para caracterizar las sustancias como C) corrosivas, (R) reactivas, (E) explosivas, (T) tóxicas, (I) inflamables o (B) biológico-infecciosas, referido con el acrónimo "CRETIB". Basándose en los estudios técnicos y el análisis CRETIB presentado a las autoridades por Petróleos Mexicanos (PEMEX), los recortes de perforación y, por lo tanto, el lodo de perforación, no se consideran peligrosos (PEMEX 2003).

Tabla 1-7. Clasificación del Material de Perforación

Material	CAS	Estado Físico
Agua	7732-18-5	Líquido
Barita	7727-43-7	Sólido
Bentonita	1302-78-9	Sólido
Hidróxido de Calcio	1305-62-0	Sólido
Detergente/ Antiespumante	N/A	Líquido
Cemento	N/A	Sólido

En ciertas condiciones, otras sustancias químicas y aditivos pueden ser utilizados para tratar los fluidos de perforación. Estos productos pueden ser empacados en tambos o sacos, y almacenados en cantidades más pequeñas. Dichos productos no se consideran peligrosos con base en los Listados de AAR. La **Tabla 1-8** enlista los productos típicos, concentraciones y funciones.

Tabla 1-8. Aditivos del Fluido de Perforación

Producto	Función	Rango de Concentración Típico (kg/m^3)
Ácido Cítrico	Ajuste de pH	1
Goma Guar	Viscosidad	10
Hidróxido de Sodio	Ajuste de pH	1
Carbonato de Sodio	Ajuste de pH	1
Lima	Control de pH	10 a 18
Carbonato de Calcio	Material de Pérdida de Circulación	5 a 100
Silicato cristalino	Control de filtración	5 a 15

1.3.3.2 Prueba de Pozo

Durante la prueba de pozo, se manejan hidrocarburos que contienen sustancias incluidas en los Listados de AAR, de acuerdo al Artículo 17 de la LGEEPA (gas y petróleo crudo). La composición exacta de cualquier fluido del yacimiento del pozo Dos Ojos-1 y de pozos subsecuentes es desconocida, pero será generalmente un rango amplio de hidrocarburos que van desde estructuras simples, como el metano, a estructuras complejas, como el bitumen.

Los fluidos del yacimiento (**Tabla 1-9**) saldrán a la superficie a través del equipo de prueba de pozo.

Tabla 1-9. Sustancias Manejadas Durante Una Prueba de Pozo

Sustancifas	CAS	Caudal Máximo	Cantidad Máxima Almacenada	Tipo de Almacenamiento	Características					
					C	R	E	T	I	B
Petróleo crudo fracción media	N/A	~10,000 barriles(bls)/día	8,000 M^3	Tanques internos del buque	-	-	-	✓	✓	-
Gas natural	74-82-8	~2.7 MMscf(millones de pies cúbicos)/día	N/A	Se envía a un quemador, no se almacena	-	-	✓	-	✓	-

1.3.3.3 Flujo No Planeado o No Controlado

Las condiciones de reventón ocurren cuando se pierde el control de la presión del fluido del yacimiento. Las presiones del pozo son controladas normalmente a través de sobre balance hidrostático, como se explica en la **Sección 1.1.5.2, Control del Pozo**. En el caso de que esto falle, se activarán medidas adicionales de seguridad, como se describe en la **Sección 1.1.5.3, Sistema de Prevención de Reventones**.

Durante la pérdida de control del pozo, se podrían liberar hidrocarburos que contengan sustancias incluidas en los listados de AAR (gas natural y petróleo crudo).

Los escenarios potenciales de las operaciones de perforación incluyen liberaciones tanto de la parte superior y como submarina, ya sea pozo abierto o de un pozo con restricciones (por ejemplo, la sarta de perforación en el pozo) y con diferentes trayectorias de flujo, tales como a través del agujero de perforación directamente, fuera del revestimiento o a través del espacio anular. La **Tabla 1-10** presenta un resumen de los escenarios modelados de reventón de pozo submarino, las medidas de mitigación y los volúmenes de descarga potenciales correspondientes.

Tabla 1-10. Escenarios Submarinos Modelados

Escenario	Descripción	Volumen de Descarga*
S1	Reventón submarino – pozo de alivio – verano	142,125 bbls/día (22,596 m^3/día) por 90 días
S2	Reventón submarino – pozo de alivio – invierno	142,125 bbls/día (22,596 m^3/día) por 90 días
S3	Reventón submarino – capping stack – verano	148,974 bbls/día (23,685 m^3/día) por 42 días
S4	Reventón submarino – capping stack – invierno	148,974 bbls/día (23,685 m^3/día) por 42 días

* Tasa promedio de la duración del flujo. Tasa inicial de 24,132 m^3/día

1.3.4 Hojas de Seguridad

Las Hojas de Seguridad contienen información de los peligros potenciales de un producto o sustancia química (salud, fuego, reactividad y ambiente), procedimientos de trabajo seguro y emergencia en caso de un derrame o liberación accidental. Las siguientes hojas de seguridad genéricas resumen las consideraciones de seguridad para las sustancias de los Listados de AAR contenidas en el petróleo crudo y gas natural. Ya que la perforación es exploratoria, la composición exacta de hidrocarburos del Área Contractual no se conoce, por lo que la composición podría variar de las propiedades listadas.

1.3.4.1 Riesgos de Petróleo Crudo

La composición y características del petróleo crudo varían dependiendo de la formación geológica, temperatura y presión. La densidad estimada del petróleo crudo proveniente de Dos Ojos-1 es de 27° API o una gravedad especifica de 0.9, indicando la probabilidad de que sea petróleo crudo fracción media. El petróleo crudo se encuentra clasificado como líquido inflamable Categoría 1 de acuerdo al Sistema Globalmente Armonizado (SGA), y podría tener una apariencia de color ámbar a negro. La **Tabla 1-11** presenta un rango típico de propiedades físicas y químicas para el petróleo crudo.

Tabla 1-11. Propiedades del Petróleo Crudo

Parámetro	Valor
Temperatura de Ebullición (ºC)	>260
Punto de Flash (ºC)	23-93
Peso Específico	0.7 – 0.9 @ 16 °C
Color	Ambar a negro
Olor	Olor a hidrocarburos del petróleo
Solubilidad en Agua	Insoluble

De acuerdo con la NFPA, los siguientes peligros están asociados con el petróleo crudo:

- **Salud 1. Ligeramente peligroso:** Irritación o posible lesión reversible. Ligeramente irritante, reversible dentro de 7 días.

- **Inflamabilidad 3. Debajo de 37°C:** Líquidos y sólidos que pueden encenderse en casi todas las condiciones de temperatura ambiental, como la gasolina o el metanol. Tienen un punto de inflamabilidad entre 23°C y 38°C.

1.3.4.2 Riesgos del Gas Natural

El gas natural no tiene color ni olor. Es más ligero que el aire (con una densidad relativa de 0.61, mientras que la del aire es 1), y a pesar de sus altos niveles de inflamabilidad y explosividad, las fugas y emisiones se dispersan rápidamente, reduciendo la probabilidad de formación de atmosferas explosivas.

Para el gas natural, la hoja de seguridad del gas natural elaborada por PEMEX se presenta como referencia en la **Tabla 1-12**.

Tabla 1-12. Propiedades del Gas Natural

Parámetro	Valor
Fórmula Molecular	Mezcla (CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_{10})
Peso Molecular	18.2
Temperatura de Ebullición @ 1 atmósfera	– 160.0°C
Temperatura de Fusión	– 182.0°C
Densidad de los Vapores (Aire = 1) @ 15.5 °C	0.61 (Más ligero que el aire)
Densidad del Líquido (Agua = 1) @ 0°/4 °C	0.554
Tasa de Expansión	1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas
Solubilidad en Agua @ 20 °C	Ligeramente soluble (de 0.1 @ 1.0%)
Apariencia y Color	Gas incoloro, insípido y con ligero olor a huevo podrido (por la adición de mercaptanos para detectar su presencia en caso de fugas)
Punto de Flash	– 222.0°C
Temperatura de Autoignición	650.0°C
Límite de Explosividad Inferior	4.5 %
Límite de Explosividad Superior	14.5 %

De acuerdo con la clasificación de la NFPA, los peligros del gas natural son los siguientes:

- **Salud 1. Ligeramente peligroso:** Irritación o posible lesión reversible. Ligeramente irritante, reversible dentro de 7 días.

- **Inflamabilidad 4. Debajo de 25°C:** Sustancias que vaporizan rápida o completamente a presión atmosférica y a temperatura ambiente normal o que se dispersan con facilidad en el aire y que arden fácilmente.

1.3.4.3 Ácido Sulfhídrico

Aunque no se espera, existe una posibilidad muy remota de encontrar ácido sulfhídrico (H_2S) durante las actividades de perforación en el Área Contractual. Se incluye la hoja de seguridad para el H_2S como medida de precaución.

El ácido sulfhídrico es un gas altamente inflamable y tóxico, sin color y con un olor a huevo podrido, aunque las concentraciones superiores a 0.1 ppm reducen el sentido del olfato. La **Tabla 1-13** más adelante hace referencia a las propiedades del ácido sulfhídrico.

Tabla 1-13. Propiedades del Ácido Sulfhídrico

Parámetro	Valor
Temperatura de Ebullición @ 1 atmósfera	– 61.0°C
Densidad de los Vapores (Aire = 1)	1.2
Volumen específico (ft^3/lb)	11.236
Solubilidad en Agua @ 20 °C	0.4%
Apariencia y Color	Gas incoloro, insípido y con ligero olor a huevo podrido (el sentido del olfato se reduce a concentraciones que rebasan 0.1 ppm)
Punto de Flash	– 104.0°C
Temperatura de Autoignición	270°C
Límite de Explosividad Inferior	4 %
Límite de Explosividad Superior	45 %

De acuerdo con la clasificación de la NFPA, los peligros del ácido sulfhídrico son los siguientes

- **Salud 4. Severamente peligroso:** Una exposición muy corta podría causar muerte o lesiones residuales serias aun cuando se brinde pronta atención médica.

- **Inflamabilidad 4. Debajo de 25°C:** Sustancias que vaporizan rápida o completamente a presión atmosférica y a temperatura ambiente normal o que se dispersan con facilidad en el aire y que arden fácilmente.

1.3.5 Almacenamiento

La MODU mantendrá un inventario de líquidos, substancias y artículos consumibles que se utilicen en los servicios esenciales y operaciones de perforación. Ciertos fluidos y materiales serán almacenados a granel en tanques de almacenamiento integrales. La capacidad y el número de tanques dependerá de la MODU exacta contratada por BP, pero la **Tabla 1-14** enlista los materiales y capacidades de almacenamiento de los tanques típicos. Ninguna de las sustancias se considera peligrosa según los Listados de AAR.

Tabla 1-14. Capacidades de Almacenamiento de Materiales de una MODU Típica

Material	Capacidad
Fluido de perforación (referido en algunas ocasiones como lodo)	2000 – 3,000 m^3
Agua para perforación	2000 – 3,000 m^3
Agua potable	1000 – 1,500 m^3
Salmuera	1000 – 1500 m3
Aceite base para fluido de perforación sintético	1000 – 1500 m3
Combustible	5000 – 7000 m^3
Productos químicos a granel para el fluido de perforación	400 – 700 m^3
Cemento	400 – 700 m^3
Material en sacos	10,000 sacos (280 m^3)

Se estima que hasta 0.382 $MMSM^3$ de gas natural podrían ser producidas durante la prueba de pozo, que serán quemadas. Los hidrocarburos líquidos producidos serán almacenados y transportados a una refinería adecuada en México para su procesamiento. Se planea utilizar un WTV especializado para la prueba de pozo; un inventario de líquidos será almacenado en tanques de almacenamiento internos. El inventario exacto y el arreglo de los tanques variará dependiendo del buque que sea utilizado, pero las capacidades comunes se enlistan en la **Tabla 1-15** más adelante.

Tabla 1-15. Capacidades de Almacenamiento de Materiales de un WTV Típico

Material	Capacidad
Hidrocarburos Separados	~3,000 m^3
Agua Separada	~1,600 m^3
Sólidos Separados	~10 m^3
Diésel Marino	878 m^3
Agua Potable	1439 m^3

1.3.6 Equipos del Proceso y Auxiliares

Los principales equipos e instalaciones que se utilizarán durante el periodo de exploración son los siguientes.

1.3.6.1 MODU

BP planea utilizar un buque de perforación para el programa de perforación (con una duración de 80 a 180 días) del primer pozo de exploración. Las especificaciones y características técnicas de este tipo de embarcación se presentan en la **Tabla 1-16**, **Tabla 1-17** y **Tabla 1-18** (coincidiendo con el ejemplo del buque de perforación de la **Figura 1-12** Pacific Drilling, 2017). Las especificaciones de la MODU contratada podrían variar de los valores listados a continuación.

Tabla 1-16. Parámetros Genéricos de Operación de una MODU (Basándose en el Buque Pacific Khamsin)

Parámetro	Valores	
Velocidad Máxima de Tránsito	11.5 nudos	
Condiciones de Operación	Oleaje: 19 pies	Viento: 50 nudos
Condiciones de Mantenimiento de la Estación	Oleaje: 28 pies	Viento: 60 nudos
Condiciones de Tormenta	Oleaje: 47 pies	Viento: 100 nudos
Profundidad del Agua	Equipado: 10,000 pies (3,048 m)	Máximo: 12,000 pies (3,657 m)
Profundidad de Perforación	Equipado: 35,000 pies (10,668 m)	Máximo: 40,000 pies (12,186 m)

Tabla 1-17. Dimensiones/Capacidades Genéricas de una MODU (Basándose en el Buque Pacific Khamsin)

Parámetro	Valores	
Longitud (Eslora)	748 pies	228 m
Amplitud (Manga)	137 pies	42 m
Profundidad (Puntal)	62 pies	19 m
Calado de Tránsito	28 pies	8.5 m
Calado de Operación	39 pies	12 m
Desplazamiento de Carga Máxima	105,800 toneladas estándares (std)	96,000 toneladas
Carga de Plataforma Variable - Funcionamiento	24,250 ton. std	22,000 toneladas
Carga de Plataforma Variable - Tránsito	18,740 ton. std	17,000 toneladas
Carga de Plataforma Variable - Supervivencia	24,250 ton. std	22,000 toneladas

Tabla 1-18. Equipo y Capacidades Genéricas de una MODU (Basándose en el Buque Pacific Khamsin)

Departamento de la MODU	Descripción del Equipo y Capacidades Clave
Equipo Submarino y de Perforación	• Torre de perforación, donde se encuentran y operan los equipos de perforación (incluidos el malacate y la unidad de mando superior). • Tubería de revestimiento y plataforma para tubería. • Sistema de fluido de perforación: bombas para fluido de perforación (referido en algunas ocasiones como lodo), tanques para fluidos de perforación y equipos de control de sólidos. • Sistema de cementación: tanques a granel, sistema de mezcla y bomba de cemento de alta presión. • Laboratorio de fluidos de perforación. • Espacio de almacenamiento para albergar los consumibles de perforación asociados (combustóleo, productos químicos para el fluido de perforación, químicos para cemento, etc.) y equipos (herramientas de perforación, herramientas de terminación, equipos de prueba, etc.). • Equipo de control de pozos incluyendo BOP submarino, colector de estrangulación y separador de gas-fluido de perforación. Funciones de BOP submarinas operadas por controles múltiplex, incluida la capacidad de desconexión de emergencia. • Elevadores marinos.
Marino	• Generador de energía de diésel para operar el buque y equipos (así como un generador de emergencia). • Sistema de posicionamiento dinámico para mantener la ubicación en el sitio del pozo (no se requerirán anclajes submarinos). • Sistema de administración del buque con control de lastre para mantener la estabilidad del buque. • Ayudas de navegación, incluida la ayuda de trazado automático de radar (ARPA) para proporcionar una alerta temprana de los buques u objetos en un curso de colisión con el equipo de perforación.
Auxiliar	• Plataforma de aterrizaje de helicópteros y equipo de reabastecimiento de combustible. • Grúas para transferencia de equipos y suministros. • Alojamiento para tripulación, oficinas, sala de radio, cocina, mesas, salas de reuniones, salas recreativas e instalaciones de lavandería. • Sistema de agua potable (desalinización de agua de mar) • Sistema de tratamiento de aguas residuales. Típicamente, un MODU tiene dos o más unidades para cumplir con los requisitos de MARPOL 73/78 con respecto a coliformes fecales y sólidos suspendidos. • Instalaciones de manejo de residuos (tratamiento in situ o almacenamiento temporal) de conformidad con el "Plan de manejo de residuos" del buque según lo requerido por el Anexo V de MARPOL 73/78. • Equipos de seguridad, emergencia, salvavidas y dispositivos de prevención de derrames, detectores de incendios y alarmas, sistema de detección de gas y H_2S, sistemas de diluvio (incluyendo el piso de la plataforma, salas de máquinas y áreas de cubierta inferior) y sistemas de nebulización en salas de máquinas, equipos de derrames, botes salvavidas, balsas para evacuación de emergencia, instalaciones médicas.

1.3.6.2 Buque de Prueba de Pozo

Si se llegara a requerir una prueba de pozo, BP contratará un WTV (**Figura 1-20** y **Tabla 1-20**) diseñado para recibir, procesar, medir, almacenar y descargar hidrocarburos. El WTV exacto aún no se conoce; no obstante, esta sección explica los principios generales de las operaciones de un WTV, así como el equipo primario utilizado.

El WTV estará posicionado dinámicamente al lado de la MODU. El DP posiciona un buque, especialmente un buque de perforación, en una ubicación especifica en el mar por medio de unidades de propulsión controladas por computadora (propulsores). A pesar de que los buques de perforación tienen condiciones de diseño variables para condiciones del mar y clima, la mayoría permanecen relativamente estables bajo condiciones de fuertes vientos, oleaje y corrientes. Generalmente, los fluidos de la prueba son transferidos de la MODU al WTV a través de un patín de conexión/desconexión rápida y una tubería flexible. Una separación de tres fases ocurrirá a bordo del WTV. El gas separado será medido antes de ser quemado. Toda actividad de quema se llevará a cabo en cumplimiento con las regulaciones aplicables. Se utilizarán sistemas de quema de alta eficiencia para evitar la liberación de hidrocarburos sin quemar al mar, en caso de que cualquier líquido pase accidentalmente hacia la flama. La **Tabla 1-19** muestra las capacidades típicas de una planta de procesamiento de un WTV.

Tabla 1-19. Capacidades Típicas de una Planta de Procesamiento de un WTV

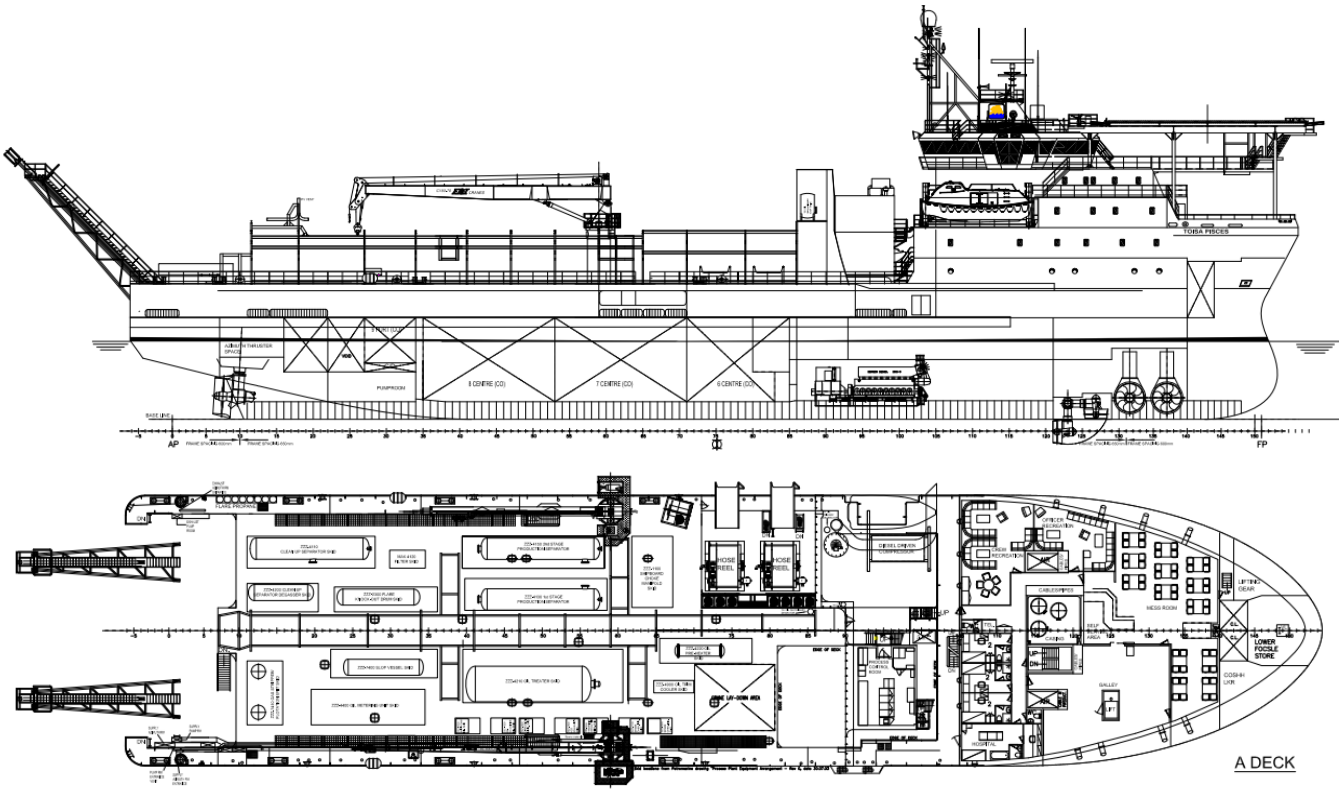
Proceso	Valor	
Manejo de Fluido de Yacimiento	20,000 bbls/día	3,180 m^3/día
Quema de Gases	32 MMSCF/día	906,139 Mm^3/día

Fuente: Sealion Shipping Limited, 2018

Los líquidos recuperados serán separados en tres componentes: agua congénita, hidrocarburos y sólidos. El agua congénita fluirá hacia un hidrociclón a bordo para que únicamente el agua no aceitosa (es decir, con menos de 15 ppm de aceite y grasa, máxima lectura instantánea del monitor en la descarga) pueda ser descargada al mar, de acuerdo con el Anexo IV de MARPOL 73/78 y la NOM-143-SEMARNAT-2003. A fin de prevenir cualquier descarga que exceda dichos limites, el sistema contará con un analizador en línea y con alarma. La alarma notificará a la tripulación si el agua congénita excede los límites de descarga, para que la tripulación sea capaz de detener cualquier descarga. El crudo recuperado será estabilizado y almacenado en tanques de carga hasta que sea enviado a una refinería en tierra para su procesamiento.

Se espera que la prueba de pozo dure aproximadamente de 7 a 14 días para las fases de flujo y registro de datos (el registro de datos se realiza típicamente durante las fases de cierre para monitorear el aumento de presión contra el tiempo). Además de las etapas de flujo y registro de datos, se requerirá el tiempo del montaje del equipo de perforación para la instalación y remoción de la sarta para la prueba de formación efectuada a través de la columna de perforación (DST). Como parte de cualquier programa de prueba de pozo, habrá un número específico de periodos de prueba de flujo principal, con cada uno teniendo una duración que varía de unas pocas horas a unos pocos días. Durante cada uno de los periodos de flujo, el gas producido será quemado, los hidrocarburos líquidos serán almacenados para su procesamiento posterior y el agua será tratada antes de ser descargada al mar. Al final de cada prueba de pozo, los hidrocarburos contenidos en los equipos de prueba de producción (calentador, separador, tanque medidor, etc.) serán enviados a una refinería adecuada en tierra para su procesamiento.

Figura 1-20. Buque de Prueba de Pozo (WTV), Toisa Pisces, Diagrama General



Fuente: Sealion Shipping Limited, 2018.

Tabla 1-20. Dimensiones Generales de un WTV

Parámetro	Valores	
Longitud (Eslora)	338 pies	103 m
Ancho (Manga)	76 pies	23 m
Calado	23 pies	7 m
Velocidad	10 – 12 nudos	
Peso muerto (verano)	6,420 toneladas	

Fuente: Sealion Shipping Limited, 2018

El principal equipo de prueba de pozo es el mismo tanto para equipos de prueba de pozos portátiles como dedicados. Los principios operacionales se describen de manera secuencial más adelante, y la **Figura 1-25** muestra el arreglo general de un equipo de prueba de pozo**.**

1.3.6.3 Árbol de Prueba Submarino

El Árbol de Prueba Submarino (Subsurface Test Tree, SSTT) es una barrera del pozo dentro de la sarta de asentamiento superior. En el caso de una desconexión de emergencia entre el equipo de perforación y el pozo, el SSTT facilita el control del pozo sin requerir que el BOP rompa la junta de corte. El SSTT se instala dentro del perfil interno del BOP.

Internamente, el SSTT tiene un orificio a través del cual pueden pasar herramientas de cable eléctrico y equipo del árbol. Todas las transiciones internas del orificio se estrechan gradualmente para no interferir o engancharse con las herramientas del cable eléctrico o el equipo. El SSTT tiene la habilidad de cortar cables y tubería flexible utilizados para desplegar las herramientas de medición del yacimiento.

1.3.6.4 Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo

La Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo (Subsurface Safety Valve, SSSV) es un dispositivo de seguridad instalado debajo del lecho marino en el pozo, que detiene el flujo de hidrocarburos en el caso de una emergencia. El sistema puede ser controlado desde la superficie o el subsuelo, y está diseñado para aislar el pozo en caso de cualquier falla en el sistema. La presión hidráulica obliga a una camisa en la válvula a deslizarse hacia abajo, comprimiendo un resorte y abriendo una válvula de retención. Cuando la presión hidráulica se pierde, el resorte empuja la camisa hacia arriba, cerrando la válvula.

1.3.6.5 Colector Múltiple de Estrangulamiento

El colector múltiple de estrangulamiento es un sistema de válvulas y estranguladores que controlan el flujo del pozo antes de que entre al equipo de procesamiento. El colector múltiple tiene cuatro válvulas manuales, o cinco si se incluye la válvula de derivación (bypass). Incluye una caja de estrangulación variable, una caja de estrangulación fija, y varios puertos de presión o de muestreo y un termopar para controlar la presión, la temperatura, y las características del fluido (**Figura 1-21**). El diseño permite que el pozo fluya a través de los estranguladores calibrados para la referencia de la velocidad de flujo, así como a través de estranguladores ajustables, y el pozo puede configurarse en condición cerrada, si fuera necesario.

Figura 1-21. Colector Múltiple de Estrangulamiento

Fuente: Expro Group, 2018.

1.3.6.6 Intercambiador de Calor con Vapor

Los intercambiadores de calor con vapor se utilizan para elevar la temperatura de los efluentes del pozo a fin de evitar la formación de hidratos, reducir la viscosidad y descomponer las emulsiones para una separación eficiente del aceite y el agua (**Figura 1-22**). Los intercambiadores de calor con vapor virtualmente eliminan el riesgo de incendios, por lo que se pueden usar en condiciones donde las regulaciones de seguridad no permiten el uso de calentadores de llama indirecta.

Figura 1-22. Intercambiador de Calor con Vapor

Fuentee: Expro Group 2018.

1.3.6.7 Separador Horizontal Convencional

Este equipo (**Figura 1-23**) es un recipiente de presión que separa los fluidos del yacimiento en fases de hidrocarburos, gas y agua. El proceso utiliza una placa deflectora, un extractor de niebla y placas de coalescencia para disminuir la velocidad de los fluidos y formar gotas. Las fases liquidas se separa por medio de un vertedero en el fondo del separador. Los líquidos producidos a alta presión se pasan a través de separadores de fases operando a diferentes presiones para eliminar el gas de los hidrocarburos. La unidad está protegida de la sobrepresión por válvulas de seguridad y discos de ruptura ajustados al diseño del recipiente. Las alarmas de los medidores de nivel y el paro automático evitan que los líquidos lleguen a la flama de quema, y que llegue gas al tanque de compensación. Se cumplirá con los códigos de diseño ASME VIII Div 1, NACE MR0175, ASME B31.3

Figura 1-23. Separador Horizontal Convencional

Fuente: Expro Group, 2018.

1.3.6.8 Tanque de Compensación Vertical

El tanque de compensación (**Figura 1-24)** almacena los hidrocarburos líquidos después de la separación y mide el caudal, la contracción y el factor del medidor. Manufacturados para diferentes volúmenes, suelen ser recipientes de uno o dos compartimentos, con mirillas o sistemas medidores de nivel magnéticos. Bajo condiciones normales, no ocurre venteo a la atmósfera, aunque se tienen instalados una válvula de alivio y una alarma de nivel alto y nivel bajo para prevenir la sobrepresión y el sobrellenado. Cumplirá con los códigos de diseño ASME VIII Div.1, ASME B31.3, NACE MR-01-75.

Figura 1-24. Tanque de Compensación Vertical

Fuente: Expro Group, 2018.

1.3.6.9 Quemador

El gas separado durante las operaciones de la prueba de pozo será quemado para disponer de manera segura de los vapores inflamables, tóxicos o corrosivos. El quemador, que se extiende de la popa del Buque de Prueba de Pozo utiliza un piloto automático o un dispositivo de ignición remoto para quemar el gas en cuanto sale del sistema (**Imagen 1-2**). La capacidad típica de un quemador es de 32 MMscf/d.

Imagen 1-2. Buque de Pueba de Pozo *Toisa Pisces* al Frente con una Plataforma Desconocida en el Fondo

Fuente: Sealion Shipping Limited, 2018.

1.3.7 Pruebas de Verificación

El equipo descrito anteriormente en la **Sección 1.3.6, Equipo del Proceso y Auxiliares** estará certificado. Los miembros de la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación, tales como DNV, ABS o BV clasifican a los buques, mientras que los subcontratistas del equipo para prueba de pozo proporcionan certificados de haber realizado pruebas al equipo del proceso.

1.4 Condiciones de Operación

Todas las operaciones se monitorean y controlan cuidadosamente desde varios cuartos de control a bordo de la MODU o WTV. En particular, el equipo para prueba de pozo está certificado y calibrado para procesar y registrar las propiedades de los fluidos de formación en un rango de diferentes presiones y temperaturas. Las características exactas del yacimiento del Área Contractual son desconocidas.

La **Tabla 1-21** enlista los rangos de presiones y temperaturas de trabajo del equipo del proceso disponible. Las especificaciones de la planta instalada en el WTV podrían varían de aquellas listadas a continuación.

Tabla 1-21. Presiones y Temperaturas de Trabajo Típicas para una Prueba de Pozo

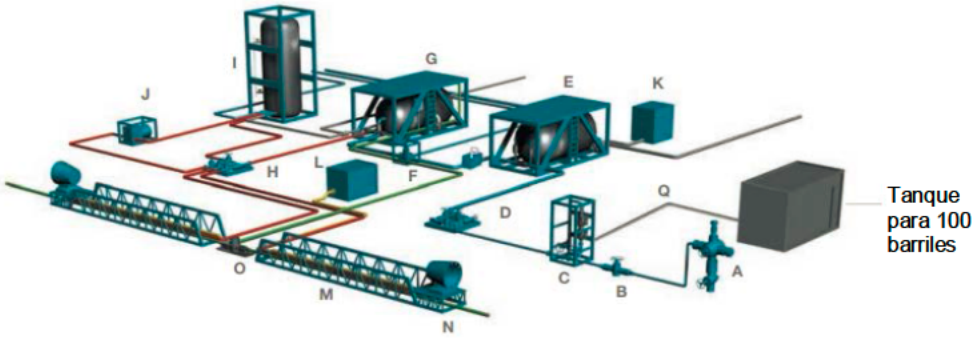
Proceso	Presión de Trabajo (psi)	Temperatura de Trabajo (^{0}C)
Árbol de Prueba Submarino	10,000 – 15,000	-10 – 204
Manguera Flexible para Alta Presión	5,000 – 15,000	N/A
Colector Múltiple de Estrangulamiento	5,000 – 15,000	-29 – 121
Intercambiador de Calor con Vapor	5,000 – 15,000	-29 – 177
Separador	600 – 1400	-29 – 93
Tanque de Compensación	50 - 250	-29 – 121
Quemador	1440	120

Fuente: Expro Group, 2018.

Las capacidades del separador para hidrocarburos varían entre 6,000 y 15,000 barriles por día, y entre 40 y 115 MMscf/d para gas natural. Los caudales típicos durante la prueba de pozo pueden ir de unos cientos de barriles por día a unos miles de barriles por día (siempre y cuando el pozo tenga suficiente capacidad de flujo).

En esta etapa del Proyecto, los diagramas de tuberías e instrumentación definitivos no están disponibles. Un diagrama del arreglo típico de una prueba de pozo se presenta en la **Figura 1-25**.

Figura 1-25. Diagrama General del Arreglo para una Prueba de Pozo



A Árbol de Prueba Submarino
B Válvula de Seguridad de Superficie
C Unidad de Manejo de Sólidos (desarenador)
D Colector Múltiple de
G Separador
H Divergente (5 direcciones)
I Tanque de Superficie (tanque de medición)
J Bomba de Transferencia
K Generador de Vapor
M Conducto hacia el quemador
N Quemador
O Colector Múltiple del Divergente
P Fluxómetro Multifásico

Fuente: Expro Group, 2018

1.4.1 Especificaciones del Cuarto de Control

Las operaciones de la MODU serán gestionadas desde el Cuarto de Control de Perforación (Drilling Control Room, DCR). Las actividades de procesamiento y adquisición de datos en la prueba de pozo se llevarán a cabo desde el Cuatro de Control de Procesos a bordo del WTV. Los siguientes parámetros y sistemas serán monitoreados, registrados y operados:

- Presión y temperatura del flujo/cabezal del pozo
- Presión y temperatura en el separador
- Características y tasas de hidrocarburos, gas y agua
- Presión y temperatura de la tubería de revestimiento/anillo
- Sistema de paro de seguridad

1.4.2 Sistemas de Aislamiento

El diseño de la MODU separa las principales áreas funcionales, minimizando el riesgo para las personas, el ambiente y los bienes materiales. Los alojamientos, los cuartos de control y el equipo esencial de seguridad se encuentran en áreas que se consideran no peligrosas. Existen varios sistemas de seguridad, automáticos y manuales, que se activan en caso de una falla en el equipo o de alguna anormalidad en el proceso, como se describe con mayor detalle a continuación.

1.4.2.1 Sistemas de Paro de Seguridad

Los sistemas de paro de seguridad son independientes a los sistemas de control de procesos normales. Están diseñados para mitigar el riesgo de incendios, explosiones o la liberación no controlada de hidrocarburos. Existen dos sistemas de seguridad principales:

- Paro de Procesos (Process Shutdown, PSD)
- Paro de Emergencia (Emergency Shutdown, ESD)

1.4.2.1.1 Paro de Procesos

Los sistemas PSD detectan condiciones anormales de operación e inician acciones para prevenir la liberación de hidrocarburos y el regresar el proceso a un estado seguro. La severidad de una situación PSD dependerá del tipo de anormalidad, y podría variar desde un paro de equipo con un efecto mínimo en el caudal hasta un paro total de los procesos. Los procedimientos acordados de cierre estipulan los pasos a seguir por el equipo de la plataforma de perforación en caso de un "golpe" (por ejemplo, un repentino ingreso de fluidos de la formación al pozo).

Durante la de prueba de pozo, se cuenta con medidas de seguridad adicionales para mitigar el riesgo de fuego, explosión y liberación no controlada de hidrocarburos. Un DST típico tiene múltiples mecanismos de cierre, incluidos;

- Una válvula de seguridad superficial, normalmente instalada en el colector múltiple de estrangulamiento.
- Una válvula lubricadora incorporada en el DST (alrededor de 100 metros debajo el piso de la MODU).
- Un Árbol de Prueba Submarino (SSTT) incorporado al DST, al nivel del cabezal del pozo/BOP con dos válvulas de paso.
- También se incorpora una válvula check arriba del SSTT para contener los efluentes del pozo en caso de el DST se desconecte del tubo de perforación marina.

La presión se registra y monitorea en diferentes puntos de la instalación de prueba de pozo (colector múltiple de estrangulamiento, separador, etc.) a través de sensores. Un sistema de control basado en medidores de presión alta/baja detendrá el flujo de formación hacia la superficie si la presión no se encuentra dentro de los límites que han sido definidos. Los recipientes de presión están protegidos por válvulas piloto de presión alta/baja que activarán automáticamente las válvulas de seguridad de los recipientes si se registran anomalías en la presión. También hay botones manuales instalados en áreas designadas, accesibles para la tripulación del buque o el equipo de perforación, que pueden ser activados si se observa una emergencia. Así mismo, se han instalado válvulas de alivio y discos de ruptura en los recipientes de presión (por ejemplo, el separador) para protegerlos contra sobrepresión.

En el caso de una pérdida de señal o energía, los componentes se moverán hacia o se mantendrán en la posición predeterminada más segura. Adicionalmente, se cuenta con válvulas de seguridad de fondo de pozo en la porción del DST que está en el pozo (debajo de la línea de lodo o lecho marino), localizadas cerca del tanque con dos dispositivos de cierre independientes.

1.4.2.1.2 Paro de Emergencia

Los sistemas ESD monitorean y detectan condiciones peligrosas o de emergencia que se estén desarrollando a bordo de la MODU (por ejemplo, detección de incendios o fuga de gas, despresurización, operación del generador de emergencia), y actúan para prevenir que dichas situaciones peligrosas escalen. Hay dos niveles de paro que pueden ser activados manual o automáticamente;

- ESD I – únicamente los sistemas de emergencia permanecen activos (es decir, sistemas de detección de incendios y fugas de gas, sistemas de extinción de incendios, iluminación de emergencia, comunicaciones por radio/externas.
- ESD II – paro de procesos, se cierran las válvulas del tubo ascendente/línea de flujo y las válvulas del cabezal del pozo, cambia el combustible del generador de gas a diésel, etc.

Las situaciones de emergencia que requieran que la MODU se aleje del sitio del pozo se llevan a cabo desconectado el tubo ascendente del BOP. El tubo ascendente puede ser desenganchado para evitar daños en la MODU, el BOP o en el tubo ascendente y para evitar el riesgo de la pérdida no controlado de recortes o fluido. El tubo ascendente se vaciará como parte del proceso de desenganche. Se implementarán procedimientos para minimizar el riesgo de un desenganche involuntario

Si se están llevando a cabo operaciones de prueba de pozo, se cerrarán las válvulas de superficie y de fondo del DST, y el DST se desconectará al nivel del cabezal del pozo/BOP en el SSTT. El tubo ascendente puede entonces desconectarse del BOP, lo que resulta usualmente en un evento de pérdida de posición (deriva).

En una situación extrema, donde no hay tiempo suficiente para desconectar el DST del SSTT, el DST puede ser cortado por medio de los arietes de corte del BOP, que se encuentran sobre el SST. Las válvulas del SSTT que tienen un diseño a prueba de fallo se cerrarán y sellarán. Se iniciarán las funciones de PSA, ESD y desconexión rápida de emergencia por medio de botones de emergencia en los paneles de emergencia, localizados en ubicaciones críticas en la MODU (normalmente en el piso de la plataforma, área de DST, etc.). Muchas válvulas en el DST son a prueba de fallas y se cerrarían debido a la falta de presión anular (válvulas de seguridad de fondo de pozo localizadas cerca del tanque), o debido a la falta de presión hidráulica para las válvulas entre la línea de lodo y la MODU, operadas a través de un cable umbilical (lubricador y válvulas SSTT).

1.4.2.2 Sistema de Contención de Derrames

Los diseños de la MODU y el WTV incorporan medidas de prevención de contaminación, en cumplimiento con las convenciones internacionales. Las pequeñas fugas, residuos o escurrimientos de hidrocarburos serán contenidos y

recolectados por el sistema de drenaje. Las descargas al mar serán controladas de acuerdo con la MIA y con los permisos emitidos por CONAGUA y SEMAR. Los kits de derrame para contener y limpiar pequeñas fugas operacionales se encontrarán ubicados de manera adecuada, en lugares de fácil acceso para la tripulación.

1.5 Evaluación y Análisis de Riesgo

1.5.1 Histórico de Accidentes e Incidentes

La siguiente sección resume el histórico de accidentes e incidentes para la perforación en aguas profundas, así como para las operaciones relacionadas o similares.

1.5.1.1 Mayores Incidentes de Derrames de Hidrocarburos en los Mares de Estados Unidos

La Oficina de Administración de Energía Oceánica de los Estados Unidos (Bureau of Ocean Energy Management, BOEM) reporta que desde 1964 hasta el 2015 existieron 2240 derrames en plataformas, con un volumen igual o mayor a 50 barriles. De estos derrames, sólo 17 de ellos, el equivalente al 0.7% del total, fueron mayores a 1000 barriles.

La **Tabla 1-22** enumera 4,910,951 barriles de petróleo crudo derramado en 335 derrames desde el 2006 hasta el 2015. Esto se basa en una estimación inicial de 4,900,000 bbls del incidente de DWH. En enero de 2015, un tribunal federal de los Estados Unidos determinó que 3,190,000 barriles de petróleo era una estimación más adecuada. Esto disminuiría el total de petróleo derramado entre el 2006 y el 2015 a 3,200,916 bbl. BP ha trabajado, junto con sus socios de la industria, para mejorar la fortaleza de las barreras utilizadas en la prevención y administración de riesgos de perforación en aguas profundas. Estas mejoras se basan en las lecciones aprendidas como resultado del incidente y la respuesta ante Deepwater Horizon en el 2010. La información sobre las lecciones aprendidas del incidente DWH se incluye en el **Capítulo 3**.

La **Tabla 1-22** proporciona más detalles acerca de las tasas de derrames en plataformas y el volumen de los derrames basados en los hidrocarburos producidos, de 1964 a 2015.

Tabla 1-22. Tasas de Derrames en Plataforma y Tendencias de Volúmenes Derramados Basados en los Hidrocarburos Producidos, de 1964 a 2015

Año	bbl[1] Derramados por Bbbl[1] Producidos	bbl Producidos por bbl Derramados	Producción (Bbbl)	Bbl Derramados por Tamaño de Derrame			# de Derrames por Tamaño de Derrame[2]		
				1-999 bbl	≥ 1,000 bbl	Total	1-999 bbl	≥ 1,000 bbl	Total
1964-1970	142,035	7,041	1.54	2,760	216,616	219,376	11	9	20
1971-1975	11,962	83,061	1.87	5,407	16,935	22,342	721	2	723
1976-1985	3,750	266,682	3.22	9,121	2,956	12,077	671	2	673
1986-1995	1,162	860,805	3.53	4,097	0	4,097	286	0	286
1996-2005	3,478	287,486	5.34	13,508	5,066	18,574	401	3	404
2006-2015	955,179	1,047	5.14	10,951	4,900,000	4,910,951	334	1	335
Total	251,321	3,979	20.6	45,844	5,141,573	5,187,416	2,424	17	2,441

[1] bbl – barril; Bbbl – billones de barriles

[2] En el 2004, el Servicio de Administración de Minerales (Minerals Management Service) cambió los estándares para reportar los derrames para incluir inventarios de las estructuras de la Plataforma Continental Exterior (Outer Continental Shelf , OCS) que fueron destruidas, dañadas de gran manera o desaparecidas. Estos derrames pasivos han impactado el número y volumen de derrames, aunque estos no fueron observados ni requirieron respuesta.

[2] Derrames menores a 50 bbl no fueron registrados durante este periodo

Fuente: Adaptado del BSEE, 2016 (U.S. DOI/BSEE OCS Spill Database, December 2015 (Spills); U.S. DOI/ONRR OCS Production Data, December 2015 (Production)

La **Tabla 1-23** muestra los datos de los mayores derrames de petróleo (BOEM, 2011). El reporte de la BSEE 2016 establece que no identificaron grandes derrames a partir el último reporte, que cubrió el periodo de 1964-2010 **Tabla 1-23**.

Tabla 1-23. Mayores Derrames de Hidrocarburos en los Océanos de Estados Unidos

Fecha	Profundidad del agua (pies)	Distancia de la Costa (millas)	Total Derramado (barriles)	Empresa	Descripción del Derrame: Causa y Consecuencias
1964-04-08	94	48	2,559	Continental Oil	Buque de carga choco con Plataforma A, incendio; el buque de carga y la plataforma fueron dañados
1964-10-03			11,869	Event Total	5 plataformas fueron destruidas durante el Huracán Hilda
	94	48	5,180	Continental Oil	Destrucción de las plataformas A, C y D; reventones (por varios días)
	55	33	5,100	Signal O&G	Destrucción de la plataforma B; reventones (por 17 días)
	102	44	1,589	Tenneco Oil	Destrucción de la plataforma A; perdida del tanque de almacenamiento
1965-07-19	15	7	1,688	Pan American	Perforación de Pozo#7, reventones (8 días), daño mínimo
1969-01-28	190	6	80,000	Union Oil	Perforación de Pozo A-21, reventones (10 días), 50,000 bbl durante los reventones, filtración de 30,000 bbl (durante las siguiente décadas); 4,000 aves murieron; petróleo en las playas.
1969-03-16	30	6	2,500	Mobil Oil	Plataforma sumergible Rimtide perforando en mares inestables choco con un barco de suministro, desplazamiento de la plataforma y corte del cabezal del pozo, reventones (3 a 4 días)
1970-02-10	39	14	65,000	Chevron Oil	Plataforma C, incendio de causa desconocida, reventón de 12 pozos (49 dias), pérdida de la plataforma, cantidades pequeñas de petróleo en las playas.
1970-12-01	60	8	53,000	Shell Oil	Plataforma B, WIRELINE WORK, explosión de gas, incendio, reventón (138 días). Cuatro fatalidades, 36 heridos, pérdida de la plataforma, perdida de 2 equipos de perforación, cantidades pequeñas de petróleo en las playas.
1973-01-09	110	17	9,935	Signal O&G	Falla estructural del tanque de almacenamiento de petróleo en la plataforma A
1973-01-26	61	15	7,000	Chevron Oil	Hundimiento de la barcaza de almacenamiento de la plataforma CA en mares inestables.
1979-11-23	280	10	1,500	Texoma Production	Hoyo en el tanque de diesel de la MODU Pacesetter III, barco de trabajo en mares inestables.
1980-11-14	60	27	1,456	Texaco Oil	Desbordamiento del tanque de almacenamiento de la plataforma A durante la evacuación por el Huracán Jeanne

Fecha	Profundidad del agua (pies)	Distancia de la Costa (millas)	Total Derramado (barriles)	Empresa	Descripción del Derrame: Causa y Consecuencias
2005-09-24			5,066	Event Total	Una plataforma y dos equipos de perforación fueron destruidos por el Huracán Rita
	230	78	2,000	Forest Oil	Destrucción de la plataforma J, derrame de petróleo en cubierta y en el tubo ascendente
	238	78	1,494	Hunt Petroleum	El plataforma autoelevable tipo Jack-up Rowan Fort Worth fue arrastrada, no ha sido encontrado
	182	69	1,572	Remington O&G	Las columnas del plataforma autoelevable tipo Jack-up Rowan Fort Worth colapsaron
2010-04-20	4,992	53	4,900,000	BP E&P (*ver nota a pie de la tabla)	El equipos de perforación DWH, explosión de gas, reventón (87 días para taponear el pozo), incendio; once fatalidades, heridas múltiples, pérdida de equipos de perforación. Petróleo en las playas, fauna afectada y cierre temporal de zonas de pesca

** 4,900,000 es la cifra publicada en el informe BOEM / BSEE y fue una estimación. En enero de 2015, un Tribunal Federal de los Estados Unidos determinó que 3.19 millones de barriles de petróleo era una estimación más adecuada.*

Fuente: Modificado de BOEM, 2011

1.5.1.2 Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX

Petróleos Mexicanos (PEMEX) lleva un registro tanto de los derrames costa afuera como aquellos ocurridos en tierra. Han sido causados principalmente por vandalismo a las instalaciones en tierra, pero también se han dado casos de corrosión o fallas mecánicas de las tuberías terrestres y marinas.

La **Tabla 1-24** presenta el número de derrames registrados por PEMEX así como el volumen derramado (de 1979 a 2012 únicamente). La tabla presenta cierta variabilidad en los datos registrados (desde el 2005 se deja de diferenciar entre los ambientes marinos y terrestres, además de que no se registraron volúmenes a partir del año 2012).

Tabla 1-24. Derrames de Hidrocarburos de PEMEX

Año	Ambiente	Número Total de Derrames[1]	Derrames de PEMEX Exploración	Volumen total Derramado (barriles)[2]	Volumen Derramado por Exploración PEMEX (barriles)
1979	Marino	-	1 (Ixtoc-I)	-	467,000
1997	Marino	74	59	3,633	2,601
1998	Marino	62	55	26,172	25,997
1999	Marino	100	90	591	395
2000	Marino	54	52	535	522
2001	Marino	56	52	381	368
2002	Marino	52	51	221	219
2003	Marino	72	70	1,022	412
2004	Marino	110	110	374	374
2005	Marino y Terrestre	283	226	22,596	1,502
2006	Marino y Terrestre	278	220	25,707	3,410
2007	Marino y Terrestre	270	199	48,200	20,920
2008	Marino y Terrestre	227	152	13,899	2,008
2009	Marino y Terrestre	151	104	53,096	16,282
2010	Marino y Terrestre	149	87	27,971	2,293
2011	Marino y Terrestre	217	103	24,788	1,056
2012	Marino y Terrestre	251	204	2,123	-
2013	Marino y Terrestre	839	773	-	-
2014	Marino y Terrestre	432	17	-	-
2015	Marino y Terrestre	867	29	-	-
2016	Marino y Terrestre	1352	42		-

[1] Derrames ocurridos en todas las actividades de PEMEX (exploración, refinación, gas y actividades petroquímicas). Del 2005 en adelante, los datos no demuestran una distinción entre ambientes terrestres y marinos.
[2] No se registra el volumen derramado a partir del 2013.

Fuente: Modificado de SEMARNAT, 2017

1.5.1.3 Peor Escenario

Como se discute en la **Sección 1.5.2.7 Clasificación de Riesgos y Evaluación de Impactos**, el incidente con las mayores consecuencias para las operaciones de perforación es el reventón del pozo. Una liberación del pozo ocurre cuando los hidrocarburos fluyen del pozo de manera no intencional, pero el flujo es detenido por un sistema de barrera que estaba disponible en el momento del incidente. Un reventón de pozo ocurre cuando el fluido de formación fluye fuera del pozo o entre las capas de formación después de que todas las barreras técnicas predefinidas hayan fallado. Esta es una ocurrencia muy rara. La frecuencia de un incidente de reventón en un pozo de exploración típico con un BOP submarino instalado que incluya arietes de corte y que siga el principio de dos barreras es de 1.2×10^{-4} (0.00012 o 0.012%) por pozo de exploración perforado. En este contexto, 'típico' se define como un pozo que no es de Presión Alta Temperatura Alta. (Lloyds Register, 2017).

Existen diversas causas potenciales para que ocurra la pérdida de control de un pozo que resulte en un incidente de reventón del pozo. Las medidas de control del pozo se implementan como parte de las operaciones de perforación para mantener el control de las presiones de los fluidos del pozo. Si las barreras de control del pozo fallaran, podría haber un flujo incontrolado de fluidos de formación, lo que podría resultar en un incidente de explosión.

Los incidentes de reventones se pueden prevenir en primera instancia utilizando medidas primarias de control de pozos. Esto incluye el predecir y monitorear la presión de formación y controlar la densidad del fluido de perforación. Durante la perforación del pozo, el equipo de perforación utilizará equipos y procedimientos para mantener el sobre balance hidrostático (es decir, una presión del pozo que es mayor que la presión del fluido de formación) para evitar la entrada de hidrocarburos en el pozo. La densidad (es decir, el peso por determinado volumen) del fluido de perforación es controlado para mantener un sobre balance de presión contra la formación, lo que mantiene el pozo estable. Las propiedades de perforación y geológicas se monitorean durante las operaciones y la densidad del fluido de perforación aumenta o disminuye en consecuencia para mantener un sobre balance, lo cual mantiene el pozo estable.

BP utiliza procedimientos estandarizados de planificación y diseño y todas las operaciones de perforación se llevan acorde con un programa de operaciones de pozos. Los procedimientos de ingeniería están diseñados para brindar implementación consistente del diseño y la planificación del pozo. Estos procedimientos incluyen las prácticas y los estándares actuales de la industria. Además, BP trabaja con contratistas de perforación experimentados y calificados, y utiliza procesos de control de calidad, por ejemplo el proceso de admisión del equipo de perforación para confirmar que el equipo es adecuado para el propósito y cumple con los estándares de BP, los contratistas y de las normas vigentes. BP utiliza documentos puente para definir los roles y las responsabilidades del personal, y el programa de verificación y supervisión brinda a BP la garantía de que los contratistas están cumpliendo con sus sistemas de administración.

La MODU estará equipada con un equipo de control de pozo secundario en el caso improbable de que las medidas de control del pozo primario fallen. El equipo de control del pozo secundario tiene un sistema de paro de emergencia que permitiría cerrar el pozo. La BOP tendrá una presión de trabajo que cumple con el estándar 53 del API que consiste en 15,000 libras por pulgada cuadrada (psi) estará equipada con válvulas hidráulicas y con mecanismos de sellado que incluyen arietes de corte ciego.

Una pérdida de control de pozo que resulte en un incidente de reventón podría ocurrir si las barreras de control de pozo primarias y secundarias fallan. Luego del incidente de DWH, BP revisó extensivamente y fortaleció las barreras preventivas usadas en las actividades de perforación. Los resultados de la revisión y las mejoras del proceso se discuten en más detalle en el **Capítulo 3**.

1.5.2 Identificación de Riesgos y Metodología de Jerarquización

La evaluación de riesgos se define como la determinación de qué puede salir mal en un intervalo definido, y qué consecuencias habrá si esto ocurre.

1.5.2.1 Alance de la Evaluación de Riesgos

Este estudio de riesgos considera la fase de exploración del Proyecto, desde la perforación del pozo inicial, pozos adicionales potenciales y prueba de pozo. Al momento de escribir este reporte, aun no se han decidido ciertos

detalles del Proyecto, como la MODU o el WTV exactos que se utilizarán. Por lo tanto, los escenarios descritos en esta sección se basan en los detalles esperados del Proyecto. La evaluación de riesgos será revisada nuevamente en caso de que el equipo contratado cambie los riesgos que se presentan en este reporte. Un registro de los riesgos debe de ser gestionado durante la duración de la campana de perforación.

Todas las actividades se han considerado como parte de la evaluación de riesgos, y todos los escenarios de riesgo potenciales se han comparado y confirmado con el registro de riesgos interno de BP. Únicamente aquellos escenarios que pudieran desencadenar en la liberación de sustancias presentes en los Listados de AAR se incluyen en este ERA. Los escenarios de riesgo que desencadenan en la liberación accidental de sustancias que no se encuentran en los Listados de AAR serán documentados en la evaluación de riesgos para la MIA y el PRDH.

Aunque los especialistas del Proyecto no esperan encontrar ácido sulfhídrico (H_2S) durante el proceso de perforación, debido a la naturaleza desconocida de la perforación exploratoria, existe una muy pequeña posibilidad de que se pudiera llegar a encontrar. Se ha tomado en cuenta un enfoque cauteloso a lo largo de esta evaluación de riesgos, considerando que el H_2S podría estar presente.

1.5.2.2 Metodología de Evaluación de Riesgos

La metodología de evaluación de riesgos presentada en esta sección se basa en el Programa Conjunto de la Industria (Joint Industry Program) Número 6 – Evaluación de Riesgos y Planeación de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos para Instalaciones Costa Afuera (IPIECA-IOGP, 2013), y cumple con el Manual de Evaluación de Riesgos y de la Preparación para Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (IMO, 2010). También se ha desarrollado tomando en cuenta los requerimientos de la Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo de SEMARNAT.

La Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo sugiere que se utilicen los diagramas de tuberías e instrumentación para realizar un Análisis Funcional de Operabilidad (HAZOP). Ya que la MODU exacta y los proveedores de equipo de peroración aún tienen que ser confirmados, los diagramas de tuberías e instrumentación aún no se tienen disponibles, por lo que se ha usado un enfoque diferente. Dicho enfoque utiliza el trabajo realizado por el Centro de Seguridad Costa Afuera (Center for Offshore Safety, COS).

El COS es un grupo patrocinado por la industria que se enfoca exclusivamente en la seguridad costa afuera de la plataforma continental estadounidense. El COS tiene como propósito adoptar estándares de excelencia para garantizar la mejora continua en seguridad e integridad operacional costa afuera.

El COS es responsable del desarrollo de documentos de buenas prácticas para la industria costa afuera, en las áreas sistemas de seguridad y administración ambiental.

1.5.2.3 Metodología de Análisis BowTie

El Sistema y Análisis de Barreras (BowTie) para prevenir accidentes y mitigar consecuencias si es que un evento ocurre, es uno de los enfoques que principalmente utiliza BP para administración de riesgos mayores.

Un riesgo es la medición de la probabilidad de que ocurra un evento indeseable (es decir, un incidente) y las consecuencias potencialmente adversas que dicho evento podría tener en las personas, el ambiente o los recursos económicos (IAGC-OGP 1999). Un evento indeseable puede ocurrir debido a un peligro, que es una situación con el potencial de causar efectos adversos. Un ejemplo de un peligro incluye la presión dentro del pozo, que puede derivar en la pérdida de control de los hidrocarburos en el pozo.

El sistema y análisis de barreras en la administración de riesgos utiliza la combinación de equipo, procesos y procedimientos llevados a cabo por personal competente como barreras para prevenir condiciones que podrían permitir que un peligro se convierta en un evento indeseado. Si un evento indeseado ocurre, se implementarán más barreras para mitigar y minimizar el riesgo, tanto para prevenir que el evento de riesgo ocurra, como para mitigar y responder al evento de riesgo en el caso de que ocurriera para manejar las consecuencias potenciales.

BP ha trabajado, junto con otros socios de la industria, para mejorar la fortaleza de las barreras utilizadas en la prevención y manejo de riesgos de la perforación en aguas profundas. Estas mejoras han sido a través de las

lecciones aprendidas del incidente DWH y la respuesta en 2010.BP utiliza los requerimientos globales estandarizados para el diseño y construcción de pozos, a fin de reducir el riesgo de un accidente mayor.

BP ha evaluado los riesgos asociados con la construcción e intervención de un pozo costa afuera y las actividades de prueba de pozo, así como los riesgos marinos. BP ha identificado las barreras que deben ser implementadas para prevenir que ocurran eventos indeseados y para mitigar las consecuencias en caso de que dichos eventos llegarán a ocurrir. Las barreras fueron identificadas en colaboración con expertos multidisciplinarios en el tema de toda la compañía. Para que sean efectivas, cada una de las barreras debe ser independiente de las otras, y debe ser capaz de detener completamente el desarrollo de un escenario de riesgo sin la ayuda de otras barreras, tareas o equipo adicionales. Las barreras de BP consisten en tareas y actividades criticas bien definidas, lo que mejora la calidad del sistema y análisis de barreras.

Se implementarán procedimientos y equipos para controlar la liberación de hidrocarburos si esto llegara a ocurrir. Esto incluye medidas para mantener seguro al personal, como la prevención de igniciones, la extinción de incendios y la protección contra explosiones y el equipo de monitoreo de H_2S. Se implementarán procedimientos de evacuación y escape para el personal. Además, se implementarán planes de respuesta de emergencia que definirán los procedimientos de respuesta en caso de una emergencia y las medidas para la contención, recuperación y control de los hidrocarburos liberados.

La administración de riesgos es un proceso dinámico. Los riesgos se re-evalúan regularmente, y BP busca continuamente como refinar su conocimiento respecto a las barreras, a fin de garantizar una estrategia robusta de administración de riesgos. Los eventos de riesgo potencial que han sido identificados para el Proyecto, y que han sido descritos aquí, han sido identificados por un personal de seguridad y riesgo operacional especializado de BP. Dichos eventos han sido evaluados con base en las tendencias y eventos históricos de la industria, así como en el programa propuesto de perforación.

El enfoque de ‘bowtie’ es parte del proceso integral de identificación de barreras que BP utiliza. El análisis BowTie es una herramienta de administración de riesgos cualitativa que se usa para mostrar gráficamente los eventos de riesgo, sus causas, consecuencias y barreras. Los ‘bowties’ se desarrollan siguiendo los siguientes pasos:

1. Se identifican los peligros de una operación particular utilizando una variedad de técnicas, incluyendo un Estudio de Identificación de Peligros (Hazard Identification, HAZID). Un peligro es algo que tiene el potencial de causar daño.

2. Una vez que el peligro ha sido identificado, se elige un evento. Este evento ocurre cuando se pierde el control sobre el peligro. No hay un daño o efecto negativo aún, pero es inminente.

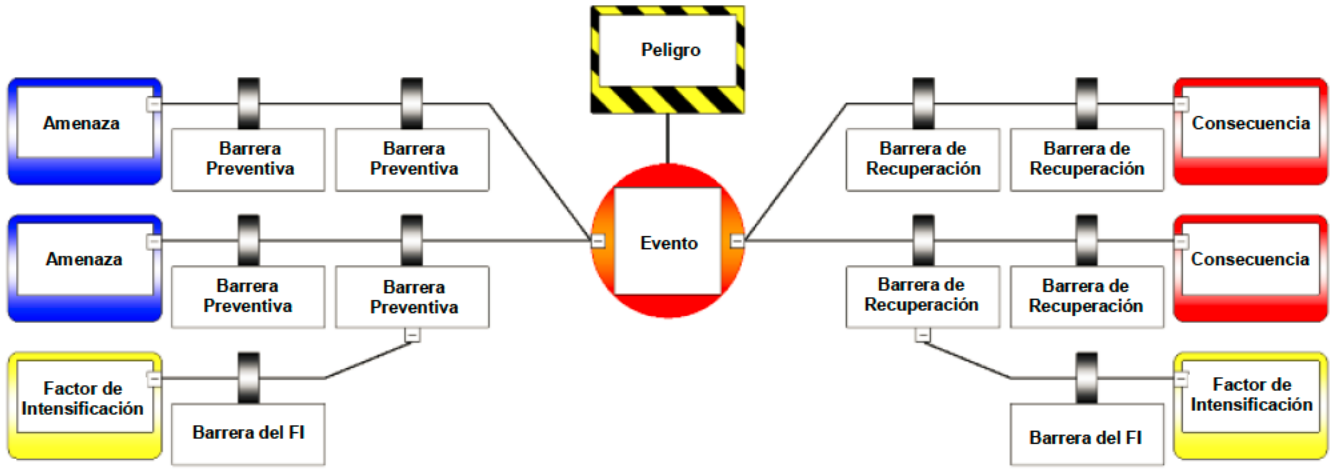
3. Se identifican las amenazas que son la causa del evento. Puede haber múltiples amenazas.

4. Se identifican las consecuencias que resultan del evento. Puede haber más de una consecuencia para cada evento.

5. Se determinan las barreras para controlar el escenario. Hay dos tipos de barreras, ilustradas en la **Figura 1-26** de cada lado del ‘bowtie’.

Figura 1-26. Diagrama BowTie

Lado izquierdo del 'bowtie'	**Lado derecho del 'bowtie'**
Medidas preventivas que eliminan completamente la amenaza o previenen que la amenaza cause el evento.	Medidas que reducen la probabilidad o severidad de la consecuencia.



Fuente: CGE Risk Management Solutions, 2018.

1.5.2.4 Proceso ALARP

BP utiliza el principio de 'tan bajo como sea razonable en la práctica' (As Low As Reasonably Practicable, ALARP) en la evaluación de la reducción de riesgos. BP utiliza un proceso de notificación y aprobación para garantizar que los riesgos se gestionen y se establezcan suficientes barreras para gestionar los riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente posible.

La evaluación y calificación del riesgo se realiza para considerar la probabilidad y el impacto de eventos específicos. Los riesgos se representan en una matriz para facilitar una representación visual de los eventos de riesgo. La posición de un evento de riesgo en la matriz define el nivel de notificación y aprobación requerida dentro de la organización.

Los riesgos más importantes son informados al director de operaciones de exploración y producción. Otros riesgos son notificados al vicepresidente de pozos regionales y a los gerentes de pozos de esas regiones, según la naturaleza específica del riesgo y su posición en la matriz.

La comunicación de riesgos y las barreras existentes para prevenir o mitigar esos riesgos, son importantes para reforzar la responsabilidad que cada miembro de la fuerza laboral tiene en la administración de riesgos.

El sistema de administración que se implementará para gestionar el Proyecto creará barreras críticas en el proceso de riesgo. El sistema de administración reflejará los riesgos que se han identificado y evaluado.

1.5.2.5 Metodología de la Evaluación de Riesgos Ambientales

En julio de 2018, se llevó a cabo un taller multidisciplinario con especialistas en proyectos de BP donde se discutieron los peligros identificados en los bowties existentes y los más apropiados fueron escogidos como escenarios para este ERA. Estos escenarios se encuentran enlistados en la **Tabla 1-25**.

Las sustancias en los Listados de AAR (proporcionadas en la **Tabla 1-26**) han sido consideradas. Ya que es un Proyecto de perforación exploratoria, las características exactas del yacimiento aún no se conocen. Las cantidades de sustancias incluidas en los Listados de AAR que se espera estén presentes en el yacimiento de hidrocarburos se han utilizado para calcular los volúmenes de descarga que podrían alcanzar cantidades reportables según los Listados. Estos volúmenes se han calculado en la **Tabla 1-27**.

Cada uno de los escenarios de la **Tabla 1-25** han sido comparados con los volúmenes que causarían cantidades reportables según los Listados de AAR. Si el escenario pudiera desencadenar en la liberación de sustancias de los Listados de AAR en cantidades reportables, dicho escenario se registra en la Tabla 1-29 como un escenario del ERA.

Se asignan valores de probabilidad y severidad a cada uno de los escenarios del ERA de acuerdo con los criterios de evaluación de la **Tabla 1-30** y **Tabla 1-31**.

Tabla 1-25. Resumen de Eventos Peligrosos

Amenaza	Evento
Reventón del pozo debido a errores en el diseño del pozo.	Pérdida de control del pozo: Construcción del pozo
Reventón del pozo debido a errores en las operaciones de construcción.	
Falla de los buques para navegar correctamente o falla de equipo, provocando una colisión con la MODU, derivando en pérdida de la estabilidad de la MODU y pérdida de control del pozo.	Pérdida de control del pozo: Colisión de buques costa afuera
Actividad de terceros causando colisiones de buques con la MODU, derivando en pérdida de la estabilidad de la MODU y pérdida de control del pozo.	
Clima adverso causado colisiones entre la MODU y el buque, derivando en pérdida de la estabilidad de la MODU y pérdida de control del pozo.	
Pérdida de la estabilidad de la MODU debido a actividades de lastre incorrectas, derivando en pérdida de control del pozo.	Pérdida de control del pozo: Estabilidad – MODU
Pérdida de la estabilidad de la MODU debido a clima extremo, derivando en pérdida de control del pozo.	
Falla mecánica mientras se realizan operaciones, causando la pérdida del tubo ascendente.	Pérdida de control del pozo: Pérdida o falla en el tubo ascendente
Se exceden las capacidades del tubo ascendente o del sistema, causando una falla en el tubo ascendente.	
Clima extremo o pérdida de estación, causando una falla en el tubo ascendente.	
Bloqueo del compensador que deriva en una falla catastrófica en la sarta de asentamiento durante la prueba de pozo.	Falla en la prueba de pozo
Falla catastrófica de la manguera flexible durante la prueba de pozo, debido a un defecto interno no detectado.	Falla en la prueba de pozo
Falla de la manguera presurizada transfiriendo fluidos de prueba de pozo y gas de la MODU al WTV, causada, por ejemplo, por el movimiento del WTV y la MODU, dañando la manguera y provocando que se rompa.	Falla en la prueba de pozo: Equipo
Pérdida de posición de WTV o buque de perforación, causando que los buques se separen y que la manguera que transfiere los fluidos entre ellos se desconecte.	Falla en la prueba de pozo: Equipo
Falla en el colector múltiple de estrangulamiento resultando en sobrepresión en el separador.	Falla en la prueba de pozo
Escape de gas del separador resultando en sobrepresión catastrófica en el tanque de compensación.	Falla en la prueba de pozo
Falla en el sellado del separador o del tanque de compensación, causando una fuga del 20% en el tanque.	Falla en la prueba de pozo: Equipo

Amenaza	Evento
Falla en el sellado del separador o del tanque de compensación, causando una fuga del 100% en el tanque	Falla en la prueba de pozo: Equipo
Incendio de charco en el área de la prueba de pozo resultando en un BLEVE en el separador.	Falla en la prueba de pozo: Incendio
Erosión de las tuberías, resultando en pérdida de contención primaria, posible dardo de fuego (jetifre).	Falla en la prueba de pozo: Incendio
Apagado de flama, resultando en venteo frio, que podría resultar en un incendio espontáneo (lejos del equipo de perforación y personal) cuando se vuelva a encender.	Falla en la prueba de pozo: Incendio
Falla en el quemador durante prueba de pozo.	Falla en la prueba de pozo
Sobrellenado de tanques, apertura de válvulas de alivio, etc.	Falla en la prueba de pozo
Gases atrapados en formación rocosa liberados a través de los recortes.	Proceso

Tabla 1-26. Sustancias Incluidas en los Listados de Actividades Altamente Riesgosas

Sustancia	Cantidad Reportable
Primer Listado de AAR – Sustancias Tóxicas	
Ácido Sulfhídrico	10 kg
Segundo Listado de AAR – Sustancias Inflamables y Explosivas	
Ácido Sulfhídrico	500 kg
Metano	500 kg
Etano	500 kg
Propano	500 kg
Butano	500 kg
Pentano	3000 kg
Hexano	20 000 kg

Tabla 1-27. Límites de Liberación para Sustancias en los Listados de AAR

	Ácido Sulfhídrico	Metano	Etano	Propano	Butano	Pentano	Hexano
Densidad a 20°C /1 atm (kgm^{-3})	1.434	0.668	1.264	1.882	2.489		
Densidad a 25°C (kgm^{-3})						620.9	654.8
Cantidad reportable según listados	10	500	500	500	500	3000	2000
Volumen (m^3) para alcanzar la cantidad reportable	7.0	748.5	395.6	265.7	200.9	4.8	30.5
% de gas del yacimiento	0.02%	83.2%	7.09%	4.62%	0.56%		
% de hidrocarburos del yacimiento						4.64%	5.73%
Volumen de gas del yacimiento para alcanzar límites reportables (m^3)	34868	900	5579	5751	35,872		
Volumen de hidrocarburos del yacimiento para alcanzar límites reportables (m^3)						104	533

Tabla 1-28. Cantidades Límite para la Liberación de Material Peligroso por Pérdida de Contención Primaria (Loss of Primary Containment, LOPC)

Clasificación de Peligro del Material	Nivel 1[1]	Nivel 2[1]
Toxicidad por Inhalación – incluye: • ácido sulfhídrico (H_2S)	≥ 25 kg (55 lb)	≥ 2.5 kg (5.5 lb)
Gas Inflamable, por ejemplo: • gas natural • metano, etano, propano, butano	≥ 500 kg	≥50 kg
Líquidos inflamables con punto de ebullición ≤ 35°C (95° F) y flash point < 23° C (73° F), por ejemplo: • gas licuado del petróleo • gas natural licuado	≥ 500 kg	≥50 kg
Líquidos inflamables con punto de ebullición > 35°C (95° F) y flash point < 23° C (73° F), por ejemplo • petróleo crudo con gravedad API >15	≥ 7 bbl	≥ 0.7 bbl

[1] *Cantidades de liberación al aire libre*

Fuente: OGP Process Safety – Recommended Practice on Key Performance Indicators, 2017.

1.5.2.6 Escenarios de Incidentes y Accidentes

Los estándares y controles efectivos reducen la probabilidad y las consecuencias de incidentes potenciales durante las actividades de perforación exploratoria. Pero aun con buenos controles, es imposible eliminar cualquier posibilidad de que un incidente ocurra. La **Tabla 1-25** presenta los escenarios identificados que podrían resultar en una liberación de sustancias incluidas en los Listados de AAR.

1.5.2.6.1 Listados de Actividades Altamente Riesgosas

De acuerdo con el artículo 30 de la LGEEPA, las autorizaciones para obras que pudieran causar un desequilibrio ecológico necesitan una MIA. Si se va a llevar a cabo una AAR, también se requiere un ERA.

Las actividades se definen por el manejo de sustancias incluidas en los Listados de AAR, que tienen cantidades reportables definidas. Los Listados de AAR contienen cientos de sustancias. Las sustancias de AAR y sus cantidades reportables correspondientes que pudieran ser potencialmente liberadas durante la exploración de hidrocarburos se enlistan en la **Tabla 1-26.**

Para cuantificar los límites de los Listados de AAR, se estimaron los volúmenes de descarga para cada sustancia, presentados en la **Tabla 1-27,** a continuación. Ya que la etapa del Proyecto es exploración, todos los valores utilizados en los cálculos son estimados, y pueden variar significativamente de las propiedades reales del yacimiento.

Las propiedades del yacimiento de hidrocarburos han sido estimadas por especialistas en BP, a fin de proveer la proporción esperada de las sustancias presentadas en la **Tabla 1-26** presentadas en la **Tabla 1-27** como porcentaje de gas/hidrocarburo del yacimiento). Esto se ha utilizado para calcular el volumen de gas e hidrocarburos requeridos para lograr las cantidades reportables. La **Tabla 1-27** muestra los volúmenes estimados correspondientes de gas e hidrocarburos que se deberían liberar para alcanzar las cantidades reportables de cada sustancia peligrosa.

Para BP, las sustancias con mayor probabilidad de superar los límites de los Listados de son el metano si se libera gas, y pentano si hidrocarburos son liberados. Los volúmenes de petróleo crudo y gas liberados podrían provocar cantidades reportables de los Listados son:

- 104 m^3 de petróleo crudo
- 900 m^3 (a una presión y temperaturas típicas) de gas del yacimiento

Ya que las características del yacimiento son desconocidas, estos valores son únicamente indicativos, pero ilustran el 'mejor estimado' disponible al momento de escribir este ERA. Se han estimado volúmenes para el peor caso de liberación, para cada uno de los escenarios de riesgo. La **Tabla 1-29** muestra dichos volúmenes y registra si exceden las cantidades reportables.

El reporte de la IOGP referente a Seguridad de Procesos (practica recomendada en los indicadores clave de desempeño, 2017) utiliza sustancias y cantidades límite similares a las de los Listados de AAR para categorizar incidentes de Pérdida de Contención Primaria (Loss of Primary Containment, LOPC). BP sigue y se adhiere a los estándares de la IOGP.

Para que los incidentes se registren como Eventos de Seguridad de Procesos (Process Safety Events, PSE), se debe liberar una cantidad mínima de material peligroso dentro de un periodo de una hora. PSE Nivel 1 registra incidentes con mayores consecuencias. PSE Nivel 2 registra incidentes con menores consecuencias.

Para gases y líquidos inflamables con puntos de ebullición menores a 35°C, las cantidades se alinean con los Listados de AAR. El límite para petróleo crudo con una gravedad API superior a 15 es más conservador que el Listado equivalente para pentano y hexano. Ver la **Tabla 1-28** más adelante. El petróleo crudo del prospecto Dos Ojos-1 tiene una gravedad esperada de 27 API.

Tabla 1-29. Resumen de Eventos Peligrosos

#	Peligro	Evento	Volumen Estimado del Peor Escenario Creíble y Tipo de Descarga	¿Mayor al Límite de los Listados?	¿Mayor al Límite de IOGP?
1	Reventón del pozo debido a errores en el diseño del pozo. Reventón del pozo debido a errores en las operaciones de construcción.	Pérdida de control del pozo: Construcción del pozo	~27,612 barriles/día (~4,390 m^3/día) petróleo crudo* ~19.1 MMscf/day (540 Mm^3/d) gas del yacimiento	Sí	Sí
2	Falla de los buques para navegar correctamente o falla de equipo, provocando una colisión con la MODU, derivando en pérdida de la estabilidad de la MODU y pérdida de control del pozo. Actividad de terceros causando colisiones de buques con la MODU, derivando en pérdida de la estabilidad de la MODU y pérdida de control del pozo. Clima adverso causado colisiones entre la MODU y el buque, derivando en pérdida de la estabilidad de la MODU y pérdida de control del pozo.	Pérdida de control del pozo, resultando en reventón de pozo : Colisión de buques costa afuera	~27,612 barriles/día (~4,390 m^3/ día) petróleo crudo* ~19.1 MMscf/day (540 Mm^3/d) gas del yacimiento	Sí	Sí
3	Pérdida de la estabilidad de la MODU debido a actividades de lastre incorrectas, derivando en pérdida de control del pozo. Pérdida de la estabilidad de la MODU debido a clima extremo, derivando en pérdida de control del pozo.	Pérdida de control del pozo, resultando en reventón de pozo: Estabilidad – MODU	~27,612 barriles/día (~4,390 m^3/ día) petróleo crudo* ~19.1 MMscf/day (540 Mm^3/d) gas del yacimiento	Sí	Sí
4	Falla mecánica mientras se realizan operaciones, causando la pérdida del tubo ascendente. Se exceden las capacidades del tubo ascendente o del sistema, causando una falla en el tubo ascendente. Clima extremo o pérdida de estación, causando una falla en el tubo ascendente.	Pérdida de control del pozo resultando en reventón de pozo: Pérdida o falla en el tubo ascendente			
5	Bloqueo del compensador que deriva en una falla catastrófica en la sarta de asentamiento durante la prueba de pozo – liberación a través de tubería de 4.5”.	Falla en la prueba de pozo	313 bbl petróleo crudo 216 Mscf (6116 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal de 30,000 bbls/día por 15 minutos.	Sí	Sí

#	Peligro	Evento	Volumen Estimado del Peor Escenario Creíble y Tipo de Descarga	¿Mayor al Límite de los Listados?	¿Mayor al Límite de IOGP?
6	Falla catastrófica de la manguera flexible durante la prueba de pozo, debido a un defecto interno no detectado.	Falla en la prueba de pozo	208 bbl petróleo crudo 144 Mscf (4070 m^3) gas del yacimiento Se asumen un caudal de 20,000 bbls/día por 15 minutos.	Sí	Sí
7	Falla de la manguera presurizada transfiriendo fluidos de la prueba de pozo y gas de la MODU al WTV, causada, por ejemplo, por el movimiento del WTV y la MODU, dañando la manguera y provocando que se rompa.	Falla en la prueba de pozo: Equipo	37 bbl (6 m^3) petróleo crudo 25.5 Mscf (723 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal máximo de 10,000 bbls/día, con una ruptura total de una manguera con 3” de diámetro y un tiempo de respuesta para paro de 5 minutos.	No	Sí
8	Pérdida de posición de WTV o buque de perforación, causando que los buques se separen y que la manguera que transfiere los fluidos entre ellos se desconecte.	Falla del equipo de DP	<1 bbl petróleo crudo < 500 scf gas del yacimiento (la manguera tendrá válvulas de apagado automáticas)	No	No
9	Falla en el colector múltiple de estrangulamiento resultando en sobrepresión en el separador.	Falla en la prueba de pozo	156 bbl petróleo crudo 108 Mscf (3058 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal de 15,000 bbls/día por 15 minutos.	Sí	Sí
10	Escape de gas del separador resultando en sobrepresión catastrófica en el tanque de compensación.	Falla en la prueba de pozo	232 bbl petróleo crudo 160 Mscf (4530 m^3) gas del yacimiento Se asume una capacidad del tanque de compensación de 8 m^3 con un porcentaje de 40% de agua en la mezcla liberada del tanque. Se asume un caudal de 6,000 bbls/día por 15 minutos.	Sí	Sí

#	Peligro	Evento	Volumen Estimado del Peor Escenario Creíble y Tipo de Descarga	¿Mayor al Límite de los Listados?	¿Mayor al Límite de IOGP?
11	Falla en el sellado del separador causando una fuga del 100% en la tubería, además de pérdida de los contenidos del separador	Falla en la prueba de pozo: Equipo	274 bbl petróleo crudo 189 Mscf (5352 m^3) gas del yacimiento Se asume una capacidad del tanque de compensación de 8 m^3 con un porcentaje de 40% de agua en la mezcla liberada del tanque. Se asume un caudal de 10,000 bbls/día por 15 minutos.	Sí	Sí
12	Falla en el sellado del separador causando una fuga del 20% en la tubería, además de pérdida de los contenidos del separador	Falla en la prueba de pozo: Equipo	190 bbl petróleo crudo 131 Mscf (3710 m^3) gas del yacimiento Se asume una capacidad del tanque de compensación de 8 m^3 con un porcentaje de 40% de agua en la mezcla liberada del tanque. Se asume un caudal de 2,000 bbls/día por 15 minutos.	Sí	Sí
13	Apagado de llama, resultando en venteo frio	Falla en la prueba de pozo: Incendio	71.8 Mscf (2033 m^3) gas del yacimiento Se asume que el separador trabaja con un caudal de 10,000 bbl/día y venteos fríos cada 15 minutos.	Sí	Sí
14	Sobrellenado de tanques, apertura de válvulas de alivio, causando la liberación de los contenidos del tanque	Falla en la prueba de pozo	66 bbl petróleo crudo 45.5 Mscf (1290 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal de 6,000 bbls/día	No	Sí
15	Gases atrapados en los recortes de perforación	Proceso	Cantidades traza de gas del yacimiento.	No	No

** Los valores de reventón de pozo se basan en una tasa promedio de más de 90 días. La tasa inicial sería de 24,132 m^3/día, disminuyendo a un promedio de 23,685 m^3/día en un periodo de 42 días y a 22,592 m^3/día en un periodo de 90 días.*

1.5.2.6.2 Vida Útil del Escenario y Suposiciones

Es altamente improbable que ocurra un reventón del pozo En el caso altamente improbable en que ocurran ambas medidas de control del pozo primarias y secundarias y que ocurra un incidente de reventón de pozo, BP iniciará un conjunto de medidas tan pronto como sea posible y cuando sea seguro hacerlo. Muchas de estas medidas se implementarán simultáneamente para brindar una respuesta integral. Este enfoque también proporciona un nivel de contingencia de modo que si las medidas de respuesta iniciales no son exitosas, estarán disponibles medidas adicionales para ser implementadas como respaldo:

- Intervención de la BOP: la primera respuesta de BP sería intentar medidas de intervención directas destinadas a cerrar la BOP original. BP mantendrá el equipo y los Vehículos Remotamente Operados (Remotely Operated Vehicle ROV) que se desplegarán para intentar proporcionar fuerza hidráulica para cerrar los preventores de cierre total en el BOP directamente. Se estima que una respuesta de intervención de la BOP toma entre 2 y 5 días.

- Capping Stack: si se produjera un incidente de reventón del pozo, BP comenzaría inmediatamente la movilización de un capping stack primario. Se estima la movilización e instalación del tapón tomaría 42 días.

- Pozo de Alivio: Dependiendo de circunstancias en donde el control del pozo no se puede restablecer, se puede perforar un pozo de alivio para matar el pozo, lo que se estima que tome 90 días en el peor escenario creíble.

La modelación del derrame de hidrocarburos mostrada en el **Capítulo 2** muestra los resultados del peor escenario, con un reventón de 90 días para perforar un pozo de alivio.

El proceso interno de BP para calcular la tasa de descarga no controlada en estado estable del pozo, calcula la descarga de peor caso creíble asociada con la pérdida de control del pozo, que se resume a continuación.

Se realiza un análisis Nodal™ de la tasa de descarga en el pozo y en la región de drenaje de los pozos en el yacimiento. El cálculo se realiza en el punto en el que todas las posibles formaciones de hidrocarburos con producción están abiertas para fluir hacia arriba por el orificio abierto o la sarta de revestimiento hacia las bridas del cabezal del pozo sin restricciones en el pozo, como los tubos de perforación, y sin restricciones en la parte superior del pozo, como el cabezal o el BOP.

El software de análisis Nodal ™ preferido para los cálculos de rendimiento de pozo en estado estable dentro de BP es la aplicación Prosper, desarrollada y distribuida por Petroleum Experts Ltd.

A diferencia de un escenario de reventón del pozo de diámetro completo, los escenarios de la prueba de pozo asumen que el flujo y la presión de los fluidos del yacimiento son restringidos o controlados a lo largo de las etapas del proceso. Se estima que el flujo a través de la sarta de la tubería de la MODU es de 30,000 bbl/día.

Mientras el fluido del yacimiento pasa a través del sistema de prueba de pozo, el flujo se va reduciendo por medio del SST y tuberías a un estimado de 20,000 bbls/día. El flujo del colector múltiple de estrangulamiento, el método primario para controlar el flujo del pozo, reduciría el flujo a un estimado de 15,000 bbl/día. Mientras el fluido continúa dirigiéndose hacia el tanque de compensación, el flujo se reduce aún más por medio de tuberías de 3”. El caudal para una falla en el llenado del tanque se asume en 6,000 bbl/día.

Para la mayoría de los escenarios, existen sistemas que detienen automáticamente el flujo del pozo en condiciones de emergencia. Para proporcionar peores escenarios creíbles, se asume que estos sistemas no se activan, y que el paro es manual. BP proporciona capacitaciones extensas a sus operadores para ‘detener el trabajo’, pero ha encontrado que si algo falla, el personal trata de identificar y resolver el problema primero, y luego decide parar la operación. En estos casos, puede llevar hasta 15 minutos que se detenga una actividad. Por lo tanto, se utilizan los 15 minutos como el peor escenario creíble para la duración de los escenarios.

1.5.2.7 Clasificación de Riesgos y Evaluación de Impactos

La **Tabla 1-30** y **Tabla 1-31** contienen las definiciones de probabilidad y severidad utilizadas en esta evaluación de riesgos. Estas son consistentes con las definiciones de los eventos no planeados utilizadas y descritas en el **Capítulo 5** de la MIA. Esta evaluación considera la **probabilidad** de que ocurra un evento y la **severidad** potencial de las consecuencias al ambiente si llegara a ocurrir.

Tabla 1-30. Categorías de Nivel de Probabilidad (P) para Eventos No Planeados

	Probabilidad (P)	Definición
1	**Extremadamente Improbable**	Es extremadamente improbable que el evento ocurra, debido a los amplios controles de diseño que han sido incorporados al diseño del Proyecto.
2	**Improbable**	Debido al diseño de medidas de control existente, es improbable que el evento ocurra, pero podría ocurrir en algún momento durante el ciclo de vida del Proyecto.
3	**Posible**	A pesar de tener un diseño de control instalado, es posible que el evento ocurra durante algún momento durante el ciclo de vida del Proyecto. Esto usualmente se relaciona con eventos de baja severidad.
4	**Casi Seguro**	A pesar de tener controles de diseño implementados, es casi seguro que el evento ocurra durante el ciclo de vida del Proyecto. Esto usualmente se relaciona con eventos insignificantes o de baja severidad.

Tabla 1-31. Categorías de Nivel de Severidad para Eventos No Planeados

	Severidad	Definición
1	**Insignificante**	Poco o ningún daño al ambiente Impacto a corto plazo que se encuentra muy focalizado
2	**Baja**	Cierto daño al ambiente que se encuentra muy focalizado No se impactan receptores sensibles Rápida degradación de materiales derramados Rápida o completa recuperación de los receptores afectados
3	**Media**	Daño focalizados al ambiente No se impactan receptores sensibles Degradación lenta de los materiales derramados Recuperación lenta pero completa de los receptores afectados
4	**Alta**	Daños severos al ambiente Receptores sensibles impactados Degradación lenta o nula de los materiales derramados Recuperación lenta o nula de los receptores afectados

La probabilidad tiene una base cualitativa donde se considera la posibilidad de que un evento ocurra. El Proyecto tiene medidas de control extensas que reducen la probabilidad de que un evento no planeado ocurra, pero la evaluación supone que no se pueden descartar las posibilidades de que ocurra un evento. La asignación de valores de probabilidad se basa en los datos históricos, los cuales podrían no considerar todas las medidas de control que se tienen implementadas en la realidad.

La evaluación de eventos no planeados de este ERA se diseñó para complementar la evaluación más amplia realizada para la MIA, la cual será presentada al mismo tiempo que este reporte. La evaluación de riesgo ambiental tiene un alcance más reducido, para así concentrarse enteramente en escenarios que pudieran liberar cantidades reportables de sustancias en los Listados de AAR.

La severidad está basada en el daño potencial al ambiente, considerando los posibles efectos en las áreas sensibles descritas en el **Capítulo 2**.

Se les han asignado valores de probabilidad y severidad a los escenarios de la **Tabla 1-29** como se muestra en la **Tabla 1-32**.

La severidad del evento no planeado se determina cualitativamente utilizando las categorías establecidas en la **Tabla 1-31**. Las clasificaciones de severidad para cada escenario han sido asignadas basándose en la información presentada en el **Capítulo 2**.

1.5.2.8 Jerarquía de Escenarios

La **Tabla 1-30** de probabilidad y la **Tabla 1-31** de severidad se combinan para obtener una matriz de significancia de los escenarios. Los escenarios se han insertado a la matriz para clasificarlos, con una significancia mayor, moderada, menor o insignificante.

Cada escenario del Resumen de Eventos Peligrosos (**Tabla 1-32**) se ha introducido a la Matriz de Significancia de los Escenarios (**Tabla 1-33**). Estos se han catalogado según su clasificación de severidad y probabilidad. Los escenarios con significancia más alta son los escenarios de reventón del pozo, todos clasificados como "Moderados", ya que a pesar de que la probabilidad de ocurrencia es extremadamente improbable sus consecuencias, si es que sucedieran, serían de severidad alta.

Los escenarios 5, 7, 10 y 11 incluyen el bloqueo del compensador (5) y la falla del sello del separador (11), que se clasificaron con significancia menor. Aunque las consecuencias de estos escenarios es clasificada como menor, la probabilidad de ocurrencia es más alta.

Los escenarios de prueba de pozo restantes se clasificaron como insignificantes, debido principalmente a su baja consecuencia. Esto incluye a los escenarios 12 y 13, definidos como riesgos a la seguridad de los procesos según la definición de la IOGP, pero no se espera que liberen volúmenes suficientemente grandes para superar la cantidad reportable de los Listados de AAR.

Los escenarios 1 (reventón del pozo), 5 (bloqueo del compensador) y 8 (falla del colector múltiple de estrangulamiento) representan, a grandes rasgos, el tipo de incidente, la probabilidad y el impacto. Los parámetros de cada escenario serán modelados para predecir los efectos más probables con mayor detalle.

Tabla 1-32. Resumen de Eventos Peligrosos

#	Escenario	Evento	Volumen Estimado Peor Escenario Creíble y Tipo de Descarga	Probabilidad	Severidad
1	Reventón del pozo debido a errores en el diseño del pozo u operaciones de construcción.	Pérdida de control del pozo: Construcción del pozo	~142,125 barriles/día (22,596 m^3/dia) petróleo crudo* ~38.4 MMscf/dia (1.1 MMm^3/dia) gas del yacimiento	1	4
2	Falla de los buques para navegar correctamente o falla de equipo, provocando una colisión con la MODU, derivando en pérdida de la estabilidad de la MODU y pérdida de control del pozo.	Pérdida de control del pozo: Colisión de buques costa afuera	~142,125 barriles/día (22,596 m^3/dia) petróleo crudo* ~38.4 MMscf/dia (1.1 MMm^3/dia) gas del yacimiento 500 m^3 MGO	1	4
3	Pérdida de la estabilidad de la MODU debido a actividades de lastre incorrectas o clima extremo, derivando en pérdida de control del pozo.	Pérdida de control del pozo: Estabilidad – MODU	~~142,125 barriles/día (22,596 m^3/dia) petróleo crudo* ~38.4 MMscf/dia (1.1 MMm^3/dia) gas del yacimiento	1	4
4	Falla mecánica mientras se realizan operaciones, excediendo las capacidades del tubo ascendente o del sistema causando una falla del tubo ascendente.	Pérdida de control del pozo: Pérdida o falla en el tubo ascendente		1	4
5	Bloqueo del compensador que deriva en una falla catastrófica en la sarta de asentamiento durante la prueba de pozo – liberación a través de tubería de 4.5”.	Falla en la prueba de pozo	313 bbl petróleo crudo 84 Mscf (2390 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal de 30,000 bbls/día por 15 minutos.	2	3
6	Falla catastrófica de la manguera flexible durante la prueba de pozo, debido a un defecto interno no detectado	Falla en la prueba de pozo	208 bbl petróleo crudo 56 Mscf (1593 m^3) gas del yacimiento Se asumen un caudal de 20,000 bbls/día por 15 minutos.	1	2
7	Falla de la manguera presurizada transfiriendo fluidos de la prueba de pozo y gas de la MODU al WTV.	Falla en la prueba de pozo	37 bbl (6 m^3) petróleo crudo 9.7 Mscf (275 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal máximo de 10,000 bbls/day, con una ruptura total de una manguera con 3” de diámetro y un tiempo de respuesta para paro de 5 minutos.	2	2
8	Falla en el colector múltiple de estrangulamiento resultando en sobrepresión en el separador.	Falla en la prueba de pozo	156 bbl petróleo crudo 42 Mscf (1193 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal de 15,000 bbls/día por 15 minutos.	1	2
9	Escape de gas del separador resultando en sobrepresión catastrófica en el tanque de compensación.	Falla en la prueba de pozo	232 bbl petróleo crudo 63 Mscf (1174 m^3) gas del yacimiento Se asume una capacidad del tanque de compensación de 8 m^3 con un porcentaje de 40% de agua en la mezcla liberada del tanque. Se asume un caudal de 6,000 bbls/día por 15 minutos.	1	2
10	Falla en el sellado del separador causando una fuga del 100% en la tubería, además de pérdida de los contenidos del separador	Falla en la prueba de pozo: Equipo	274 bbl petróleo crudo 74 Mscf (2096 m^3) gas del yacimiento Se asume una capacidad del tanque de compensación de 8 m^3 con un porcentaje de 40% de agua en la mezcla liberada del tanque. Se asume un caudal de 10,000 bbls/día por 15 minutos.	1	3
11	Falla en el sellado del separador causando una fuga del 20% en la tubería, además de pérdida de los contenidos del separador.	Falla en la prueba de pozo: Equipo	190 bbl petróleo crudo 51 Mscf (1455 m^3) gas del yacimiento Se asume una capacidad del tanque de compensación de 8 m^3 con un porcentaje de 40% de agua en la mezcla liberada del tanque. Se asume un caudal de 2,000 bbls/día por 15 minutos.	2	2
12	Apagado de llama, resultando en venteo frio.[1]	Falla en la prueba de pozo: Incendio	56 Mscf (1593 m^3) gas del yacimiento Se asume que el separador trabaja con un caudal de 10,000 bbl/día y venteos fríos cada 15 minutos.	3	1
13	Sobrellenado de tanques, apertura de válvulas de alivio, causando la liberación de los contenidos del tanque.	Falla en la prueba de pozo	66 bbl petróleo crudo 18 Mscf (506 m^3) gas del yacimiento Se asume un caudal de 6,000 bbls/día	2	1
14	Gases atrapados en los recortes de perforación.	Proceso	Cantidades traza de gas del yacimiento.	2	1

[1] Un alto contenido de CO_2 es relativamente probable, con base en las características esperadas del yacimiento, lo que podría causar un venteo frío.

** Los valores de reventón de pozo se basan en una tasa promedio de más de 90 días. La tasa inicial sería de 24,132 m^3/día, disminuyendo a un promedio de 23,685 m^3/día en un periodo de 42 días y a 22,592 m^3/día en un periodo de 90 días.*

Tabla 1-33. Significancia de Escenarios

		Severidad del Impacto			
		Insignificante	**Baja**	**Media**	**Alta**
Posibilidad del Impacto	Extremadamente Improbable	Insignificante	Insignificante	Menor	Moderada
	Improbable	Insignificante	Menor	Menor	Moderada
	Posible	Insignificante	Menor	Moderada	Mayor
	Casi Seguro	Insignificante	Moderada	Mayor	Mayor

		Severidad del Impacto			
		Media	**Media**	**Media**	**Media**
Posibilidad del Impacto	Extremadamente Improbable		6, 9,10	11	1, 2, 3, 4
	Improbable	14, 15, 8	7, 12	5	
	Posible	13			
	Casi Seguro				

2.0 Descripción de las Zonas de Protección Alrededor de las Instalaciones

2.1 Radio Potencial de Afectación

2.1.1 Simulación de Escenario

Se identificaron tres escenarios de fuga en la **Sección 1.5.2.8, Jerarquía de Escenarios**. Para evaluar la influencia de dichos escenarios, se realizaron diferentes modelos:

1. Reventón del pozo por falla de la tubería
2. Bloqueo del compensador
3. Falla del colector múltiple de estrangulamiento

Una herramienta de modelado para consecuencias, PHAST vs 8.1, desarrollado por DNV GL, fue utilizado para predecir las consecuencias de la liberación de hidrocarburos con respecto a incendio, explosión e impacto tóxico. El modelo incluye los siguientes supuestos los cuales se ven reflejados en los resultados.

1. El radio de efecto de la afectación por radiación térmica no considera los efectos de la radiación solar ni de cualquier tipo de obstrucción o protección física.

2. El radio del efecto es la distancia máxima radial de la fuente de fuga para cualquier escenario y condiciones de viento.

3. El gas se modela con una liberación en una ubicación no confinada, sin embargo se asume la suficiente congestión del mismo como para que ocurra una explosión por nube de vapor.

4. Una vez liberado, el tamaño máximo de la nube de gas inflamable se alcanza dentro de los primeros 60 segundos, una fuente de ignición se encuentra dentro del mismo rango de tiempo, ocasionando una explosión.

5. El método de multi-energía (MEM) es utilizado para obtener los valores máximos de sobrepresión. El coeficiente de energía (TNO 7) de la Organización de los Países Bajos para la Investigación Científica Aplicada (Netherlands Organization for Applied Scientific Research, TNO) se eligió para representar el peor escenario realista para una planta de geometría normal (incluyendo las instalaciones para la prueba de pozo). El radio de sobrepresión de la explosión es independiente de las condiciones climáticas.

Los reportes de PHAST que muestran los criterios de entrada y su configuración se proporcionan en la **Sección 5.2.**

2.1.2 Criterios para Definir las Zonas de Seguridad

Los criterios utilizados para definir los modelos de alto riesgo y zonas de amortiguamiento se muestran en la **Tabla 2-1**. Éstos están establecidos por la Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo de SEMARNAT y la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos (en borrador) de la ASEA.

Tabla 2-1. Criterios de Alto Riesgo y Zonas de Amortiguamiento

Consecuencia	Zona		
	Alto Riesgo para el Equipo	**Alto Riesgo**	**Zona de Amortiguamiento**
Inflamabilidad (Radiación térmica)	12.5 – 37.5 kW/m^2	5 kW/m2	1.4 kW/m^2
Explosividad (Sobrepresión)	0.21 - 0.70 kg/cm^2	0.070 kg/cm^2	0.035 kg/cm^2
	3 – 10 psi	1 psi	0.5 psi

Fuente: Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo Modalidad Análisis de Riesgo de SEMARNAT y la Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos de la ASEA

Los umbrales de radiación térmica corresponden a las condiciones mostradas en la **Tabla 2-2**.

Tabla 2-2. Umbrales de Flujo de Radiación Térmica

Flujo de Radiación Térmica (kW/m^2)	Descripción
1.4 (zona de amortiguamiento)	El umbral es para personal en operación. El personal con la indumentaria apropiada puede estar continuamente expuesto.
5 (zona de alto riesgo)	Intensidad de calor por radiación máxima en áreas donde el personal puede realizar acciones de emergencia de hasta 30 s sin protección pero con la indumentaria apropiada.
12 (alto riesgo para los equipos – umbral inferior)	Energía mínima requerida para promover la ignición de madera, el derretimiento de tubería plástica.
37.5 (alto riesgo para los equipos – umbral superior)	Suficiente para causar daño al equipo de proceso.

Fuente: API Estándar 521 (2014): Sistemas de alivio de presión y despresurizado.

2.1.3 Condiciones de Simulación

Las condiciones atmosféricas que se utilizaron para todas las simulaciones se muestran en la **Tabla 2-3**.

Tabla 2-3. Condiciones Atmosféricas

Parámetro	Valor
Temperatura ambiente (ºC)	25
Humedad relativa (%)	70
Velocidad del viento (m/s)	2, 5,10
Estabilidad Meteorológica de Pasquill	D

2.1.3.1 Escenario 1 Falla de la Tubería Causando un Reventón de Pozo

La falla de tubería del pozo resulta en condiciones para un reventón en la superficie a bordo de la MODU. Este escenario se ha modelado como un reventón de superficie, y aunque sea muy improbable, representa el peor escenario para la liberación de gases. Una liberación importante de gas en el lado superior podría conducir a condiciones de explosión del hidrocarburo en el subsuelo debido a una explosión resultante y daños a la MODU, tubo ascendente o el BOP. De esta manera, ambas liberaciones podrían ocurrir como parte del mismo incidente.

Las condiciones operativas de la tubería se presentan en la **Tabla 2-4**.

Tabla 2-4. Condiciones Operativas de la Tubería del Pozo

Parámetro	Valor
Temperatura (ºC)	107
Presión (psi)	3522
Dirección de la Fuga	vertical

2.1.3.2 Escenario 2. Bloqueo del Compensador

Este escenario es el bloqueo del compensador, lo cual ocasiona una falla catastrófica en la sarta de asentamiento a bordo del MODU así como una liberación incontrolada de los hidrocarburos. Las condiciones operativas del compensador se muestran en la **Tabla 2-5**.

Tabla 2-5. Condiciones Operativas del Compensador

Parámetro	Valor
Temperatura (ºC)	107
Presión (psi)	3522
Dirección de Fuga	vertical

2.1.3.3 Escenario 3. Falla del Colector Múltiple de Estrangulamiento

Este escenario es la falla del colector múltiple de estrangulamiento a bordo del WTV, provocando una catastrófica sobrepresión en el Separador de prueba. Las condiciones operativas del colector múltiple de estrangulamiento se muestran en la **Tabla 2-6.**

Tabla 2-6. Condiciones Operativas del Colector

Parámetro	Valor
Temperatura (ºC)	60
Presión (psi)	2000
Dirección de Fuga	45°

2.1.4 Resultados de los Escenarios de Fuga (Escenarios 1, 2 y 3)

Debido a que las actividades de exploración son costa afuera, aproximadamente a 230 km de la costa, no hay áreas pobladas cercanas, equipo, tuberías o instalaciones que estén dentro de las zonas de peligro por incendio o explosión.

La licencia otorgada a BP limita a cualquier actividad llevada a cabo por un tercero en el Área Contractual. Bajo los términos del acuerdo, BP deberá establecer una zona de exclusión de seguridad para navegación de 500 m alrededor de la MODU (y WTV cuando fluyan hidrocarburos). Esto será aplicado por la duración del programa de perforación. Por consiguiente, las embarcaciones pesqueras no estarán permitidas dentro de las zonas de

amortiguamiento del peor escenario, teniendo un radio de 500 m para incendios o explosiones. De esta forma, solo las interacciones de riesgo que podrían estar presentes se limitan a las instalaciones del Proyecto.

En las instalaciones, existe un riesgo para la vida si se produjese el peor escenario de reventón. Se esperan aproximadamente entre 160-200 trabajadores en la embarcación de perforación en cualquier momento. Durante las operaciones normales, se espera que hasta 10 personas se encuentren en el piso de perforación. En el evento de una falla en la tubería, la cual causaría un reventón del pozo, existe el potencial de un número bajo de fatalidades afectando al personal en el piso de perforación. Se asume que el resto del personal alejado de la zona de alto riesgo, sobrevivirá al evento inicial y tendrán la posibilidad de escapar al mar de forma segura. La probabilidad de un evento de reventón se basa en la frecuencia de eventos de reventón tomados de los datos históricos de SINTEF de pozos normales:

- La frecuencia de perforación exploratoria, reventón profundo (pozo normal), por pozo perforado = 1.2×10^{-4} (Registro Lloyd, 2017)

- Probabilidad promedio de ignición inmediata = 0.2 (probabilidad de sumergimiento del tubo ascendente de perforación por reventón – UKOOA 1999, modelo 27)

Por lo tanto, la probabilidad general del reventón del pozo e ignición inmediata = 2.4×10^{-5} por año.

Si un escenario con ignición inmediata ocurriera, entonces se corre el riesgo de escalaciones, ya que más equipo se dañaría con la explosión. Para el peor escenario de reventón por fallo en tuberías, el radio de afectación de la explosión sería de 117 m con base en 200 mbar de sobrepresión de explosión y 51 m con base en 700 mbar de sobrepresión de explosión. Se espera que el equipo dentro del rango de los 51 m experimente daños. Si el daño del equipo causa que más gases o líquidos inflamables se fuguen, entonces se corre el riesgo de la escalación del incendio.

Los resultados de la modelación PHAST para todos los escenarios se resumen en las **Tabla 2-7** y **Tabla 2-8**.

Tabla 2-7. Radio de Efecto del Incendio

#	Escenario	Diámetro de Fuga (Pulgada)	Velocidad del Viento (m/s)	Alto Riesgo para el Equipo – 37.5 kW/m^2	Alto Riesgo para el Equipo – 12.5 kW/m^2	Alto Riesgo – 5 kW/m^2	Amortiguamiento - 1.4 kW/m^2
1	Reventón del Pozo por Falla en la Tubería	12.375	2	En la fuente	11	33	71
			5	7	25	41	73
			10	17	32	45	78
2	Bloqueo del Compensador	4	2	En la fuente	6	13	31
			5	4	11	18	32
			10	8	14	19	34
3	Falla en el Colector Múltiple de Estrangulamiento	3.4	2	En la fuente	6	18	31
			5	4	9	18	32
			10	8	12	19	34

Tabla 2-8. Radio de Efecto de Explosión

#	Escenario	Gas Vertido (kg)	Alto Riesgo para el Equipo – 700 mbar	Alto Riesgo para el Equipo – 200 mbar	Alto Riesgo – 70 mbar	Amortiguamiento – 35 mbar
1	Reventón del Pozo por Falla en la Tubería	780	51	117	270	500
2	Bloqueo del Compesador	150	30	68	150	288
3	Falla en el Colector Múltiple de Estrangulamiento	78	24	55	125	232

2.1.4.1 Escenario 1. Falla en la Tubería del Pozo

El dardo de fuego (jetfire) resultante del reventón del pozo tiene un alto riesgo para el equipo, (umbral inferior) radio de 14 m con velocidades de viento de 2 m/s. Para esta velocidad de viento, el umbral superior en la zona de alto riesgo para el equipo sería en la fuente, mucho de ese calor se dirigiría hacia arriba y no hacia fuera, hacia otro equipo de perforación – esto sucede en los tres escenarios. A mayores velocidades del viento el calor es dirigido a la dirección del viento, causando un alto riesgo al equipo (umbral superior), extendiéndose hasta 7 m a 5 m/s. Las zonas de amortiguamiento de alto riesgo se encuentran a 33 y 71 metros respectivamente con velocidades de viento de 2 m/s **(Figura 2-1).** El alto riesgo al equipo (umbral superior), alto riesgo al equipo (umbral inferior), alto riesgo y zona de amortiguamiento para el radio de explosión por sobrepresión son 51, 117, 270 y 500 metros respectivamente **(Figura 2-2).**

Figura 2-1. Radios de Intensidad del Dardo de Fuego (Jetfire) para Reventón del Pozo en la MODU

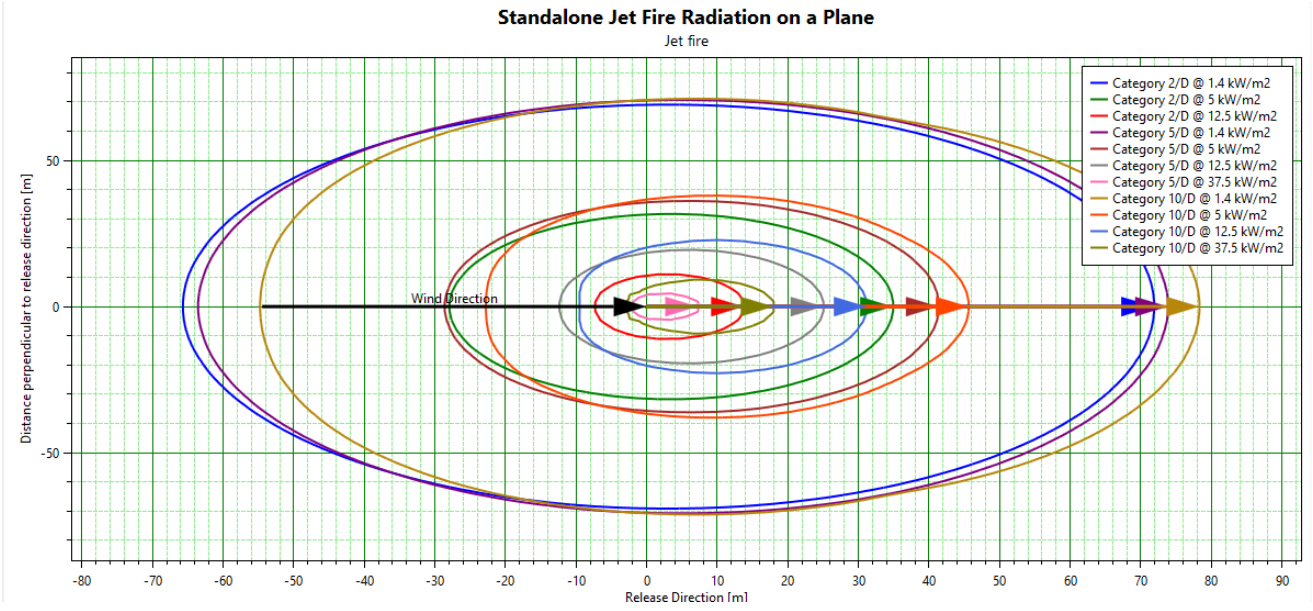
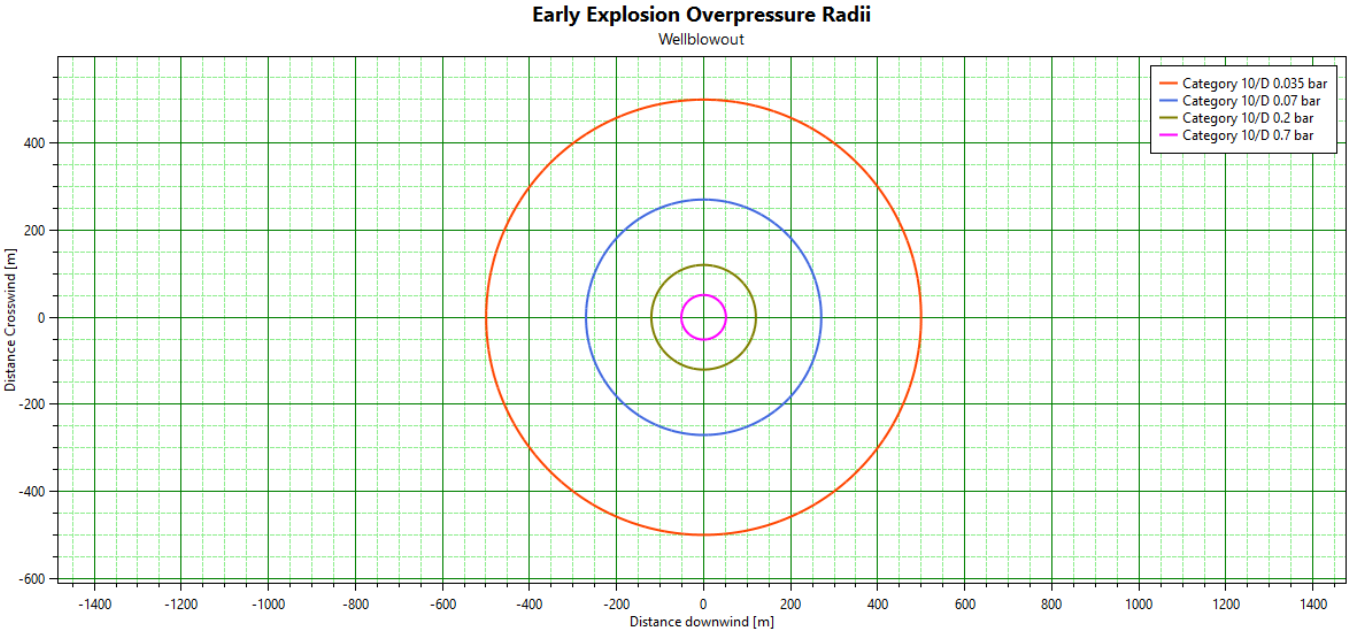


Figura 2-2. Radios de Afectación por Explosión por Reventón del Pozo en la MODU



2.1.4.2 Escenario 2. Bloqueo del Compensador

La zona de alto riesgo por dardo de fuego (jetfire) para el equipo (umbral inferior) asociada con el bloqueo e ignición del compensador tiene un radio de hasta 6 metros con vientos de 2 m/s **(Figura 2-3).** Los radios de alto riesgo y amortiguamiento alcanzan 13 y 31 metros respectivamente con vientos de 2 m/s. Los radios de alto riesgo para el equipo (umbral superior), alto riesgo para el equipo (umbral inferior), zona de alto riesgo y amortiguamiento por explosión por sobrepresión son 30, 68, 150 y 288 metros respectivamente **(Figura 2-4).**

Figura 2-3. Radios de Intensidad de Dardo de Fuego (Jetfire) por bloqueo del Compensador en la MODU

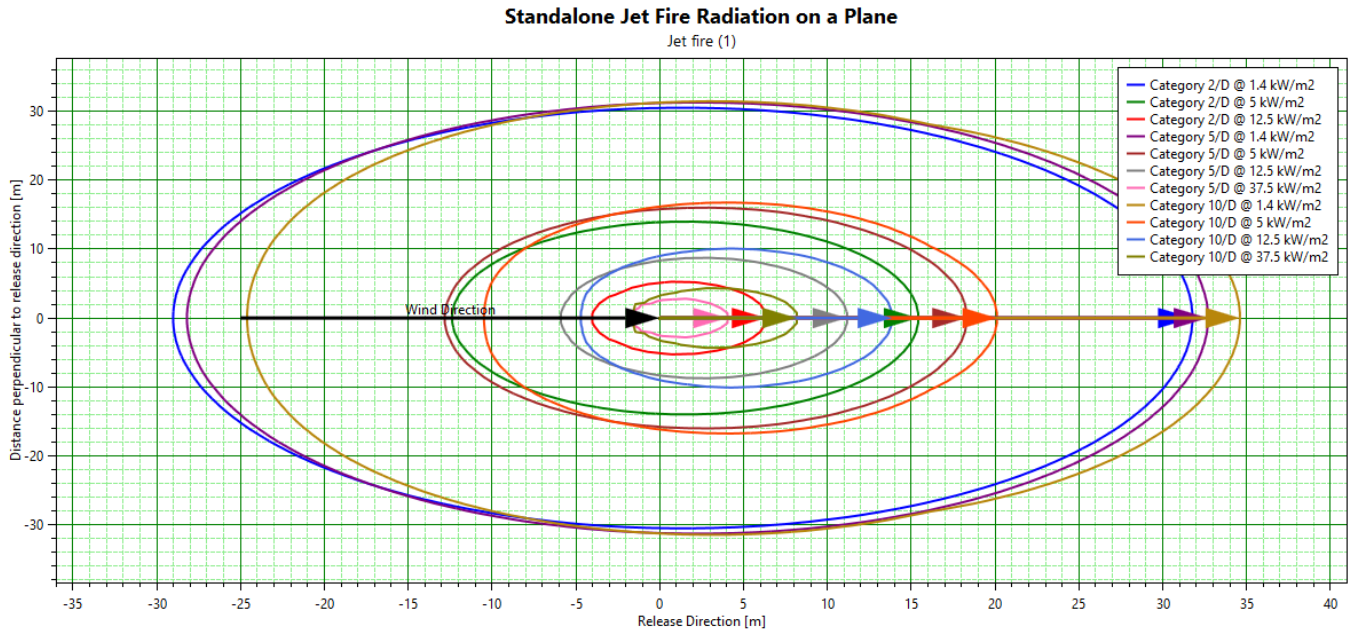
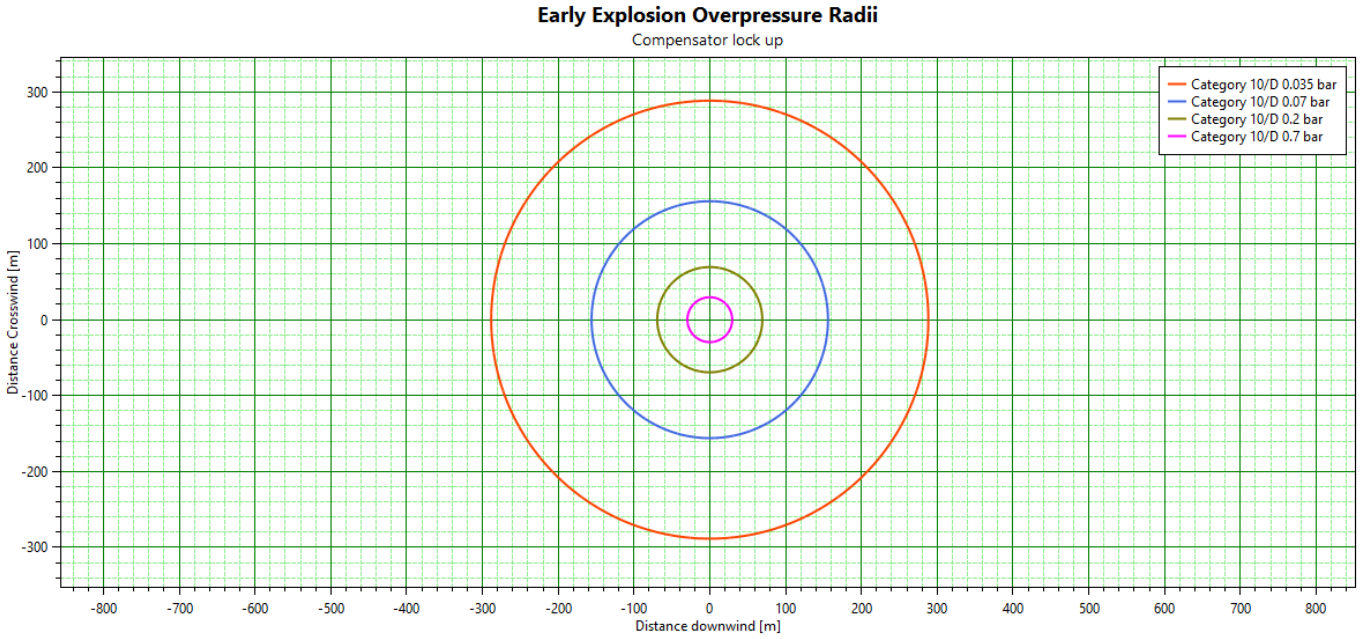


Figura 2-4. Radios de Afectación por Explosión causadas por el Bloqueo del Compensador en la MODU



/

2.1.4.3 Escenario 3. Falla en el Colector Múltiple de Estrangulamiento

La zona de alto riesgo del dardo de fuego (jetfire) para el equipo (umbral inferior) para el fallo en el colector múltiple de estrangulamiento es de hasta 6 metros con vientos de 2 m/s **(Figura 2-5).** El radio de las zonas de alto riesgo y la zona de amortiguamiento alcanzan 18 y 31 metros respectivamente con vientos de 2 m/s. El alto riesgo al equipo (umbral superior), el alto riesgo al equipo (umbral inferior), los radios de las zonas de amortiguamiento y de alto riesgo por la explosión por sobrepresión son 24, 55, 125 y 232 metros respectivamente **(Figura 2-6).**

Figura 2-5. Radio de Intensidad del Dardo de Fuego (jetfire) por Fallo del Colector Múltiple de Estrangulamiento en el WTV

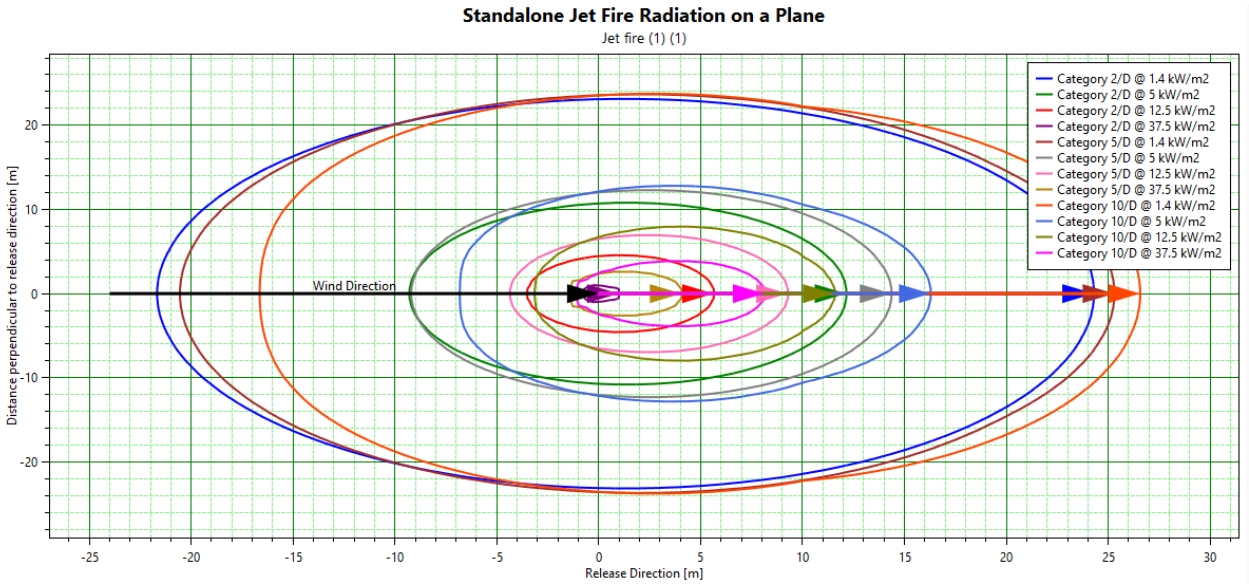
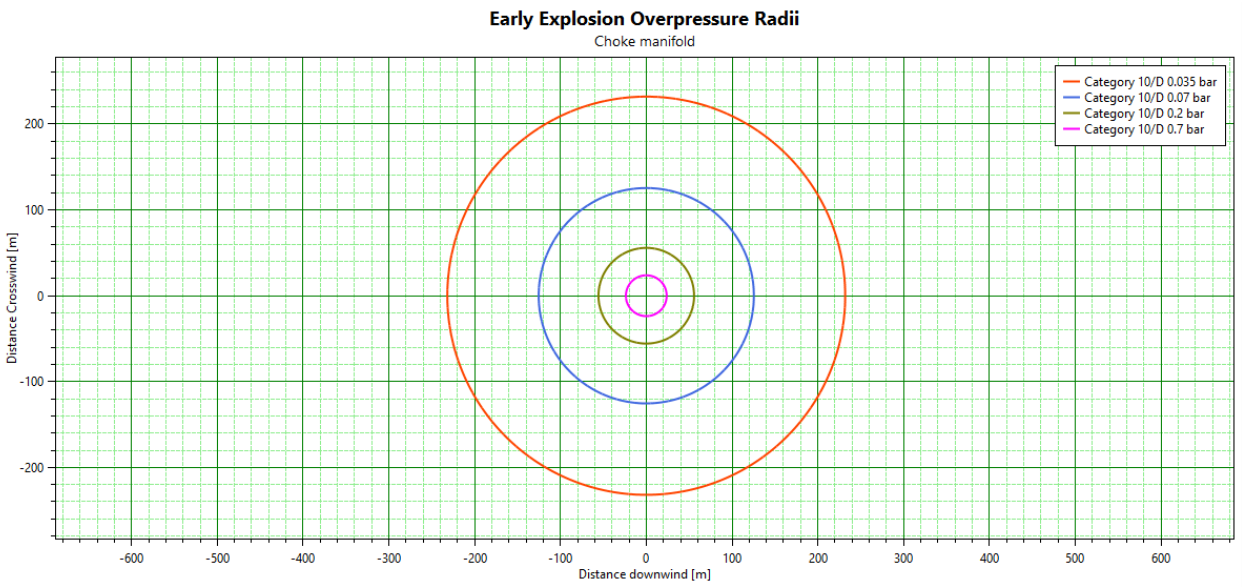


Figura 2-6. Radio de afectación de la Explosión por Fallo del Colector Múltiple de Estrangulamiento en el WTV



2.2 Derrame de Hidrocarburos al Mar

2.2.1 Resumen

2.1.1.1 Detalles de la Modelación

El evento no planeado con mayor potencial a causar un impacto ambiental y económico catastrófico es el vertimiento de hidrocarburo por medio del reventón submarino de un pozo. La tasa a la cual el hidrocarburo pueda ser vertido dependerá de la presión del yacimiento, la viscosidad del petróleo crudo y la restricción de flujo debido al pozo y su revestimiento.

No se esperan derrames significativos de hidrocarburos en los escenarios de prueba de pozos debido a los volúmenes más pequeños de hidrocarburo manejado, la inclusión de medidas de contención de derrames en el diseño de equipos de prueba de pozos y el sistema rápido de paro de emergencia. Si el petróleo se derrama en el mar, es probable que el impacto ambiental sea mínimo, a corto plazo y localizado en el área inmediata alrededor de la MODU. Por lo cual, esta sección solo contiene la modelación para el derrame de hidrocarburo en el escenario de “peor de los casos”, en el que un reventón submarino de pozo resulte de una falla de la tubería. La modelación del derrame de hidrocarburos fue llevada a cabo por BP para varios escenarios, incluyendo su estimado del escenario de reventón de pozos (peor de los casos) de 22,596 m^3 de hidrocarburo por día.

Se modelaron dos duraciones diferentes de reventón:

- 42 días estimados para la instalación del equipo de taponamiento de pozos submarinos (capping stack); y
- 90 días que es el tiempo estimado para completar el pozo de alivio.

En este ERA, solo los modelos con duración de 90-dias se presentan como los de peor de los casos.

Se modeló para dos temporadas diferentes:

- Abril a Septiembre: Temporada de Lluvias (también “verano”);
- Octubre a Marzo: Temporada Seca (también “invierno”).

Para la modelación del derrame de hidrocarburos con los parámetros del Golfo de México, las temporadas son relevantes por sus efectos en los patrones de las corrientes oceánicas. Las investigaciones publicadas sobre el

Golfo de México, incluyendo la Bahía de Campeche, muestran solo dos patrones distintos de corrientes oceánicas superficiales, los cuales son consistentes e identificables en una escala de tiempo decenal, y que corresponden al modelo típico para la temporada de lluvias/temporada seca de las áreas tropicales globales. Para mayor información en estas dos temporadas y su correlación con las Corrientes del mar, referirse a la **Sección 1.1.2.1, Estacionalidad**, y **Sección 1.1.2.7, Patrones de Circulación**.

El destino del derrame se ha modelado para evaluar los efectos de los escenarios potenciales de derrame que puedan suceder como parte del Proyecto (**Sección 1.5.2.6 Escenarios de Accidente e Incidente**). El objetivo principal de la modelación de derrame fue evaluar el transporte, los destinos y efectos por el petróleo asociados a cada escenario. La trayectoria y destino del de derrame de hidrocarburos utilizó el modelo Contingencia y Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (Oil Spill Contingency and Response, OSCAR) de SINTEF. Los supuestos usados en la modelación fueron conservadores (ej. 90 días para perforar un pozo de alivio y una liberación continua como peor de los casos) y no consideran otras medidas de respuesta a emergencia para contener o recuperar el hidrocarburo. Un vertimiento sin mitigación (falta del despliegue de medidas de respuesta de emergencia) es extremadamente improbable ya que una variedad de acciones de respuesta ante derrames serían tomadas. La información de configuración del modelo se proporciona en la **Sección 5.4 Detalles de la Modelación OSCAR**.

El modelo estocástico del derrame de hidrocarburo se ha realizado utilizando el “peor escenario” donde se tiene una liberación continua de 22,596 m^3/día por 90 días a una profundidad de 2,660 metros y a una distancia de 288 km al noreste del puerto de Dos Bocas.

2.1.1.2 Umbrales de Modelación

Se utilizan umbrales en la modelación con el fin de definir a qué nivel el hidrocarburo se convierte en “insignificante”. Los umbrales de la modelación del derrame de hidrocarburos se muestran en la **Tabla 2-9**. El hidrocarburo en la línea costera puede afectar a los receptores ambientales y socioeconómicos. Los umbrales de efecto letal en la costa son de 1 kg/m^2 para vegetación creciendo a lo largo costas planas con sedimentos suaves y 100 g/m^2 para invertebrados epifaunales (French-McCay, 2009). Un umbral más conservador de hidrocarburo estancado de 0.001 g/m^2 fue utilizado en la modelación estocástica como la cantidad de petróleo que provocaría (de forma conservadora) la necesidad de limpieza de la costa. Esto es equivalente a una densidad de bolas de alquitrán de 1” de diámetro @ 0.12 – 0.14 por m^2 de costa (NOAA, 2013).

El umbral de presencia de hidrocarburos en la superficie fue escogido como el espesor mínimo que pueda ser observado a simple vista y es consistente con el Código de Apariencia de Hidrocarburos del Acuerdo de Bonn (Lewis, 2007).

Tabla 2-9. Umbrales de la Modelación de Derrame de Hidrocarburos

Umbral	Valor
Superficie	0.04 µm
Costa	0.001 l/m^2

2.1.1.3 Resumen de Resultados

En la temporada de verano se encuentran los valores más altos, bajos y promedio de presencia de hidrocarburos en la costa en todas las simulaciones. Ésta va de las 5,563 toneladas métricas (invierno) hasta 83,458 toneladas métricas (verano), representando el escenario más alto en el estudio. Los tiempos de llegada mínimos son más rápidos en el escenario de invierno y estos se esperan de aproximadamente 9.15 días. Los tiempos de llegada promedio son muy similares (21.72 y 22.9 días para verano e invierno respectivamente), mientras que los mayores tiempos de llegada se observan a los 32.31 días en verano y 42.16 días en invierno.

La probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa producida por el reventón del pozo y el escenario del pozo de alivio es mayor en la costa del Golfo al oeste y noroeste del sitio de liberación, donde hasta el 97% de la probabilidad se observa en algunas de las celdas costeras. En general los escenarios en verano resultan en mayores distancias de presencia de hidrocarburos, sobre ~50% a lo largo de la costa de México al sur de la frontera

con los Estados Unidos, mientras que los escenarios en invierno tienen mayores posibilidades a lo largo de la sección más al sur de la costa, entre la base logística y la región de Veracruz. Por otro lado, al este de la base de abastecimiento aparece una presencia de hidrocarburo muy limitada, donde existe una extensión de 80 km de la base logística teniendo una máxima probabilidad <50% y generalmente no mayor a 20%. Más allá de esto, no existe presencia en la costa más al este. Las **Figura 2-7** y **Figura 2-8** muestran la huella potencial de todas las áreas que los hidrocarburos podrían alcanzar, para diferentes condiciones climáticas.

Existe poca diferencia entre las tendencias generales de los tiempos de llegada mínimos a la costa para el escenario del alivio del pozo. Generalmente, los tiempos de llegada más rápidas pueden esperarse al sur y sur oeste sobre la costa este de la región de Veracruz, donde los tiempos mínimos de llegada son de ~14 días. Más al norte, los tiempos de llegada decrecen y continúan a hacerlo en la costa norte hacia el este.

La extensión de cada contorno para la presencia de hidrocarburos, incluyendo el área total con > 10% de probabilidad de presencia es mayor en la temporada de invierno. De ello se deduce que las condiciones meteorológicas y oceanográficas en los meses de verano impulsan una mayor acumulación de hidrocarburos hacia la costa están trabajando para reducir el volumen de hidrocarburos en el mar durante esta temporada y, por lo tanto, reducir la extensión frente al invierno.

La presencia de hidrocarburos tiene (como las observaciones de los escenarios de colisión y los de los reventones) menor probabilidad al este del sitio de liberación, con grandes secciones de agua costera a lo largo de la plataforma de Yucatán presentando ninguna presencia en cualquiera de las estaciones. Este es el resultado de la corriente de circulación prevalente del este al oeste en esta parte del Golfo a lo largo del Banco de Campeche (Zavalka-Hidalgo et al, 2003). Por otro lado, el riesgo de presencia de hidrocarburos es alto (>80%) para una franja de 1,000 km del Golfo al oeste del sitio de liberación para ambas temporadas.

Los tiempos de llegada son más comparables entre estas temporadas. El hidrocarburo se espera que alcance la costa cercana (hasta 10 km) dentro de los ~ 14 días al oeste del sitio del pozo y cruzar la Frontera Marítima de México ~ 30 días después de que comience la liberación. El hidrocarburo aún se transporta al medio ambiente al final de la simulación (165 días) en la zona noreste del Golfo.

Estas figuras y modelado se ejecutan sin mitigaciones de respuesta en su lugar. En realidad, la cantidad de hidrocarburo en el medio ambiente se reduciría mediante acciones de respuesta que se movilizarían de inmediato.

La costa Mexicana que colinda con las fronteras de los Estados Unidos (Matamoros) hasta el estado de Tabasco podrían estar potencialmente expuestos a un umbral superior de 1.0 g/m2 de presencia de hidrocarburos en muchos casos, el modelo reportó una presencia de hidrocarburos severa (por encima de los10 mm de espesor de hidrocarburo emulsificado en la costa). El estado de Veracruz estaría esperando primero la presencia de hidrocarburos, con el tiempo de llegada más cercano excediendo el umbral dentro los primeros 9 días 3 horas, en la temporada de invierno. Este se extiende a 12 días 21 horas en el verano. Considerando el tiempo de llegada, se espera que el hidrocarburo se encontraría intemperado en ese entonces. Este periodo de tiempo se espera que proporcione suficiente tiempo de movilización de respuesta para prevenir la presencia de hidrocarburos en las costas.

Figura 2-7. Revetón Submarino del Pozo Dos Ojos-1 con la Intervención del Pozo de Alivio a los 90 días, Modelos Estocásticos de Probabilidad Superficial (Verano)

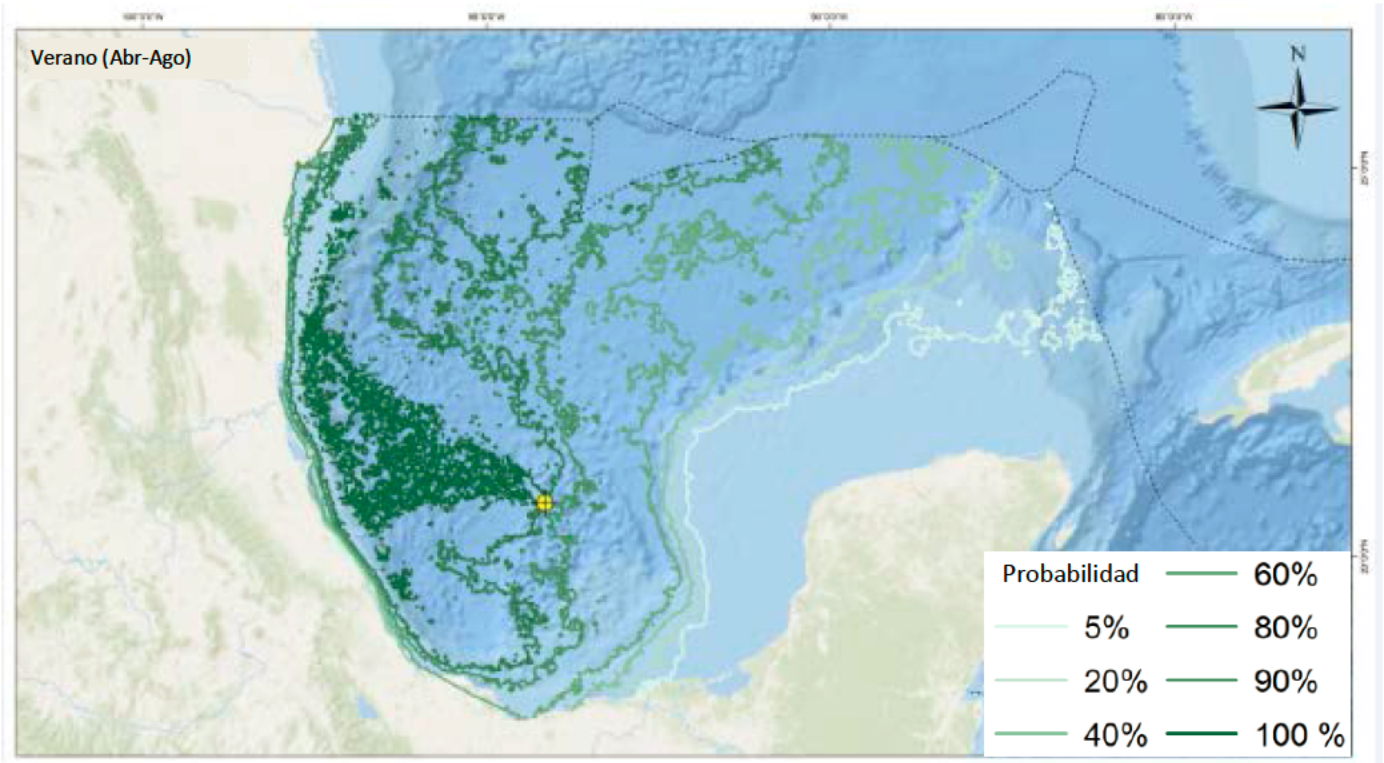
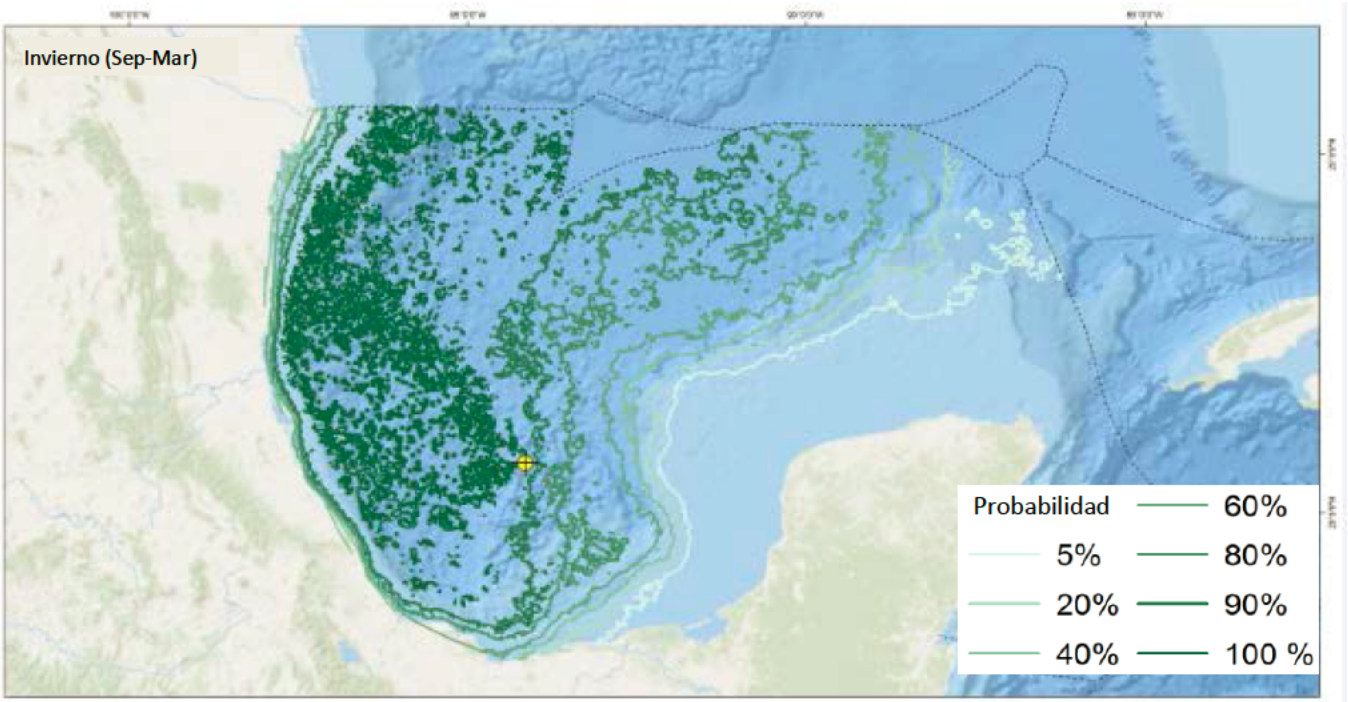


Figura 2-8. Pozo Dos Ojos-1 Reventón subsuperficial con la Intervención del Pozo de Alivio a los 90 días Modelos Estocásticos de Probabilidad Superficial (Invierno)



2.2.2 Resultados de la Modelación Estocástica

Los mapas en la siguiente página muestran los resultados del modelo de derrame de hidrocarburos y la probabilidad de llegar a cierta ubicación. Estos mapas asumen el peor de los casos con una tasa de liberación de 22,596 m^3/día, persistiendo por una duración de peor de los casos de 90 días y asumiendo que no se utilicen medidas de respuesta (lo cual no sería el caso).

Los mapas fueron producidos por un modelo de derrame de hidrocarburos “estocástico” o “probabilístico”. Las imágenes generadas muestran que las áreas son muchas veces más grandes de lo que se vería afectado en caso de un derrame real. La modelación estocástica implica ejecutar cientos de simulaciones de trayectorias de derrames individuales utilizando un rango de viento y condiciones actuales que son históricamente representativas del período de tiempo en el que podría ocurrir el evento de derrame (para este modelo estocástico se ejecutaron 100 simulaciones).

Los mapas estocásticos son generados al superponer todas las trayectorias individuales de derrames de hidrocarburos (de cada uno de las 100 corridas del modelo) y luego combinarlas para producir un mapa con resultados estadísticos que incluyen la probabilidad de hacia dónde podría viajar el hidrocarburo y el tiempo más corto que podría tomar el petróleo para llegar a una línea de costa determinada. El resultado del modelo estocástico no representa la extensión de ningún evento de derrame de hidrocarburos (el cual sería significativamente más pequeño) pero proporciona un entendimiento de la variabilidad en las trayectorias del derrame de hidrocarburos, el cual es posteriormente usado para optimizar la planeación de respuesta ante el derrame.

La probabilidad del 5% o mayor está alineada al umbral de probabilidad que ha sido aceptado por la Agencia Canadiense de Evaluación Ambiental para Proyectos equivalentes costa afuera en Nueva Escocia (CEAA 2017).

2.2.3 Áreas de Protección Prioritaria

Los resultados del modelo de derrame de hidrocarburos han sido utilizados para identificar el tiempo de llegada en el peor de los casos y la masa de emulsión en la costa para áreas especiales Las áreas especiales para este análisis son aquellas designadas como áreas de protección prioritaria por:

- La Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), o
- La Convención de Ramsar en Humedales (con información de CONANP), o
- La Base de Datos Mundial sobre Áreas Protegidas (WDPA) (un proyecto conjunto entre el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente (PNUMA) y la Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza (IUCN), gestionado por el Centro Mundial de Vigilancia de la Conservación (UNEP-WCMC).

Varios sitios tienen más de una designación y por lo tanto aparecerán en más de una tabla. En estos casos, los límites del sitio varían por designación.

De estos sitios, todos los resultados de las Áreas Naturales Protegidas (ANPs) y sitios Ramsar se presentan en este capítulo. Estos sitios han sido priorizados debido a su naturaleza legal. Las ANPs fueron creadas por decreto Presidencial. Los sitios Ramsar están registrados bajo el Convenio de Ramsar (Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas), del cual México es un estado miembro. Los resúmenes de los demás sitios se proporcionan a continuación, y las tablas completas de sitios con presencia potencial de hidrocarburos se proporcionan en la **Sección 5.5, Tablas de Sensibilidad.**

En las tablas, se otorgaron dos valores para cada tiempo de llegada específicos y un valor de masa máximo. Estos se derivan de la consideración de las cientos de corridas del modelo estocástico:

Por ejemplo, la **Tabla 2-10** muestra cuatro ANPs que tienen presencia de hidrocarburos en la superficie del agua para cualquier modelo corrido. En cada corrida del modelo, el Sistema Arrecifal Veracruzano recibió un espesor de brillo por encima de los 0.04 µm por presencia de hidrocarburos en la superficie (por ende 100% de probabilidad y entonces 100 de los 100 modelos mencionados anteriormente superan el umbral límite de presencia de hidrocarburos en la superficie). Si el tiempo de llegada para cada modelo corrido se pusiera en orden de tamaño, el menor (peor escenario) para el Sistema Arrecifal Veracruzano sería de 14 días (por ello el menor tiempo. El valor P95 representa el "peor de los casos más probable". Este es el nivel al cual el 5% de los resultados de las corridas del modelo fueron "peor" (5 de cada 100) y 95% fueron "mejor" (95 de cada 100). En la **Tabla 2-10** podemos observar que el 5% de las corridas del modelo tuvieron un tiempo de llegada del hidrocarburo al Sistema Arrecifal Veracruzano de < 18 días y 95% de las corridas del modelo tuvieron un tiempo de llegada de > 18 días.

Mientras que los resultados son útiles para planear respecto a un peor escenario de derrame, las tablas muestran el peor resultado de muchos escenarios diferentes y no deberían ser combinados. Por ejemplo: el tiempo de llegada en el peor de los casos para el Sistema Arrecifal Veracruzano ANP es de 14 días y para el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan es de 13 días. Pero solo uno o el otro evento es posible, esto no puede suceder combinado ya que los tiempos de llegada ocurren en diferentes corridas de la modelación.

Tabla 2-10. Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de las Áreas Naturales Protegidas con un Espesor de Brillo ⩾0.04 µm

		Presencia de Hidrocarburos					
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo de Llegada Mínimo (días)	Tiempo de Llegada Mínimo (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo de Llegada Mínimo (días)	Tiempo de Llegada Mínimo (P95) (días)
ANP	Arrecife Alacranes	13	83	109.5	13	77	124.5
	Laguna de Términos	20	37	76.5	4	40	0
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	100	13	16	100	13	15
	Sistema Arrecifal Veracruzano	100	14	18	100	9	14.5

Las estadísticas proporcionan a los planeadores de contingencias con los valores para planear las estrategias de respuesta y mitigación ante derrames de hidrocarburos. Son las estadísticas para el peor de los casos, y dado a que son combinadas con el peor escenario de derrame y la duración en el peor de los escenarios, se espera que el impacto real del derrame sea menor.

2.2.3.1 Áreas Naturales Protegidas o ANPs

Tanto el Sistema Arrecifal Veracruzano como el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tienen un 100% de probabilidad para que exista presencia de hidrocarburos superficial que exceda el umbral de espesor de brillo de 0.04 µm. El potencial de tiempo de llegada para estos sitios es más corto en invierno con valores de llegada P95 de 20 y 15 días respectivamente. La presencia de hidrocarburos en las costas es más probable en Laguna Madre y Delta Río de Bravo (con un 100% de probabilidad) y para Los Tuxtlas (con 93% de probabilidad en el verano y 98% de probabilidad en el invierno). El tiempo más rápido de llegada fue en invierno para Los Tuxtlas con un escenario de "peor de los casos" de 8.75 días (el valor P95 es de 13.5 días). Los valores de presencia de hidrocarburos en la superficie se muestran en la **Tabla 2-10** y para la presencia de hidrocarburos en las costas se muestran en la **Tabla 2-11.**

2.2.3.2 Sitios Ramsar

El Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano tiene una mayor probabilidad de tener presencia de hidrocarburos en la superficie del agua con probabilidades del 99 y 100%. Tambien es el que recibe hidrocarburo superficial más rápido con un tiempo de llegada P95 de 14.5 días. Mas sitios Ramsar tienen presencia de hidrocarburos en la costa. Diez sitios están en peligro de recibir hidrocarburos en las costas sin embargo esto varia de sitio en sitio. El Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre es el sitio más probable para recibir hidrocarburos en la costa. La un >90% de probabilidad de presencia de hidrocarburos superficial excediendo el umbral de espesor de brillo de 0.04 µm y el potencial de llegada menor a una semana. La **Tabla 2-12** muestra la presencia de hidrocarburos en la superficie del agua y la **Tabla 2-13** muestra la presencia de hidrocarburos en la costa de los sitios Ramsar.

Tabla 2-11. Presencia de Hidrocarburos de las Áreas Naturales Protegidas en Costa de ≥0.001 l/m^2

	Impacto a la Costa										
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Abril a Agosto					Septiembre a Marzo				
		Prob (%)	Tiempo Min de Llegada (días)	Tiempo Min de Llegada (P95) (días)	Masa Emulsionada Max (MT)	Masa de Emulsionada Max (P95) (MT)	Prob (%)	Tiempo Min de Llegada (días)	Tiempo Min de Llegada (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)
ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	100	13.25	16.375	183,352	174,586	100	17.125	19	166,042	156,489
	Laguna de Términos	24	37.25	70.25	800	584	4	38.375	0	855	-
	Los Tuxtlas	93	12	19.875	30,347	27,628	98	8.75	13.5	29,880	27,649
	Pantanos de Centla	16	30	64	298	259	4	35.125	0	330	-

Tabla 2-12. Presencia de Hidrocaburos en el Agua de la Superficie en los Sitios Ramsar de ≥0.04 µm Espesor de Brillo

	Impacto a la Superficie del Agua						
Humedales de Importancia Internacional (RAMSAR)		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
RAMSAR	La Mancha y El Llano	19	20	43	32	20	54
	Parque Nacional Arrecife Alacranes	13	83	109.5	13	77	124.5
	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	100	14	18	99	9	14.5
	Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos	20	37	76.5	4	40	0

Tabla 2-13. Presencia de Hidrocarburos en los Sitios Ramsar en Costa de ≥0.001 l/m^2

	Impacto a la Costa										
Humedales de Importancia Internacional (RAMSAR)		**Abril a Agosto**					**Septiembre a Marzo**				
		Prob (%)	**Tiempo Min de Llegada (días)**	**Tiempo Min de Llegada (P95) (días)**	**Masa de Emulsionada Max (MT)**	**Masa de Emulsionada Max (P95) (MT)**	**Prob (%)**	**Tiempo Min de Llegada (días)**	**Tiempo Min de Llegada (P95) (días)**	**Masa de Emulsionada Max (MT)**	**Masa de Emulsionada Max (P95) (MT)**
RAMSAR	Humedales de la Laguna La Popotera	80	18.25	23.375	1,251	1,160	83	16.375	18.625	1,241	1,106
	La Mancha y El Llano	43	20.625	30.875	863	643	77	11.25	26.125	965	876
	Laguna de Tamiahua	95	17	18.875	9,087	8,229	97	16.75	19.375	8,646	7,102
	Manglares y humedales de Tuxpan	86	18.625	24.375	5,646	4,257	92	17.625	19	7,192	6,785
	Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	84	18.125	21.625	3,162	2,930	91	10.5	17	3,147	2,937
	Pantanos de Centla (Tabasco)	16	30	64	298	259	4	35.125	0	330	-
	Sistema Lagunar Alvarado	90	18.875	22	14,640	13,663	95	13.25	16.75	13,917	13,286
	Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz	61	21.5	28.875	508	463	87	12.5	21.5	523	444
	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	100	16.375	17.5	103,486	99,169	99	18.375	20.125	91,525	83,416
	Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos	24	37.25	70.25	800	584	4	38.375	0	855	-

2.2.3.3 Regiones Marinas Prioritarias o RMPs

Trece RMPs tienen una probabilidad > 90% para que la presencia de hidrocarburos en la superficie exceda el umbral del espesor de brillo de 0.04 µm. Éstos están listados en la **Tabla 5-5** de éstos, los tiempos de llegada más rápidos podrían ocurrir dentro de un día y sería en el Giro Tamaulipeco. La masa máxima de emulsión en las cosas se predice para la Laguna Madre, con valores P95 de 180 toneladas métricas en el verano y 161 en el invierno.

Otras RMPs intersectan con la huella potencial del derrame de hidrocarburos y las estadísticas de cada uno pueden encontrarse en la **Tabla 5-5 and Tabla 5-15.**

2.2.3.4 Sitios Marinos Prioritarios o SMPs

Dieciséis SMPs intersectan con la huella potencial del derrame de hidrocarburos, 15 de ellos tienen la probabilidad de exceder el umbral del espesor de brillo de 0.04 µm por la presencia de hidrocarburos en la superficie, por encima del 69%. Once de las SMPs pueden recibir hidrocarburos en sus costas. Los tiempos más rápidos de llegada de hidrocarburos a la costa son en el invierno para Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos, Humedales Costeros del centro de Veracruz, Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas y la Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos con un tiempo de 10 días

Estadísticas de las intersecciones de la huella potencial de los derrames de hidrocarburos se presentan en la **Tabla 5-6** y **Tabla 5-16.**

2.2.3.5 Regiones Terrestres Prioritarias o RTPs

Siete RTPs intersectan con la huella potencial de derrame de hidrocarburos. Seis de ellas tienen una probabilidad de que el hidrocarburo llegue a la costa de un 89% o más.

La masa de emulsión máxima en la costa se predice ser mayor en Laguna Madre con valores P95 de 156 toneladas métricas en el verano y 141 en el invierno.

Las estadísticas de las intersecciones de la huella potencial de los derrames de hidrocarburos para otras áreas especiales se presentan en la **Tabla 5-14.**

2.2.3.6 Regiones Hidrológicas Prioritarias o RHPs

Ocho RHPs se encuentran dentro de las áreas potencialmente afectadas por hidrocarburos en el peor escenario del reventón. En el invierno, Rio de la Antigua y Los Tuxtlas tiene un tiempo mínimo de llegada de hidrocarburos de 9 días.

Las estadísticas de las intersecciones de la huella potencial de los derrames de hidrocarburos para otras áreas especiales se presentan en la **Tabla 5-13.**

2.2.3.7 Áreas Importantes para la Conservación de las Aves o AICAs

Nueve AICAs se encuentran dentro de las áreas potencialmente afectadas por hidrocarburo. En el invierno, Los Tuxtlas, Centro de Veracruz and Humedales de Alvarado tiene un tiempo de llegada en el peor escenario de menos de dos semanas.

Otras AICAs que intersectan con la huella potencial de derrame de hidrocarburos y sus estadísticas se presentan en la **Tabla 5-11**.

2.2.3.8 Sitos Enlistados por la Base Mundial de Datos sobre Áreas Protegidas (WDPA) de UNEP-WCMC

Dentro de las áreas potencialmente afectadas por presencia de hidrocarburos, las áreas WDPA coinciden exactamente con las definidas como áreas ANP.

Tanto el Sistema Arrecifal Veracruzano como el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tienen una probabilidad del 100% para presentar hidrocarburos en la superficie superior al umbral del espesor de brillo de 0.04 µm. Los tiempos de

llegada potenciales para estos sitios son menores en invierno, con tiempos P95 de 20 días y 15 días respectivamente. El tiempo más rápido de llegada de hidrocarburos a la costa es en el invierno en el sitio de Los Tuxtlas, donde para el peor escenario es de 8.75 días (P95 es 13.5 días). Estadísticas adicionales pueden encontrarse en la **Tabla 5-3 y la Tabla 5-9.**

2.2.4 Unidades de Gestión Ambiental o UGAs

SEMARNAT ha identificado y designado Unidades de Gestión Ambiental o UGAs para gestionar la superficie en términos de regulación, protección ambiental y uso sustentable de los recursos naturales. Debido a que las UGAs cubren todo el territorio mexicano en una forma contigua, estas no representan áreas sensibles. Sin embargo, son una referencia útil cuando se evalúa la protección ambiental.

Durante los meses de verano las UGAs 183 y 185 tienen una probabilidad de potencial de llegada del hidrocarburo menor a una semana. En el invierno, las UGAs 162, 165, 183, 185, 186 y 187 podrían recibir hidrocarburos en menos de una semana.

Otras UGAs que intersectan con la huella potencial del derrame de hidrocarburos y las estadísticas para cada una se encuentran en la **Tabla 5-8 y Tabla 5-17.**

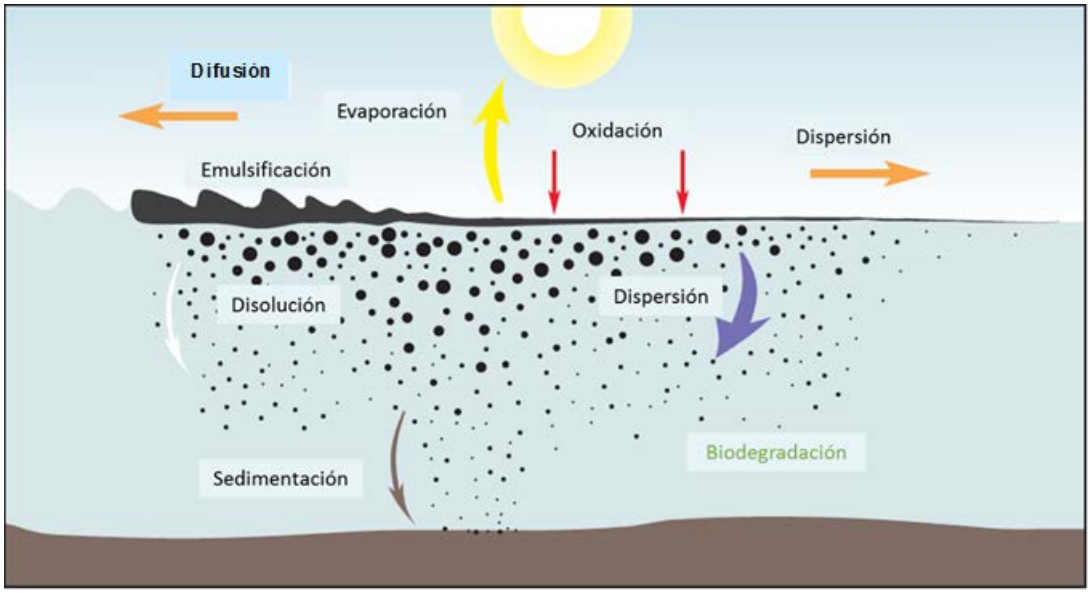
2.2.5 Efectos en el Sistema Ambiental

2.2.5.1 Hidrocarburos Derramados al Mar

El destino y comportamiento del hidrocarburo derramado en el mar depende ampliamente de las propiedades físicas y químicas del mismo. Es la composición química del petróleo, en combinación con las condiciones meteorológicas, lo que afecta la forma en la que el hidrocarburo se rompe y se disipa o persiste en el ambiente marino. A esta interacción entre el hidrocarburo derramado y el nuevo medio en el que se encuentra se le conoce como intemperización.

Un resumen del proceso de intemperización es ilustrado en la **Figura 2-9** y descrito en la **Tabla 2-14**..

Figura 2-9. Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Medio Marino



Fuente: Oil Spill Response Limited, 2018.

Tabla 2-14. Resumen del Proceso de Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Ambiente Marino

Proceso	Efecto
Difusión	• El hidrocarburo se dispersa sobre el mar, adelgazándose con la distancia de la fuente • La tasa dependerá de la viscosidad, acción de las olas, velocidad del viento y temperatura del aire
Evaporación	• Los extremos ligeros se evaporan rápidamente, esto puede producir una atmósfera explosiva • La velocidad depende del contenido volátil del hidrocarburo, la velocidad del viento y la temperatura del aire y del mar
Emulsión	• Las mezclas de agua de mar con el hidrocarburo forman una emulsión viscosa y persistente, incrementado el volumen total hasta 3-4 veces • El grado depende de la composición del hidrocarburo y del estado del mar
Dispersión	• La velocidad depende del contenido volátil del hidrocarburo, la velocidad del viento y la temperatura del aire y del mar
Sedimentación	• El hidrocarburo se descompone en gotas las cuales se mezclan en la columna de agua • La tasa depende de la concentración del sedimento en suspensión. Las altas concentraciones ocurren en las bocas de los ríos y en aguas costeras
Biodegradación	• El hidrocarburo es consumido por las bacterias que lo descomponen en compuestos más pequeños hasta que se convierte en dióxido de carbono en el agua • La tasa depende del tipo de hidrocarburo, la disponibilidad de los nutrientes (nitrógeno y fosforo) la concentración del oxígeno y la temperatura del agua
Disolución	• Los componentes solubles en agua, tales como el benceno y tolueno, se disuelven en la columna de agua y pueden afectar a los organismos marinos • El grado dependerá de la composición de hidrocarburo; la mayoría de los hidrocarburos contienen pequeñas fracciones solubles
Foto-oxidación	• Descompone el hidrocarburo en componentes más pequeños, compuestos solubles • El grado dependerá del tipo de hidrocarburo y la forma a la que este expuesto a la luz del sol

Los procesos de intemperización influyen en el alcance del daño ambiental causado por el hidrocarburo derramado. También determinan las sustancias que quedan dentro del hidrocarburo. La **Tabla 1-26** enlista las sustancias contenidas en el hidrocarburo y la cantidad equivalente que desencadenaría los Listados de AAR en caso de un vertimiento accidental. La mayoría del gas (metano, etano, propano y butano) contenido en el fluido del depósito se liberará y disipará a medida que el fluido alcance la temperatura y presión atmosférica. A medida que el hidrocarburo se intemperiza, los extremos ligeros se evaporan (incluso el pentano y el hexano inicialmente en forma líquida) a temperaturas más altas y se dispersan más fácilmente que los componentes más pesados del hidrocarburo.

La composición del hidrocarburo que llega a las áreas de protección prioritarias se identifican en la **Tabla 2-10** hasta **Tabla 2-12,** y dependerá de las características del yacimiento y del proceso de intemperización. Debido a que la mayoría de los sitios prioritarios tienen presencia de hidrocarburos después de, al menos una semana, es probable que el hidrocarburo estancado se haya degradado y contenga componentes más pesados.

2.2.5.2 Efectos por el Vertimiento de Hidrocarburos – Ambiente Físico

Las costas dentro de las áreas potenciales de presencia de hidrocarburos en el peor caso de reventón han sido categorizadas de acuerdo con el Índice de Sensibilidad Ambiental (ESI) de la NOAA, mostrado en la **Tabla 2-15.** El índice clasifica los tipos de costa de acuerdo con su sensibilidad ante la presencia de hidrocarburos, donde esta incrementa conforme el número. Solo los tipos de costa encontrados dentro del área potencial de presencia de hidrocarburos se incluyen en esta tabla.

Tabla 2-15. Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA

ESI	Tipo de Costa
1A	Costas rocosas expuestas
1B	Estructuras solidas hechas por el hombre, expuestas
1C	Acantilados/diques verticales expuestos
2A	Plataformas expuestas y talladas por las olas en lecho de roca, barro o arcilla
2B	Escarpes expuestos y pendientes pronunciadas en arcilla
3A	Playas de arena fina a mediana
3B	Escarpes y pendientes pronunciadas en la arena.
4	Playas de arena de grano grueso
5	Playas mixtas de grava y arena
6A	Playas de grava y (gránulos y gravilla)
6B	Estructuras de escolleras y piedras de grava (empedrado)
7	Llanuras de marea expuestas
8A	Escarpes en lecho de roca, limo o arcilla y costa rocosa protegida
8B	Estructuras sólidas hechas por el hombre protegidas
8C	Escolleras protegidas
8D	Costas de turba rocosas protegidas
8E	Costas de turba
9A	Mareas cubiertas
9B	Bancos bajos de vegetación
9C	Mareas hipersalinas
10A	Marismas de agua salada y salobre
10B	Marismas de agua dulce
10C	Pantanos
10D	Humedales de arbustos; manglares

Los resultados de la categorización se presentan en la **Tabla 2-16.** Las costas más comunes fueron el grupo 9-llanuras de marea y bancos de poca vegetación. El siguiente tipo más común son aquellos que se encuentran en las categorías 3-6A, donde las playas varían en granulometría – desde arena hasta grava. Seis % del área en el verano y cinco % en el invierno cayó en la categoría de mayor sensibilidad de marismas, pantanos y manglares.

Tabla 2-16. Tipos de Costa Dentro del Área de Presencia de Hidrocarburos Potencial

Código ISA	Tipo de Costa	Verano %	Invierno %
1-2	Todas las costas expuestas – acantilados rocosos, costas, plataformas talladas por olas y estructura hechas por el hombre (grupos 1A, 1B, 1C, 2A y 2B)	1	1
3-6A	Todas las playas – desde arenas finas hasta gravilla (grupos 3A, 3B, 4, 5 y 6A)	39	40
6B	Escolleras/empedrado (grupo 6B)	2	2
7	Llanuras de marea expuestas (grupo 7)	<1	<1
8A-8B	Costa rocosa protegida, arcilla, lecho de roca/estructura hecha por el hombre (grupos 8A y 8B)	<1	<1
8C-8E	Escolleras protegidas y costas de turba rocosas protegidas (grupos 8C y 8D)	1	1
9	Llanuras de marea y bancos de poca vegetación (grupos 9A, 9B y 9C)	54	54
10	Marismas, pantanos y manglares (grupos 10A, 10B, 10C y 10D)	2	2

Las siguientes secciones detallan la sensibilidad ante el hidrocarburo de los diferentes tipos de costa.

2.2.5.2.1 Costas Rocosas

Las costas rocosas comprenden una gran variedad de diferentes hábitats y comunidades que varían notoriamente en su sensibilidad a, y recuperarse de, derrames de hidrocarburos.

Las costas rocosas expuestas no son sensibles al hidrocarburo debido a la alta energía del oleaje, los acantilados tienen la menor sensibilidad a la presencia de hidrocarburos. Es probable que cualquier hidrocarburo depositado en la roca expuesta sea rápidamente removido por la acción frecuente de las olas. Las superficies de las rocas que están expuestas a la fuerte acción de las olas son típicamente dominadas por cirrípedos y lapas que están firmemente adheridos y pequeños caracoles móviles que pueden tener refugio en pequeñas grietas. El hidrocarburo estancado en estos ecosistemas podría resultar en la mortalidad de los animales afectados, pero es improbable que el hidrocarburo persista, por lo cual la recuperación natural comienza rápidamente (IPIECA-IOGP, 2016).

Las costas rocosas protegidas, con poca energía de ola pueden ser severamente afectadas por la presencia de hidrocarburos. El hidrocarburo varado en las costas rocosas resguardadas puede cubrir la superficie y penetrar en las fracturas y grietas en la superficie del lecho de roca. La penetración del hidrocarburo será limitada por la profundidad de la superficie del lecho de roca intacto, pero puede causar una contaminación a largo plazo a los sedimentos del fondo. Si un hidrocarburo viscoso puede persistir en una costa rocosa (ej., en las crestas rocosas, depresiones en plataformas rocosas de orillas protegidas por olas y entre o debajo de turbas), el residuo normalmente se deteriora y puede inhibir la colonización. Si ocurriera una presencia de hidrocarburos severa, el alquitrán asfixiaría los hábitats costeros y reduciría la complejidad de los mismos. Durante el derrame de 1986 *Vivita* en Curaçao el alquitrán sustancial cubrió las costas de turba cementadas y redujo los hábitats de moluscos por lo cual la riqueza de especies se redujo a un 35% después de siete años (IPIECA-IOGP, 2016).

Los efectos en las tendencias de la fauna no son mayores en las costar rocosas resguardadas. Lapas, caracoles Littorinidae y moluscos pueden ser afectados por una extensa temporada. Las macro algas son muy resistentes al hidrocarburo debido a su cubierta de mucus pero los crustáceos que sobreviven en estas macro algas podrían morir. Los cirrípedos y las anemonas marinas intermareales solo mueren cuando son asfixiados por el hidrocarburo viscoso de algunas olas (Moore, J. and Guzman L., 2000).

Hay áreas de costa rocosa a lo largo de la costa mexicana potencialmente aceitada. Por ejemplo, en el extremo occidental de la ANP Los Tuxtlas.

2.2.5.2.2 Playas Arenosas

El efecto del hidrocarburo en las playas arenosas depende de la exposición al oleaje, la composición del sedimento, las características de movilidad y drenaje, la entrada de la materia orgánica, la salinidad del agua y el clima (IPIECA-IOGP, 2016).

Pocas especies están adaptadas para lidiar ya sea con la inestabilidad de la arena o grava expuesta a fuertes olas y corrientes o a las tensiones de vivir en zonas costeras superiores que se secan. La cantidad y variedad de vida en los sedimentos libres de drenaje tiende a tiende a disminuir más arriba en la costa, aparte de en la línea de marea alta (IPIECA-IOGP, 2016).

Las macro algas y otros detritus orgánicos depositados a lo largo de la línea de marea alta es rápidamente colonizada por anfípodos, insectos, arañas y escarabajos, los cuales son presas de algunas aves. El hidrocarburo tiende a adherirse a lo largo de la línea de marea alta.

La presencia de hidrocarburos severa puede cubrir todas las áreas intermareales, aunque el hidrocarburo podría ser llevado a la parte baja de la playa con el incremento de la marea.

Los efectos biológicos en las playas arenosas incluyen la declinación temporal de poblaciones faunísticas de especies excavadoras como bivalvos, gusanos poliquetos y crustáceos. Esto, también impacta a las aves costeras las cuales se alimentan de estos organismos. El combustible de hidrocarburo pesado del derrame *Prestige* 2002 contaminó las playas arenosas expuestas a lo largo de la costa de Galicia, España, y fue enterrado bajo profundidades variables de arena en varias ubicaciones. Las bajas concentraciones de hidrocarburo persistieron siete años después del derrame. El impacto en las comunidades de fauna de la playa incluyeron la reducción de riqueza y abundancia de especies, mostradas después de seis meses, pero no se detectaron efectos después de siete años (IPIECA-IOGP, 2016).

Hay una gran cantidad de playas arenosas dentro del área potencia a la presencia de hidrocarburos en el peor caso de reventón. Ellas incluyen áreas de tipo prioritario (sitio Ramsar, AICA, ANP, RMP, RHP, RTP y sitios WDPA).

2.2.5.2.3 Costas de Guijarros y Piedras

Los guijarros y piedras tienen el potencial de tener una persistencia de hidrocarburo a largo plazo. El hidrocarburo estancado en esta costa puede cubrir la superficie y alcanzar los sedimentos atrapados entre los guijarros y piedras. La penetración del hidrocarburo puede causar una contaminación a largo plazo en los sedimentos. La lixiviación gradual de este hidrocarburo podría resultar en una contaminación de bajo nivel en las piscinas de rocas (Michel, J. and O. Hayes, M., 1992).

El efecto en la comunidad ecológica en los sedimentos tiende a ser mayor que en las costas rocosas expuestas. Lapas, caracoles Littorinidae y moluscos puede ser afectados por mayor tiempo. Los cirrípedos y las anemonas intermareales mueren solo cuando son asfixiados por varias mareas (Moore, J. and Guzman L., 2000).

2.2.5.2.4 Llanuras de Marea

El hidrocarburo en una llanura de marea usualmente se mueve a través de la llanura y se acumula en la línea de marea alta. Las acumulaciones pesadas a muy pesadas pude cubrir el barrizal de marea baja. La penetración del hidrocarburo es improbable en la mayoría de llanuras de marea, debido a los finos tamaños de particular y porque están usualmente saturadas de agua (IPIECA-IOGP, 2016). El agua en llanuras de marea protegida usualmente tiene altas cargas de solidos suspendidos; lo cual puede resultar en la absorción del hidrocarburo en la carga del sedimento, el cual puede ser depositado en los barrizales. Cuando los sedimentos se contaminante de hidrocarburo, este puede persistir por años. Los efectos biológicos pueden ser extensivos debido a la diversidad de habitantes faunísticos, tales como bivalvos, moluscos, etc. El efecto en estos organismos faunísticos puede llevar a la reducción sustancial de fuentes de alimento para aves y otros depredadores.

2.2.5.2.5 Vegetación de Humedales

El efecto del hidrocarburo en la vegetación de humedal es variable y complejo. Hay numerosos humedales costeros en México. Por ejemplo, el sitio Ramsar Manglares y Humedales de Tuxpan contiene humedales. La probabilidad de la presencia de hidrocarburos en este sitio varia ampliamente, pero en el peor de los casos, en invierno tiene el 92% de probabilidad de presencia de hidrocarburos durante un escenario de reventón en el peor de los casos.

El daño por hidrocarburos puede ser agudo y crónico, variando desde la disrupción a corto plazo del funcionamiento de la planta hasta la mortalidad. El daño agudo primario es en las plantas las cuales retienen el suelo y estabilizan la línea de costa. Si son cubiertas por el hidrocarburo se sofocarán y morirán. Una vez que la vegetación muere el suelo colapsa. Entonces este se inunda y las plantas no pueden volver a crecer. Si las plantas no se pueden restablecer, la erosión del suelo es acelerada, tal aumento promueve más inundaciones y la pérdida del humedal. Si el hidrocarburo penetra en los sedimentos, las raíces está continuamente expuestas a este, produciendo toxicidad crónica y haciendo problemática la producción de nuevos brotes (Corn and Copeland, 2010).

El hidrocarburo que alcanza los humedales también puede afectar a los animales que usan los humedales durante su ciclo de vida, especialmente a los organismos bentónicos que residen en los sedimentos y que son la base de la cadena alimenticia.

2.2.5.2.6 Marismas Salinas

La vegetación de las marismas salinas actúa como un absorbente de hidrocarburo. La presencia de hidrocarburos ligero a moderado con un poco de penetración en el sedimento puede matar los brotes de las plantas, pero la recuperación puede suceder en los sistemas de raíces dentro de uno o dos años. La presencia de hidrocarburos de los brotes de vegetación combinado con la penetración del hidrocarburo en los sedimentos puede causar el daño a los sistemas de raíces. Esto podría afectar a los invertebrados en los sedimentos y a las colonias de aves en anidación. La presencia de hidrocarburos severa o una limpieza inapropiada puede matar a la vegetación completamente e impactar adversamente la flora y fauna dependiente, causando que el marisma salino necesite décadas para recuperarse (Baker et al, 1994).

2.2.5.2.7 Manglares

Los manglares son muy sensibles a la contaminación por hidrocarburos. Se espera que la contaminación por hidrocarburos de un reventón alcance las áreas de manglares, por ejemplo el sitio Ramsar y RTP Laguna de Tamiahua el cual tiene un gran y bien estructurado bosque de manglar. Dependiendo de la temporada, el sitio tiene una probabilidad de 80-90% de tener presencia de hidrocarburos en el escenario modelado del peor escenario de reventón.

El petróleo puede penetrar debajo de la superficie del lodo en áreas de manglares en las madrigueras de cangrejos y skippers, permitiendo que lixivie lentamente desde el sustrato. Los efectos comunes en los manglares incluyen la ramificación de neumatóforos, fallas en la germinación, hojas amarillas o su pérdida, incremento en la tasa de mutación, incremento en la sensibilidad a otros factores de estrés y muerte de los árboles. Cuando los árboles y arbustos con presencia de hidrocarburos mueren, el ecosistema local se deteriora rápidamente. La pérdida de hábitats de manglares afecta la germinación y crecimiento de plantas intermareales y resulta en la erosión del suelo y la pérdida de hundimiento de la tierra (Boer, B, 1993; Dodge, R.E. et al, 1995).

El hidrocarburo puede persistir por décadas en los manglares debido a la inestabilidad, opciones de limpieza limitadas, falta de movimiento del agua y la tasa lenta de degradación microbiana. El hidrocarburo persistirá por mayor tiempo en los humedales que están protegidos de las olas y corrientes que los manglares marginales expuestos.

Peces, cangrejos, moluscos, gusanos y otros animales marinos pueden morir directa o indirectamente por el hidrocarburo. Estas comunidades tienden a recuperarse más rápidamente que las plantas de los manglares, por lo que los efectos a largo plazo se deben a la pérdida del manglar hábitat que soporta y protege a la comunidad (Burns, K.A. et al, 1993).

2.2.5.2.8 Corales

Los corales que crecen en la zona mareal podrían ser tener presencia de hidrocarburos en marea baja. La mayoría de los arrecifes de coral crecen debajo del rango intermareal por lo cual no deberían ser directamente asfixiados por el hidrocarburo que flote en la superficie del mar. El hidrocarburo dispersado entra en la columna de agua exponiendo la flora y fauna submarina este.

Los efectos registrados por exposición crónica al hidrocarburo incluyen:

- Decremento del crecimiento;
- Decremento en la capacidad reproductiva y de colonización;
- Efectos negativos en la alimentación y comportamiento;
- Alteración de la actividad de secreción de las células mucosas; y
- Inhibición del desarrollo a temprana edad del coral.

Parece ser que los corales ramificados son más susceptibles que los corales masivos. El hidrocarburo perjudica la producción primaria alimenticia de zooxantelas simbióticos y la transferencia de energía vía las mucosidades del coral. El hidrocarburo también tiende a ser bioacumulado en los tejidos del coral (Shigenika, G., 2001). Se ha registrado daño relativamente menor a la exposición aguda al hidrocarburo, aunque asociado con los organismos de los arrecifes de coral, como la muerte de crustáceos y erizos de mar (Gusman et al, 1994).

El sitio Ramsar Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano tiene 23 arrecifes de coral en dos áreas diferentes, desde profundidades alrededor de los 40 m. Los arrecifes son ricos en fauna y un destino favorito de buceo, jactándose de 84 especies diferentes de coral, 339 de moluscos, 47 esponjas y 140 crustáceos (Ramsar Sites Information Service, accesado 2018). Con un P95 en la temporada de invierno, el tiempo mínimo de llegada es de 9.9 días (11.5 días en verano) y la probabilidad de presencia de hidrocarburos es del 100%, por lo cual esta área podría ser afectada por el peor escenario del reventón.

2.2.6 Efecto por el Vertimiento de Hidrocarburos – Sensibilidad en la Fauna

Los hidrocarburos tienen el potencial de causar efectos perjudiciales en la calidad del agua y sedimentos, la flora y fauna marina y costera, incluyendo plancton, invertebrados bentónicos, peces, aves/mamíferos marinos, y reptiles. Los efectos del hidrocarburo en las especies marinas y aves variarán ampliamente dependiendo del tipo de derrame, la intemperización y la duración de exposición.

Un efecto en las pesquerías y un efecto indirecto en la salud humana vía la cadena alimenticia también son posibles, dependiendo de la escala y el tipo de derrame de hidrocarburos así como su proximidad a las zonas de pesca.

El **Capítulo 4** de la MIA caracteriza los elementos bióticos, abióticos y socioeconómicos dentro del Área Contractual 1 a detalle. La vulnerabilidad de los receptores marinos y costeros ante el derrame de hidrocarburos identificados en esta sección de la MIA se resumen a continuación.

2.2.6.1 Plancton

El plancton incluye microbios, fitoplancton, zooplancton y esporas, huevos y larvas de otras plantas y animales.

El plancton es relativamente sensible a los efectos tóxicos por la exposición a hidrocarburos, particularmente las fracciones solubles en agua y pequeñas gotas de hidrocarburo. Los estudios de laboratorio han descrito efectos agudos, crónicos y sub letales (IPIECA-IOGP, 2015). Sin embargo, la mayoría de los estudios de comunidades naturales de plancton en el mar han encontrado un retorno rápido a las densidades y composiciones normales de las especies (IPIECA-IOGP, 2015). Esto se debe a la rápida y alta producción de huevos y etapas juveniles, así como su amplia distribución y el intercambio rápido del agua.

2.2.6.2 Peces e Invertebrados Marinos

El área potencialmente afectada por un gran reventón del Área Contractual 1 incluye las aguas profundas del Área Contractual, las áreas someras de la costa y una variedad de tipos de costa. Hay un gran rango de tipos de peces que viven en estas áreas. Sarukhan (2010) reportó que 1,137 especies fueron encontradas en el Golfo de México. Estas incluyen peces pelágicos, demersales y bentónicos. El Capítulo 4 de la MIA considera las especies de peces presentes a detalle. Una especie importante de esta área es el pez sierra de dientes largos. El cual esta enlistado en el Anexo I de la Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres (CITES) y clasificado como casi extinto por la IUCN. Su hábitat usual es somero (< 10 m) costero, estuario y de aguas dulces.

La probabilidad de que los peces o los marinos invertebrados estén expuestos a hidrocarburos solubles en aguan o gotas dispersas de hidrocarburo por un derrame superficial depende de la profundidad a la cual habiten (IPIECA-IOGP, 2015).

Es difícil medir los efectos del hidrocarburo en las diferentes especies de peces respecto a los diferentes tipos de hidrocarburo el cual variará en toxicidad, la dispersión y porcentaje de solubilidad en agua (Neff and Anderson, 1981). Los peces maduros en aguas abiertas, más profundas de 10 m, no serán afectados o solo tendrán efectos a corto plazo. Los efectos son más persistentes en aguas someras o confinadas donde la dilución de hidrocarburo es limitada. Los peces juveniles usan estas áreas como sitios de desarrollo y son más sensibles a los efectos del hidrocarburo (Neff and Anderson, 1981). Los huevos y larvas de peces son típicamente vulnerables a los compuestos de hidrocarburo disueltos, debido a su tamaño pequeño, pobre desarrollo de membranas y sistemas de desintoxicación así como su posición en la columna de agua (Langangen et al, 2017).

Algunas especies de peces tienen poblaciones genéticamente aisladas que se reproducen en áreas específicas. Si la temporada de reproducción coincidiera con una gran liberación de hidrocarburo en el agua, los huevecillos y las larvas de las especies podrían ser afectados desproporcionadamente. Incluso si esto se ha demostrado como una afectación a las especies en un nivel poblacional. Un ejemplo de esto es el atún rojo del Atlántico occidental el cual deposita sus huevecillos que flotan en nivel de la superficie del mar. Estudios de laboratorio han demostrado que los embriones del atún rojo son afectados por los hidrocarburos (IPIECA-IOGP, 2015). En 2010, el atún rojo del Atlántico occidental desovó en un área afectada por el petróleo liberado del incidente de Deepwater Horizon, sin embargo se han publicado diversos estudios de investigación donde las poblaciones del atún no presentaron ningún efecto (IPIECA-IOGP, 2015).

El olor del hidrocarburo puede alterar el comportamiento de búsqueda, alimentación y aseo en langostas y de apareamiento en cangrejos (Dipper and Thia-Eng, 2000). Los invertebrados marinos y peces con áreas de desarrollo restringidas, viven en aguas someras o en zonas intermareales, siendo más susceptibles a los derrames de hidrocarburos marinos.

Como se discute en esta sección, los efectos probados del hidrocarburo en peces individuales no son necesariamente equivalentes a los cambios en niveles poblacionales. Después del incidente de Macondo en el 2010 los estudios en lechos de pastos marinos costeros poco profundos no han encontrado efectos del petróleo en el número de peces juveniles allí, a la inversa, los números se han beneficiado del cierre de las pesquerías (IPIECA-IOPG, 2015).

Un reventón submarino es diferente a un derrame superficial, ya que los peces de aguas profundas podrían exponerse a los hidrocarburos. El monitoreo durante el derrame de Macondo mostró una dilución de la pluma submarina alrededor de 300 m sobre el lecho marino. Las concentraciones de hidrocarburos fueron aproximadamente de 1 ppm a 1 km del cabezal del pozo y <0.1 ppm a 20 km (IPIECA-IOGP, 2015). Se sabe muy poco sobre la respuesta de los peces de aguas profundas a la contaminación por hidrocarburos (IPIECA-IOGP, 2015).

2.2.6.3 Tortugas

Existen cinco especies de tortugas en el Golfo de México, todas enlistadas en CITES. El área que pudiese ser afectada por el reventón incluye las playas en las cuales anidan todas estas tortugas: lora, caguama, verde, laúd y

carey. De acuerdo con la Lista Roja de IUCN, las tortugas carey y lora están en peligro crítico, mientras que la verde está en peligro y las caguama y laúd son vulnerables.

Las tortugas pasan sus etapas juveniles y adultas migrando largas distancias, resurgiendo a la superficie regularmente para respirar. Este surgimiento podría llevarlas a estar en contacto con los hidrocarburos. La dieta varia por especie, donde las tortugas laúd prefieren medusas, y las carey prefieren esponjas. Otras fuentes de alimento para las especies presentes cerca del Área Contractual incluyen algas, pastos marinos, esponjas, medusas, tunicados, ascidias, langostas, erizos, caracoles, whelks, algas, cangrejos, peces, ctenóforos, camarones y una variedad de moluscos. La dieta varía dependiendo de su etapa de vida y disponibilidad, por ejemplo, mientras que los adultos de las tortugas verdes son usualmente herbívoros, se ha encontrado que los juveniles en el Atlántico consumen grandes cantidades de plancton gelatinoso (Carmen et al, 2013).

Las tortugas podrían consumir el hidrocarburo que está mezclado con su fuente de alimento (incluyendo bolas de alquitrán), por lo cual están en riesgo ante manchas de hidrocarburo flotante (Lutcavage et al, 1995). Autopsias en tortugas juveniles han mostrado que la muerte después de derrames de hidrocarburos se deben a la presencia de bolas de alquitrán e hidrocarburos en los intestinos (IPIECA-IOGP, 2015). El análisis de las tortugas muertas durante el derrame de Macondo encontró que el hidrocarburo fue absorbido internamente por tortugas que estaban expuestas externamente al petróleo (Ylitalo et al, 2017).

Las tortugas ponen huevos en los sedimentos por encima del agua. Una hembra en anidación y sus crías recién nacidas, pasarán a través de cualquier hidrocarburo varado en una playa para ir y venir del sitio del nido. Este hidrocarburo puede adherirse a los cuerpos de las tortugas.

El efecto del hidrocarburo en los huevos y nidos de las tortugas no está claramente definido. Los experimentos de éxito de eclosión que compararon la arena de la playa con hidrocarburo y sin hidrocarburo no produjeron efectos medibles en la supervivencia y la morfología (Fritts and McGee, 1982).

Verter hidrocarburo directamente en la arena y cubriendo los huevos de tortuga incubados ha mostrado que afecta a los huevos. Cuando tienen presencia de hidrocarburos al principio del periodo de incubación (de dos meses) se ha encontrado que los huevos han sobrevivido pero era más probable que desarrollaran deformidades. Los huevos afectados al final de su incubación no tenían tanta probabilidad de supervivencia (Fritts and McGee, 1982). Estos estudios de laboratorio no son representativos de los riesgos de un posible derrame de hidrocarburos por el Proyecto ya que cualquier hidrocarburo que alcance las playas de anidación a causa de un reventón se intemperizará y varará en la línea de marea alta, por debajo del nivel de nidos de tortugas.

2.2.6.4 Mamíferos Marinos

Los mamíferos marinos en el Golfo de México consisten en ballenas, delfines y unas especies de manatís. No hay focas, leones marinos, marsopas o nutrias marinas en el Golfo de México (Würsig, 2017).

Ballenas, Delfines y Marsopas

Numerosas especies de ballenas y delfines han sido registradas en el Golfo de México, las especies y su distribución probable se discuten en el Capítulo 4 de la MIA. El cetáceo más común en el Golfo es el delfín manchado tropical (Würsig, 2017). Los tipos de cetáceos en el Golfo incluyen:

- Ballenas dentadas incluyendo delfines, cachalotes y orcas; y
- Alimentadores de filtro incluyendo la ballena azul y jorobada.

Estas especies migran grandes distancias en océanos abiertos, por lo que, a diferencia de otras especies menos móviles, pueden evitar las áreas con presencia de hidrocarburos. La piel de estas especies es suave y sin pelo. Los experimentos han demostrado que la piel de los cetáceos es insensible al contacto con el hidrocarburo y que el proceso natural de curación de los cortes en la piel no se ve afectado (IPIECA-IOGP, 2015). Las especies que se alimentan por filtración pueden consumir e ingerir petróleo y/o presas con hidrocarburos (plancton y krill), lo que lleva a una menor probabilidad de supervivencia (Geraci and St Aubin, 1991), pero la probabilidad de que un cetáceo que se alimenta ingiera una cantidad suficiente de hidrocarburo para causar dañoletal a su sistema

digestivo o para presentar una carga corporal tóxica es baja (IPIECA-IOGP, 2015). Las autopsias de cetáceos no han encontrado evidencia de hidrocarburo en sus intestinos (IPIECA-IOGP, 2015).

Cuando estas especies rompen una superficie con hidrocarburos para respirar a través de sus orificios, la inhalación de humos de hidrocarburos y el contacto con las membranas mucosas podrían ocurrir cerca de la fuente de un derrame de petróleo en la superficie cuando este esté fresco y las concentraciones de hidrocarburos volátiles son altas, pero la probabilidad de que un cetáceo recibiese una dosis suficientemente alta para producir un impacto tóxico es baja (IPIECA-IOGP, 2015).

Manatís

Una especie de Sirenian, el manatí del Caribe, está presente en el Golfo de México. Se estima que hay 1,000 manatís del Caribe en las aguas mexicanas del Golfo (IUCN 2017).

Los manatís viven en aguas someras y son de movilidad baja. Su piel es en su mayoría suave, pero tienen pelos ásperos alrededor de la boca para detectar comida (pastos marinos). Salen a la superficie por la cabeza para respirar. Este comportamiento podría hacerlos vulnerables a los derrames de petróleo. Si sale a la superficie en un área con presencia de hidrocarburos, el hidrocarburo podría adherirse a los pelos alrededor de su boca. Esto podría causar irritación, inflamación e infección de los ojos y limitar su capacidad para pastar. La inhalación de vapores/gotas de hidrocarburo cerca de una mancha podría dañar las membranas mucosas y los pulmones (Etkin, 1997). Sin embargo, los datos empíricos sobre la vulnerabilidad, la sensibilidad o el potencial de recuperación de un manatí ante un derrame de petróleo carecen casi por completo de información (IPIECA-IOGP, 2015).

2.2.6.5 Aves

Existen 231 especies de aves, representando aproximadamente el 20% del total de las especies en México, residentes en la porción mexicana del Golfo de México (Gallardo del Ángel et al. 2004).

Las aves presentes en la Cuenca Salina las cuales están dividida en dos grupos:

- Aves marinas:

  Hay 47 especies de aves marinas en el Golfo de México mexicano (Gallardo del Ángel et al. 2004). Las aves marinas viven la mayoría de su vida en el mar o cerca de este, excepto cuando se reproducen en la costa. La mayoría de las especies en el Golfo de México permanecen en las zonas costeras debido a su dependencia de los hábitats de reproducción y alimentación más cercanos a la costa, o el forraje en aguas pelágicas remotas (Burger 2017).

- Aves migratorias terrestres/acuáticas:

  El Golfo de México es un importante corredor migratorio para las aves, incluyendo muchas especies acuáticas y terrestres (Lincoln et al. 1998). La mayoría de las aves migratorias al este de Norte América pasan a través o alrededor del Golfo dos veces por año durante sus migraciones estacionales, principalmente durante la primavera y el otoño (Brenner et al. 2016).

La vulnerabilidad y sensibilidad de las aves y sus poblaciones ante el hidrocarburo varía entre las especies y etapas de vida. La vulnerabilidad esta usualmente basada en el tiempo en el que pasan en la superficie del agua. Muchas especies marinas (como los charranes) y aves costeras (como los caradrinos) pasan muy poco tiempo en el agua. Estas aves típicamente tienen menor porcentaje de bajas durante un derrame de hidrocarburos (IPIECA-IOGP, 2015). Las especies que pasan la mayor parte de su vida en el agua (como los patos marinos) tienen mayor tendencia a la presencia de hidrocarburos (IPIECA-IOGP, 2015).

El hidrocarburo puede afectar a las aves en tres maneras principales (IPIECA-IOGP, 2015):

- Engrase físico de sus plumas. Es el efecto más común del hidrocarburo en aves y el más devastador. Las plumas absorben el aceite, se enmarañan y el ave pierde la repelencia al agua, el aislamiento y el vuelo. La muerte resulta de combinaciones de hipotermia, inanición y ahogamiento (Leighton, 1993).

- A través de la ingestión del hidrocarburo mientras podan o consumen alimentos contaminados. La ingesta de hidrocarburos puede causar baja fertilidad, abandono de los esfuerzos reproductivos y daño en las células rojas (Leighton, 1993).

- Vía la transferencia de hidrocarburo a los huevos y juveniles, lo que podría resultar en la reducción de la supervivencia. Los embriones de aves son altamente sensibles a la contaminación por hidrocarburos. 1–10 µL de hidrocarburo es letal para un embrión durante la primera mitad de incubación (Leighton, 1993).

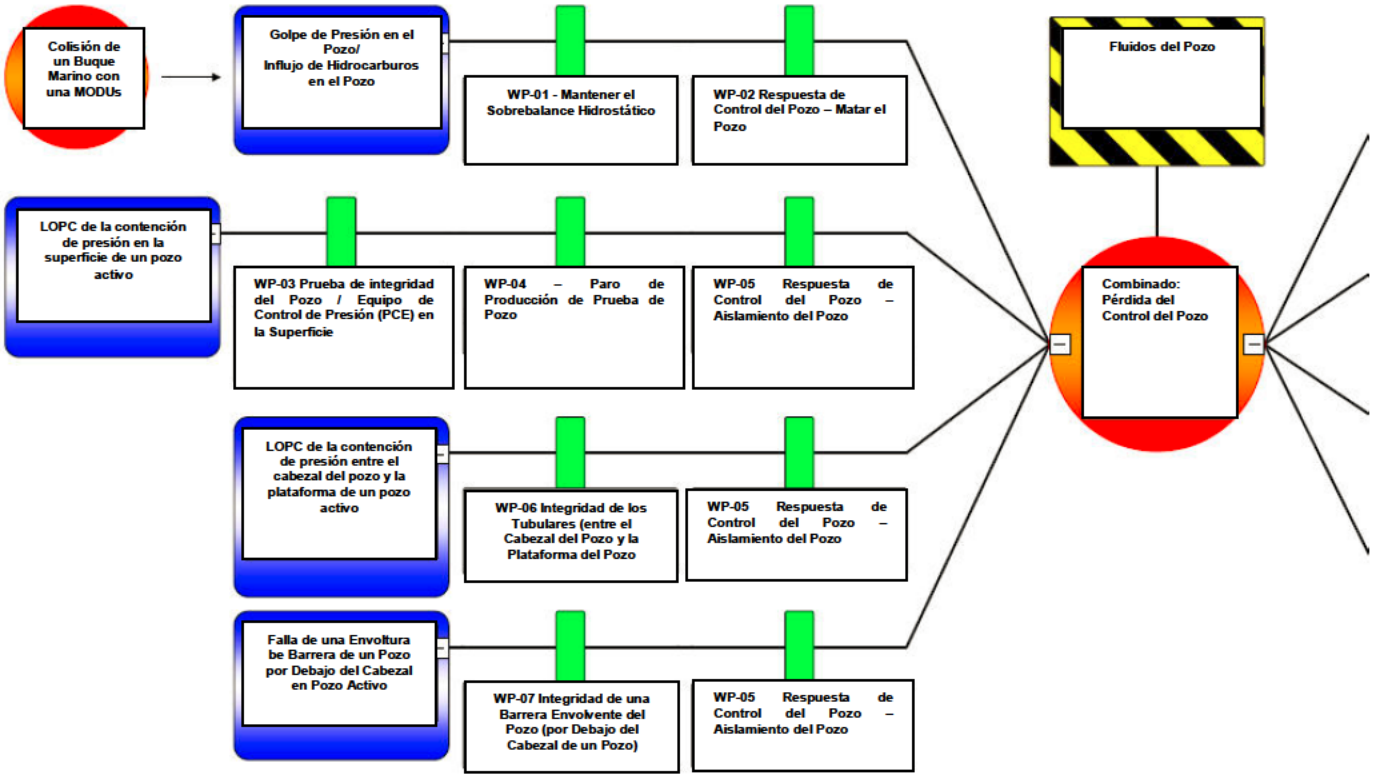
3.0 Señalamiento de las Medidas de Seguridad y Preventivas en Materia Ambiental

3.1 Recomendaciones Técnico Operativas

La **Sección 1.5.2 Metodologías de Identificación y Jerarquización de Riesgos** utiliza la metodología de evaluación de riesgos Bowtie para analizar y demostrar las relaciones causales en escenarios de alto riesgo.

Cada nudo de corbata (bowtie) contiene controles para reducir la probabilidad de ocurrencia de un evento iniciador del lado izquierdo y las mitigaciones para reducir las consecuencias, en caso de que ocurra, del lado derecho. Un ejemplo del lado izquierdo de uno de los nudos de corbata (bowties) utilizados en el Proyecto se presenta a continuación en la **Figura 3-1**.

Figura 3-1. Diagrama Bow-Tie, Controles de BP para Reducir la Probabilidad de Pérdida de Control de Pozo



Los nudos de corbata (bowties) ilustran las barreras preventivas y controles que BP utilizará para prevenir las causas que derivan en un evento iniciador. A continuación, se presenta una descripción general de las barreras estándar que BP adoptará para reducir la probabilidad de un evento que conlleve a la pérdida de control del pozo.

1. Mantener Sobre balance Hidrostático– controlar la densidad del fluido de perforación para mantener una presión hidrostática en el pozo mayor a la presión de la formación, a fin de mantener control del pozo.

2. Respuesta de control (golpe de presión) del pozo – procedimientos a seguir claramente definidos, comunicados y probados en caso de una situación de golpe de presión (presión del pozo es menor que la presión de los fluidos de formación, lo que produce el flujo de fluidos de formación).

3. Sistema BOP – Sistema BOP con el mantenimiento correcto, certificado y probado de manera rutinaria, a fin de mantener el aislamiento del pozo.

4. Paro de Producción de Prueba de Pozo (process shutdown, PSD) – disposición de sistemas de paro de emergencia automáticos/manuales, que se activen cuando se detecten parámetros anormales en la prueba de pozo.

5. Selección y Gestión de Equipos y Servicios – procedimientos de adquisición robustos que garanticen que los equipos contratados cuentan con estándares de diseño, construcción e instalación adecuados, cumpliendo con la regulación aplicable y estándares comunes de la industria.

6. Preparación contra condiciones climáticas extremas y peligros naturales – predicciones de clima a largo plazo para evaluar y predecir condiciones que excedan los límites de operación que permiten un paro de operaciones planeado.

7. Inspección de buques – procesos de aseguramiento marino que garanticen que los buques contratados son seguros y cumplen con todas las regulaciones aplicables y estándares comunes de la industria.

8. Sistemas de Posicionamiento Marino – sistemas de control de anclaje, remolque y posicionamiento para la MODU, WTV y buques de suministro (Offshore Supply Vessel, OSV). Sistema de alarmas para notificar a la tripulación cuando las capacidades de posicionamiento se encuentren comprometidas.

9. Procesos del Puente del Buque – inspección de la competencia, certificación y conformidad de la tripulación con relación a procedimientos críticos.

10. Administración de Movimientos del Buque – control, por medio de operaciones simultaneas, de los movimientos del buque para reducir la probabilidad de colisión; por ejemplo, la implementación de una política de zona de 500 m o un acercamiento controlado de los buques auxiliares.

11. Sistemas de Permiso de Trabajo – sistema de seguridad integrado para controlar operaciones peligrosas, como trabajos calientes, operaciones de levantamiento, trabajos en las alturas.

12. Régimen de Mantenimiento – operación segura, inspección y mantenimiento de equipos mecánicos y sistemas, en cumplimiento con las recomendaciones originales del fabricante del equipo. Garantizar que el equipo de respuesta a emergencia y de contención de derrames sea inspeccionado rutinariamente, reciba mantenimiento, sea probado operacionalmente y esté disponible para respuesta.

13. Objetos que Puedan Caer (al mar) – correcta capacidad de carga de las grúas utilizadas y del diseño del equipo de perforación, aseguramiento de las competencias del operador y sistemas de protección mecánica.

14. Régimen de Entrenamiento – implementar entrenamiento y capacitaciones adecuados para el personal, así como actividades prácticas en procedimientos de respuesta a emergencias y prevención, contención y respuesta a derrames.

Los controles y barreras preventivos estándar de los nudos de corbata (bowtie) son reforzados por varias regulaciones mexicanas aplicables, y por las mejores prácticas de la industria. A continuación se presenta una lista general de las medidas adicionales empleadas por el Proyecto para reducir la probabilidad del riesgo:

1. Se prevé que el Proyecto cumpla con el Articulo 17 de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos, y deberá presentar ante ASEA un Análisis de Riesgo detallado del proceso de ingeniería del Proyecto.

2. Se prevé que el Proyecto cumpla con la Sección IV (Perforación) y la Sección V (Manejo de Fluidos de Perforación) de las Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los Lineamientos en materia de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y protección al medio ambiente para realizar las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos.

3. El Proyecto deberá estar diseñado de tal manera que todas las zonas permeables penetradas por el pozo, que contengan hidrocarburos o agua a presión, estén aisladas del ambiente superficial por un mínimo de dos barreras (se puede implementar una barrera de fluidos única durante las etapas iniciales de la construcción del pozo). Para las fases de perforación con tubo ascendente, una barrera de fluidos única puede ser utilizada en combinación con presión superficial aplicada a través de un Equipo de Perforación con Presión Controlada. Para las secciones sin tubo ascendente, un estudio de riesgos someros debe ser llevado a cabo antes de la perforación.

4. El Proyecto debe estar diseñado de tal manera que todas las barreras impermeables de suelo sean efectivas durante la vida útil del Proyecto.

5. El Proyecto debe verificar la efectividad de la barreras primarias y secundarias, de acuerdo a las especificaciones determinadas en el programa de diseño del pozo.

6. El Proyecto deberá aplicar los requerimientos de la Ingeniería de Control de Pozos de BP para una barrera de fluidos compuesta de fluidos de perforación con una densidad, composición y volumen adecuados a fin de contrarrestar la presión de poro y las zonas de sobrepresión cuando se perfore. Para las secciones de perforación con tubo ascendente, la barrera de fluidos puede ser complementada con presión superficial aplicada a través de un Equipo de Perforación Presión Controlada.

7. El Proyecto deberá llevar a cabo pruebas submarinas de las especificaciones y función/presión del BOP, en cumplimiento con la configuración de BOP descrita en el Estándar API 53 4ta Edición (API 53).

8. Previo a cualquier actividad de perforación, el Proyecto deberá llevar a cabo un estudio de riesgos someros para cada sitio de pozo propuesto.

9. Los Planes de Respuesta a Emergencias y el Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (PRDH) específicos para el Proyecto deberán estar establecidos previo al inicio de la perforación, y estarán sujetos a aprobación de las autoridades competentes.

10. Estará disponible, en todos los buques y en la MODU, equipo de contención y limpieza de derrames adecuados (de acuerdo con los requerimientos del PRDH) para derrames a pequeña escala en el buque o la MODU.

11. BP desarrollará y presentará ante ASEA un Plan de Implementación del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA), que incluye elementos de Respuesta a Emergencias, entre ellos la respuesta a derrames de hidrocarburos.

12. El Plan de Vinculación con Actores de Interés deberá comunicar las medidas de respuesta a derrames de hidrocarburos antes mencionadas a los actores de interés locales, a fin de minimizar la percepción de los riesgos potenciales relacionados con contaminación. Las actividades de consulta que se lleven a cabo en un futuro también abordarán dichas preocupaciones potenciales, proveyendo información significativa a los actores de interés, recalcando el cumplimiento de BP de las mejores prácticas y de los estándares internacionales respecto a la administración social y a las políticas de protección ambiental.

13. BP deberá auditar la MODU y cada OSV antes de firmar un contrato, a fin de garantizar que se encuentran equipados para cumplir con todas las leyes y regulaciones mexicanas e internacionales. La estrategia de contratación del Proyecto deberá tomar en cuenta el desempeño en seguridad, salud y medio ambiente de las MODUs y OSV disponibles.

14. BP deberá realizar un Análisis Funcional de Operatividad (Hazard and Operability study, HAZOP) que considere las precauciones que deben tomarse en cuenta para minimizar el riesgo de liberación de hidrocarburos sin quemar.

15. La instalación de equipos y las pruebas de integridad deberán llevarse a cabo antes de perforar el pozo y que empiece el flujo de hidrocarburos.

16. BP realizará quema de gases controlada de acuerdo con las metodologías establecidas para la prueba de pozo. Si se realizan pruebas de pozos:

    - La duración de la prueba de pozo deberá minimizarse en la medida de lo posible
    - Todos los gases deberán ser dirigidos a quemadores de alta eficiencia que minimicen la producción de CO y COVs debido a una combustión incompleta
    - Los hidrocarburos líquidos no serán quemados, en su lugar serán recolectados en un WTV durante la prueba de pozo y serán entregados a una refinería
    - BP realizará un HAZOP que considerará las precauciones que deben llevarse a cabo a fin de minimizar el riesgo de liberación de hidrocarburos sin quemar
    - La instalación de equipos y las pruebas de integridad deberán llevarse a cabo antes de perforar el pozo y que empiece el flujo de hidrocarburos
    - La quema de gases de la prueba de pozos únicamente deberá iniciarse con luz de día.

17. El personal competente del WTV recibirá la tarea de observar la quema de gases (monitorear continuamente la flama). En el caso de que la flama se apague durante la prueba de pozo, se implementarán procedimientos de paro de emergencia de acuerdo con el Programa de Prueba de Pozo aprobado de BP. Esto minimizará la liberación de hidrocarburos sin quemar.

18. El Proyecto deberá aplicar los requerimientos de la Ingeniería de Control de Pozos de BP para una barrera de fluidos compuesta de fluidos de perforación con una densidad, composición y volumen adecuados a fin de contrarrestar la presión de poro y las zonas de sobrepresión cuando se perfore. Para las secciones de perforación ascendente, la barrera de fluidos puede ser complementada con presión superficial aplicada a través de un Equipo de Presión Controlada.

3.1.1 Sistemas de Seguridad

3.1.1.1 Sistema de Extinción de Incendios

Los requerimientos de diseño del sistema de extinción de incendios de la MODU están descritos en la **Sección 1.2, Prevención de Incendios del Proyecto**. En resumen:

- La MODU está equipada con un sistema de extinción de incendios que consiste en un sistema base agua para las áreas principales, y de un sistema de CO_2 (o equivalente) para algunas áreas específicas (salas eléctricas, por ejemplo).
- Se deberán proporcionar extintores portátiles aprobados, el tipo y número cumplirán con las las directrices establecidas por las Sociedades de Clasificación de la industria de navegación.
- Un sistema de detección de fuego y gas se controla desde un área continuamente vigilada, tal como un cuarto central de control. La detección activa un sistema de alarma y procedimientos específicos (personal de extinción de incendios, operaciones de paro, reunión, evacuación) que se comunica a todo el personal.

Miembros de la tripulación con entrenamiento como miembros del equipo de bomberos pueden operar los diferentes sistemas de extinción (hidrantes, extintores portátiles), y utilizar equipo de protección personal especializado (por ejemplo, equipo de respiración autónoma). Se llevan a cabo simulacros recurrentes para mantener la capacidad de respuesta del equipo.

3.1.1.2 Sistemas de Paro de Emergencia

Los sistemas de paro de emergencia se describen en la **Sección 1.4.2.1.2, Paro de Emergencia**.

3.1.1.3 Sistemas de Protección de Presión (Pilotos de Alta y Baja Presión y Protección Mecánica)

Los sistemas de protección de presión se describen en la **Sección 1.4.2.1.1, Paro de Procesos**.

3.1.1.4 Contención de Derrames

Se mantendrá equipo especializado y los recursos para responder a derrames en agua de hidrocarburos a bordo de los OSVs y/o en la base logística en tierra. La cantidad y tipo de recursos seguirán los principios de la guía de buenas prácticas de Preparación y Respuesta por Niveles (IPIECA-OGP 2015).

3.1.2 Lecciones del Incidente de Deepwater Horizon

El 20 de abril de 2010, un evento de control de pozo permitió que hidrocarburos escaparan del pozo Macondo en el Golfo de México hacia la Transocean DWH MODU, provocando una explosión e incendio en la MODU y la pérdida de 11 vidas. BP Exploration & Production Inc. era el operador del pozo. A través del pozo y el BOP, los hidrocarburos fluyeron desde el yacimiento por 87 días, causando un derrame de importancia nacional. En enero de 2015, un Tribunal Federal de los Estados Unidos encontró que 3.19 millones de barriles de petróleo fueron descargados en el Golfo de México.

Una prioridad para BP es evitar que se produzca un derrame de petróleo similar al ocurrido. En el 2010, la investigación interna de BP sobre el incidente de DWH, conocida como el *Informe Bly,* concluyó que no había una sola causa responsable del incidente. Una serie compleja e interconectada de fallas mecánicas, juicios humanos, diseño de ingeniería, implementación operativa e interfaces de equipo (involucrando a varias compañías, incluida BP), contribuyó al incidente.

La investigación interna de BP, que culminó en el Informe Bly, involucró a un equipo de más de 50 especialistas internos y externos de diversos campos, incluida seguridad, operaciones, submarinos, perforación, control de pozos, cementación, modelado dinámico de pozos, sistemas BOP y análisis de peligros del proceso. Esta investigación realizo ocho hallazgos claves relacionados con la cadena causal de eventos y 26 recomendaciones fueron hechas para prevenir un accidente similar y para reducir el riesgo en las actividades de perforación de BP.

La **Tabla 3-1** describe los ocho hallazgos claves relacionados con la causa del incidente DWH, tal como se describe en el Informe Bly (BP 2010). También examina cómo se aplican estas lecciones a este proyecto para evitar que un incidente como el de DWH vuelva a ocurrir.

3.1.3 Medidas Preventivas

3.1.3.1 Reducción de Riesgo De Gas Somero

Una posible causa de la pérdida de control de un pozo es debido a que se encuentran una bolsa de gas somero durante el inicio de las actividades de perforación. Para reducir este riesgo, se usarán los resultados de del estudio de riesgo geológicos, realizada utilizando datos sísmicos reprocesados y núcleos geotécnicos, para seleccionar la ubicación del pozo. El programa de operaciones de los pozos señalara si hay alguna área en la cual el gas somero pueda ser encontrado y detallará las responsabilidades de los miembros de la tripulación en caso de encontrarse gas somero, para permitir una respuesta rápida y efectiva.

Tabla 3-1. Hallazgos Clave del Incidente de la Explision del Pozo de Macondo y su Applicacion al Proyecto

Hallazgos	Resumen Descriptivo	Conclusiones de la Investigación	Aplicaciones a este Proyecto
Factor Crítico: La Integridad del Pozo no se Estableció o Falló			
1. La barrera de cemento anular no aisló los hidrocarburos.	El día anterior al accidente, cemento había sido bombeado hacia la tubería de revestimiento de producción y hacia el anillo del pozo para evitar que los hidrocarburos en el yacimiento ingresaran al pozo. El cemento anular que se colocó a través de la zona principal de hidrocarburos era una suspensión ligera de espuma de cemento nitrificada. Este cemento anular no aisló el anillo del pozo de la zona de hidrocarburos.	Hubo deficiencias en el diseño y las pruebas del cemento, en el control de calidad y la evaluación de riesgos.	La Práctica de Aislamiento de Zonas de BP se actualizó y aclaró, estableciendo requisitos claros para los elementos anulares de la barrera del pozo de cemento y la verificación de estas barreras durante la construcción del pozo, el abandono temporal y el abandono permanente. Los objetivos de aislamiento de zonas de BP están diseñados para evitar el movimiento involuntario de fluidos entre las distintas zonas permeables, el flujo hacia la superficie o al lecho marino, el desarrollo de presión sostenida en la tubería de revestimiento durante las operaciones del pozo debido a las comunicaciones entre las diferentes zonas permeables y la superficie o el lecho marino, y la contaminación de acuíferos de agua potable. BP tiene documentos de cementación detallados los cuales contienen una clara guía de ingeniería para los ingenieros de BP que diseñan trabajos de cementos para lograr los requisitos de aislamiento zonal. BP estableció un equipo global de ingeniería de cementación para mejorar la capacidad de esta disciplina de cementación, brindar mayor seguridad en los diseños de cemento y cumplir con los requisitos para la revisión del diseño de los trabajos de cemento descritos en la Práctica de Aislamiento Zonal. BP realizó una revisión de calidad global de los proveedores de servicios de cementación que trabajan con BP. Los nuevos proveedores son revisados antes de que sus servicios sean contratados. BP lidero un grupo de trabajo dentro del Instituto Americano del Petroleo (American Petroleum Institute, API) para actualizar la práctica recomendada por la industria para la preparación y prueba de lodos de cemento espumado.

Hallazgos	Resumen Descriptivo	Conclusiones de la Investigación	Aplicaciones a este Proyecto
2. Las barreras del carril de zapatas no aislaron a los hidrocarburos	. Una vez que ingresaron al anillo del pozo, los hidrocarburos pasaron por el pozo e ingresaron al revestimiento de producción de 9 ⅞ "x 7" a través del carril de zapatas, instalada en la parte inferior del revestimiento. El flujo entró en el revestimiento en lugar del anillo del revestimiento. Para que esto suceda, ambas barreras en el carril de las zapatas deben haber fallado para evitar la entrada de hidrocarburos en el revestimiento de producción. La primera barrera fue el cemento en el carril de las zapatas, y la segunda fue el collar de flotación, un dispositivo en la parte superior del carril de las zapatas diseñado para evitar la entrada de líquido en el revestimiento.	El ingreso de hidrocarburos fue a través del carril de las zapatas y no debido a una falla en el revestimiento de producción o en el anillo del pozo y a través del montaje del sello del colgador de la tubería de revestimiento. Se identificaron posibles modos de falla que podrían explicar cómo el cemento del carril de las zapatas y el collar de flotación permitieron el ingreso de hidrocarburos en el revestimiento de producción.	La Práctica de Barreras para Pozos actualizada de BP proporciona los requisitos para el diseño, selección, instalación, mantenimiento, monitoreo y análisis de las barreras de los pozos y sus elementos durante el ciclo de vida del pozo. Según la práctica, las barreras de pozo se requieren generalmente para aislar las fuentes de energía dentro de la Tierra unas de otras, el entorno de la superficie y las personas. Las barreras de pozo primarias y secundarias son requeridas entre las fuentes de energía y la superficie. Esta práctica de BP se aplica a todos los pozos, independientemente de dónde se encuentren en su ciclo de vida, incluyendo los pozos en construcción, en servicio activo, abandonados temporalmente o abandonados permanentemente. Los elementos de barrera de pozo se verifican según los criterios de aceptación en la Práctica de Barrera de Pozos de BP. Para que un carril de las zapatas cementada se utilice como elemento de barrera de pozo, esta debe de tener dos flotadores independientes para redundancia y para evitar el reflujo del cemento; tener cemento que haya sido verificado y que tenga una longitud y resistencia a la compresión como es requerido en la Práctica de Aislamiento Zonal de BP; y que haya pasado con éxito una prueba positiva y una negativa como se describe en la Práctica de Pruebas de Presión de BP.

Hallazgos	Resumen Descriptivo	Conclusiones de la Investigación	Aplicaciones a este Proyecto
Factor crítico: Los hidrocarburos ingresaron al pozo sin ser detectados y se perdió el control del pozo.			
3. La prueba de presión negativa fue aceptada aun cuando no se había establecido la integridad del pozo.	Antes de abandonar temporalmente el pozo, una prueba de presión negativa fue realizada para verificar la integridad de las barreras mecánicas (el carril de las zapatas, el revestimiento de producción y el montaje del sello de la suspensión del revestimiento). La prueba consistió en reemplazar el lodo de perforación pesado con agua de mar más ligera para colocar el pozo en una condición de bajo balance controlado. En retrospectiva, las lecturas de presión y el volumen purgado durante la prueba de presión negativa indicaron que había comunicación de la trayectoria de flujo con el yacimiento, lo que significa que la integridad de estas barreras que no se había logrado.	La tripulación de Transocean de la MODU y los líderes del sitio del pozo BP llegaron a la opinión errónea de que la prueba fue exitosa y que la integridad del pozo se había establecido.	Las prácticas de BP abordan los requisitos de prueba de presión positiva y negativa para pozos. Esta actualización en la práctica requiere la aprobación previa de los procedimientos de ingeniería para prueba negativa así como también específica los criterios mínimos que se deben cumplir para una prueba exitosa. El líder de Sito del Pozo interpreta los resultados de la prueba según los criterios de aceptación diseñados. Después, el Superintendente de Pozos, que tiene una función de supervisión externa, aprueba la prueba de presión negativa. Ambos puestos del personal se clasifican como roles críticos que se someten a evaluaciones obligatorias de competencia. Para desarrollar y mantener la competencia de su personal, BP brinda capacitación interna sobre control de pozos la cual es acreditada por la industria y donde se usan simuladores de perforación de tamaño real en sus instalaciones en Houston, Sunbury y Bakú. BP no solo desarrolló y presentó en los últimos años el Curso Aplicado de Control de Pozos de Aguas Profundas a toda su flota de plataformas de aguas profundas, BP también tiene un acuerdo con Maersk Training para utilizar sus instalaciones de entrenamiento de simulación inmersiva de vanguardia y sus instructores para proporcionar un programa de desarrollo para equipos de perforación. Los equipos de plataformas integradas que incluyen individuos de BP, contratistas de perforación y compañías de servicios, trabajan a través de escenarios creados en simuladores para practicar procedimientos, roles y responsabilidades en situaciones difíciles de perforación y terminación antes de que puedan encontrar esas situaciones en operaciones reales.

Hallazgos	Resumen Descriptivo	Conclusiones de la Investigación	Aplicaciones a este Proyecto
4.El flujo no fue detectado hasta que los hidrocarburos se encontraban en el tubo ascendente.	Una vez aceptada la prueba de presión negativa, el pozo regreso a una condición de sobre balance, lo cual impidió un mayor flujo en el pozo. Más tarde, como parte de las operaciones normales de abandono temporal del pozo, el lodo de perforación pesado se reemplazó nuevamente con agua de mar, desbalanceando el pozo. Con el tiempo, esto permitió que los hidrocarburos fluyeran a través de la tubería de revestimiento de producción y pasaran por la BOP. Las indicaciones de flujo, aunado con un incremento en la presión de la tubería de perforación fueron discernibles en los datos de tiempo real por aproximadamente 40 minutos antes de que el equipo de perforación tomara medidas para controlar el pozo. Las primeras acciones de control aparentes del equipo de la plataforma de perforación se produjeron después de que los hidrocarburos fluían rápidamente hacia la superficie.	La tripulación de la plataforma no reconoció el flujo y no actuó para controlar el pozo hasta después que los hidrocarburos pasaron a través de la BOP y hacia el tubo ascendiente.	La práctica de monitoreo de pozos de BP enumera las responsabilidades y los requisitos para verificar y documentar que el monitoreo de pozos ha sido implementado correctamente. Los requisitos incluyen la configuración de la alarma y las acciones que deben tomarse, el monitoreo del volumen y la densidad de los fluidos, la verificación del flujo y las acciones para verificar el cumplimiento con la práctica. La práctica de BP requiere un procedimiento de monitoreo de pozos adaptado regionalmente, el cual es comunicado al personal responsable del monitoreo de pozos, incluyendo el contratista de la plataforma y el registrador de lodo. El líder del Sitio, a través del proceso de auto-verificación y supervisión de BP, ayuda asegurar que las acciones de la tripulación sean conforme a los procedimientos de monitoreo del pozo. Como se describe en el punto 3, los líderes de sitio y superintendentes de BP se someten a evaluaciones de competencia para su función. Personal de BP relevante, el contratista de los equipos de perforación y el personal de la empresa de servicios de pozos deben tener una certificación de control de pozos reconocida por la industria. Además, BP proporciona capacitación extra, basada en escenarios para los equipos de perforación.

Hallazgos	Resumen Descriptivo	Conclusiones de la Investigación	Aplicaciones a este Proyecto
5. Las acciones de respuesta de control de pozo no lograron recuperar el control del pozo.	Las primeras acciones de control del pozo fueron cerrar el BOP y el desviador, enviando los fluidos que salían por el tubo ascendente hacia el separador de gas-lodo del buque DWH en lugar de mandarlos a la tubería de desviación por la borda.	Si los fluidos se hubieran desviado hacia la borda, en lugar del separador gas-lodo, es posible que hubiera habido más tiempo para responder y puedo haber reducido las consecuencias del accidente.	Las prácticas de BP proveen requisitos y opciones para el control de pozos, la mitigación de riesgos, la respuesta y remediación de todas las actividades operadas por BP a lo largo del ciclo de vida de un pozo. Estas prácticas incorporan estándares de la industria que BP y otras compañías han mejorado para mejorar las aptitudes en la industria después de incidentes industriales. Como se describe en el punto 3, los líderes de sitio y los superintendentes de los sitios de pozos de BP deben someterse a evaluaciones de competencia para su función. BP, el contratista de equipos de perforación y el personal de la empresa de servicios de pozos deben tener una certificación de control de pozos reconocida por la industria. Además, BP proporciona capacitación extra, basada en escenarios para los equipos de perforación.
Factor Crítico: Ignición de Hidrocarburos en Deepwater Horizon.			
6. El desvío hacia el separador de gas-lodo resulto en el venteo de gases a la plataforma.	Una vez que se desviaron hacia el separador de lodo-gas, los hidrocarburos se descargaron directamente en la plataforma a través de la ventilación de 12 "de cuello de cisne que sale del separador de lodo-gas y otras líneas de flujo que también dirigieron el gas hacia la plataforma. Esto aumentó la probabilidad de que el gas contactara una fuente de ignición.	El diseño del separador de lodo-gas permitió que se desviaran los contenidos en el tubo ascendente hacia el buque del separador de lodo-gas aunque el pozo estaba en una condición de alto flujo. Esto sobrecargo al separador de lodo-gas.	Las prácticas de BP describen los métodos y herramientas para lograr diseños seguros a través de la administración de riesgos. Gestionar los riesgos implica eliminar o minimizar los riesgos de accidentes importantes en su raíz y evitar que los que permanecen se conviertan en accidentes graves. Esto puede incluir la modificación del equipo y el diseño antes de que la MODU comience un programa de perforación. Por ejemplo, los requisitos de diseño de BP para los separadores de lodo-gas se han cambiado para desviar el gas en la cubierta y evitar que este cerca de equipos o personal. Además, BP realiza revisiones de peligros y operatividad (HAZOP) del gas en la superficie y de fluidos en los sistemas para todas las plataformas de perforación propiedad de BP y contratadas por BP, que incluyen una revisión de la ubicación y el diseño de las ventilas de hidrocarburos. Para mayor seguridad, el equipo de ingeniería de perforación de BP inspecciona los nuevos MODU antes de que comiencen las operaciones del pozo y todos los MODUS periódicamente.
7. El sistema de incendios y gases no impidió la ignición de hidrocarburos.	Los hidrocarburos migraron más allá de las áreas en el buque DWH que eran clasificadas eléctricamente a áreas donde el potencial de ignición era mayor.	El sistema de calefacción, ventilación y aire acondicionado probablemente transfirió una mezcla rica en gas a las salas de máquinas, causando que al menos un motor se sobreacelerara, creando una posible fuente de ignición.	

Hallazgos	Resumen Descriptivo	Conclusiones de la Investigación	Aplicaciones a este Proyecto
Factor Crítico: el BOP no selló el pozo			
8. El BOP en modo de emergencia no selló el pozo.	Tres métodos para operar el BOP en el modo de emergencia fallaron en sellar el pozo. 1. Las explosiones y el fuego probablemente deshabilitaron el método de emergencia principal disponible (la secuencia de desconexión de emergencia), diseñado para sellar el pozo y desconectar el tubo ascendente del pozo. 2. La condición de los componentes críticos en las cápsulas de control amarillos y azules en el BOP probablemente impidieron la activación de la función de modo automático, diseñada para sellar el pozo sin la intervención del personal de la plataforma en caso de pérdida de presión hidráulica, energía eléctrica y comunicaciones desde la plataforma hacia las cápsulas de control del BOP. Un examen de las cápsulas de control del BOP después del accidente reveló que había una falla en una válvula de solenoide crítica en la cápsula de control amarilla y que las baterías AMF de la cápsula de control azul tenían carga insuficiente; estas fallas probablemente estaban presentes al momento del accidente. La intervención de los ROVs para iniciar la función de auto-corte, otro método de emergencia para operar el BOP, probablemente resultó en el cierre del ariete de corte ciego del BOP, 33 horas después de las explosiones, pero el ariete de corte ciego no logró sellar el pozo.	Hubo indicaciones de posibles debilidades en el régimen de pruebas y el sistema de mantenimiento del BOP.	La práctica de control de pozos de BP específica que: • Todos los equipos de perforación de DP deben estar equipados con BOP submarinos que tengan dos cilindros de corte ciego y un cilindro de corte de revestimiento; • Antes de comenzar a perforar nuevos pozos, un (ROV demuestra la capacidad de acceder al panel de control submarino BOP para presurizar y activar los cilindros de corte; • un tercero certificará que: • El BOP ha sido inspeccionado y su diseño ha sido revisado de acuerdo con las especificaciones del fabricante del equipo original, • Cualquier modificación del BOP, si las hubiera, no han puesto en peligro su diseño o función, • Las pruebas y el mantenimiento de los BOP se realizan de acuerdo con las directrices del fabricante del equipo original y la Norma API 53. Esta práctica también requiere la confirmación por parte de un especialista en cizallamiento de que el BOP tiene la capacidad de cortar el tubo de perforación en condiciones máximas anticipadas de presión en la superficie. BP tiene un personal de confianza dedicado a los BOPs submarinos con competencia global para todas las actividades de perforación de BP en alta mar y se les puede contactar para que asistan con problemas relacionados con el BOP. El personal de confianza de BP de BOPs submarinos trabajan con los contratistas de perforación y los fabricantes de equipos originales BOP para monitorear el desempeño del BOP y mejorar aún más la fiabilidad del sistema BOP a través de la supervisión su mantenimiento y sus pruebas. Además, BP y otras compañías en la industria tienen estándares avanzados de la industria para los BOP a través de la API. Iniciativas a través del API, el IOGP, la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación y otros grupos de la industria se centran en compartir información sobre el rendimiento de los BOP.

3.1.3.2 Mantenimiento

El mantenimiento de la MODU y del equipo a bordo provisto por terceros es un proceso continuo que ocurre a lo largo de todas las etapas del Proyecto. Se presentan dos estrategias de mantenimiento principales:

- **Mantenimiento Basado en Condiciones (Condition Based Maintenance, CBM**): Estrategia que supervisa la condición real del activo para decidir qué mantenimiento debe realizarse. El CBM exige que el mantenimiento solo se realice cuando ciertos indicadores muestren signos de disminución del rendimiento o de fallas futuras.

- **Mantenimiento Preventivo:** Mantenimiento que se realiza regularmente a un equipo para disminuir la probabilidad de que falle. El mantenimiento preventivo se realiza mientras el equipo todavía está funcionando, para que no se descomponga inesperadamente.

Todas las tareas de mantenimiento se rastrean en un sistema de administración de mantenimiento. Para los equipos que se necesitan para realizar una o más funciones de seguridad, en las cuales la falla causaría un aumento significativo en el riesgo de seguridad para las personas y/o el ambiente, las tareas de mantenimiento preventivo correspondientes se rastrean como Mantenimiento Crítico de Seguridad.

3.1.3.3 Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos Previo a las Operaciones

El Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (PRDH) provee una guía acerca de cómo responder ante derrames de hidrocarburos de cualquier tamaño dentro de los límites del Proyecto. Su propósito es facilitar una repuesta inicial efectiva y eficiente a incidentes, así como proporcionar las herramientas e información para toma de decisiones necesarias para evaluar, organizar y administrar las operaciones constantes o crecientes. La información previa, tales como justificación de la planeación y detalles de preparación (por ejemplo, la documentación de evaluación de riesgo, y programas de entrenamiento y capacitación), se incluyen en los documentos de apoyo o apéndices.

El proceso de planeación sigue las guías de buenas prácticas para la Planeación de Contingencias de Derrames de Hidrocarburos en Agua de IPIECA-IOGP (2015), cumpliendo también con cualquier requerimiento de las regulaciones mexicanas. El proceso desarrolla la capacidad de reaccionar efectivamente ante un derrame y mantener una respuesta constante que sea proporcional al riesgo.

BP tiene acceso a organizaciones y agencias de apoyo que pueden proporcionar recursos para apoyar en el esfuerzo de respuesta ante un derrame. Existen diferentes organizaciones y recursos en la región y pueden movilizarse dependiendo de la extensión y la escala de un derrame para respaldar una respuesta. Más información sobre estas organizaciones se proporcionará en los PRDH.

EL PRDH de BP será específico para su campaña de exploración costa afuera en la Cuenca Salina del Golfo de México (Área Contractual 1), proveyendo guía al personal que podría estar involucrado en la respuesta al derrame. Describirá la estructura organizacional, responsabilidades, requerimientos para reportar, técnicas de respuesta y recursos de BP para manejar efectivamente un derrame de hidrocarburos. La **Tabla 3-2** muestra las diferentes secciones del PRDH, así como lo que se cubre en cada una de ellas.

Los procedimientos contenidos en el PRDH se proporcionan como una guía para evaluar las opciones de respuesta en caso de un incidente de derrame de hidrocarburos; no obstante, se anticipan variaciones basadas en el buen juicio y experiencia operacional, y pueden ser autorizados por el Comandante de Incidentes de BP.

Tabla 3-2. Contenidos del PRDH

Sección del PRDH	Detalles
Prefacio	Una descripción general del alcance, estructura y contenido del PRDH, así como la manera en la que debe ser utilizado.
Introducción	Se describirá la legislación y políticas nacionales, convenios/marco legal regional y convenios internacionales aplicables, a fin de establecer el contexto para establecer acuerdos de respuesta a derrames de hidrocarburos en México y en la región del Golfo de México.
Mando y Control	Descripción detallada de la estructura organizacional para respuesta a emergencias de BP y del gobierno mexicano, así como la manera en la que interactuarían en un evento de derrame. El capítulo describirá las diferentes funciones y responsabilidades de los actores de interés clave (agencias gubernamentales y no gubernamentales), así como la política de respuesta por niveles y una descripción general de las operaciones simultáneas.
Preparación de Respuesta	Descripción general de las principales características operacionales del Proyecto; resumen de los recursos ambientales y socioeconómicos en riesgo, y su sensibilidad ante impactos de derrames de hidrocarburos; resultados principales del reporte de modelación y mapa de sensibilidad.
Planeación y Técnicas de Respuesta	Procedimientos de alerta que deberán ser realizados en el caso de un derrame, y las acciones clave para aquellas funciones identificadas; selección de estrategias de respuesta siguiendo la Evaluación de Mitigación de Impactos de Derrames (Spill Impact Mitigation Assessment, SIMA); descripción general de las diferentes técnicas de respuesta; y recursos de respuesta disponibles (Nivel 1, 2, y 3).
Apéndices	Información adicional de apoyo para el PRDH, incluyendo: contactos, formatos de notificación, reporte de modelación de derrame de hidrocarburos, plan de manejo de residuos, información adicional respecto a técnicas de respuesta

3.1.4 Respuesta de Intervención de Pozo

Se activarán una serie de medidas de respuesta para cualquier evento pérdida de control de pozo tan pronto como sea posible en la práctica y cuando sea seguro hacerlo. Muchas de estas medidas serán desplegadas de manera simultánea para proporcionar una respuesta integral. Este enfoque proporciona un nivel de contingencia en el que, si las medidas de respuesta iniciales llegaran a fallar, habría medidas adicionales disponibles como refuerzos.

3.1.4.1 BOP

La primera respuesta de BP sería intentar aplicar medidas de intervención directas, enfocadas a cerrar el BOP original. El BOP estará equipado con múltiples preventores de cierre total para proporcionar opciones adicionales cierre.

BP mantendrá equipo y capacidades para realizar una intervención externa en el BOP. Esto incluirá a un especialista del equipo y ROVs que podrán ser desplegados de un OSV o una MODU para proporcionar poder hidráulico al BOP, a fin de cerrar los preventores directamente. La **Sección 1.1.5.3, Sistema de Prevención de Reventones** contiene más detalles acerca de la estructura y operación del BOP.

Se estima que la respuesta de intervención de un BOP tome entre 2 y 5 días.

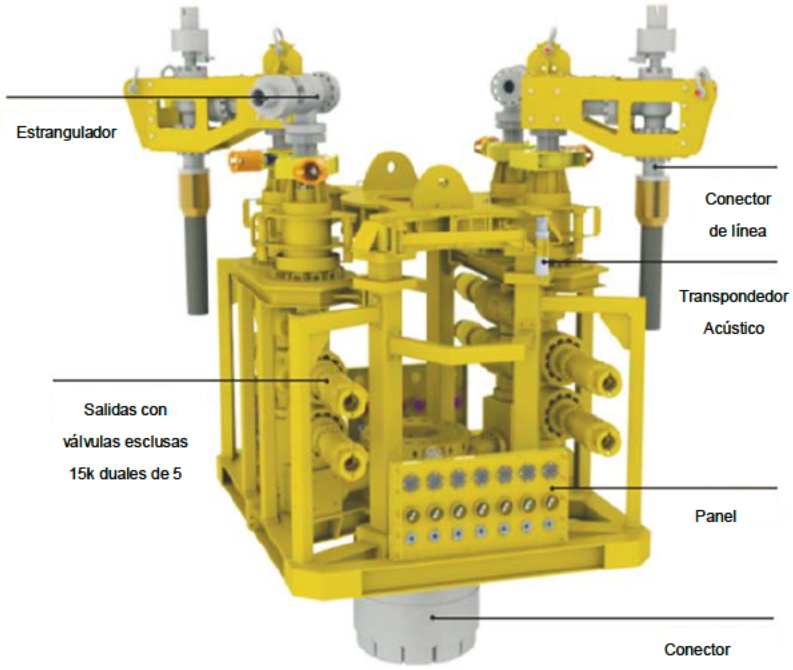
3.1.4.2 Taponamiento de Pozo

Figura 3-2. Tapa para Plataforma Estandarizada (Capping Stack)

Un capping stack submarino es una pieza especial de equipo usada para `taponear` (por ejemplo para detener o desviar) el fluido del pozo mientras se está en el proceso de ahogar al pozo que se está perforando. Las capping stack están diseñadas para soportar la presión máxima anticipada del cabezal generado por el pozo (clasificada en hasta 15,000 psi).

BP ha contribuido al suministro de capping stack industriales, y junto con otros operadores en la industria, continúa perfeccionando y mejorando el despliegue de las capping stack que se desarrollan hoy.

Un número de capping stack se encuentran almacenadas en ciertas ubicaciones estratégicas alrededor del como Brasil, Noruega, Singapur y Sudáfrica. El equipo de taponamiento se almacena listo para su uso inmediato y su transporte marítimo o aéreo en caso de un incidente.



Fuente: Oil Spill Response Limited, 2018

3.1.4.3 Pozo de Alivio

Si llegara a ocurrir que el control del pozo no pueda ser re-establecido, se puede perforar un pozo de alivio para ahogar el pozo. BP tiene acuerdos de servicio vigentes de asistencia especializada para ayudar con el área de ingeniería y soporte operativo en el caso que se necesitase un pozo de alivio.

El pozo de alivio se perforaría utilizando un plan de ejecución similar al de un pozo de perforación estándar. Por lo general, un pozo de alivio se perfora como un agujero vertical hacia un punto de desviación planificada ("inicio"), en donde el pozo de alivio se dirige hacia el pozo objetivo utilizando tecnología y herramientas de perforación direccional.

Una vez que el pozo objetivo se intersecta, el control dinámico del pozo de eliminación comienza con el bombeo del fluido de perforación hacia el pozo de alivio y hacia el pozo incidente para ahogar al pozo de forma dinámica. El uso de concreto puede ser usado para sellar el pozo original.

4.0 Resumen

4.1 Conclusiones de la Estudio de Riesgo Ambiental

Este Estudio de Riesgo Ambiental concluye que la probabilidad de un daño ambiental a largo plazo por los Listados de AAR en el Área Contractual 1 es extremadamente improbable. Los procedimientos completos de identificación de riesgos y las barreras preventivas robustas gestionan de manera efectiva y reducen el riesgo de incidentes dañinos. Las sustancias incluidas en él solo serán “manejadas” durante las actividades de prueba de pozo o pérdida de control de pozo y por esta razón representan los únicos escenarios creíbles para una liberación de cantidades reportables.

Una falla catastrófica del equipo de prueba de pozos o la pérdida del control de pozos y cualquier incendio o explosión resultante, no supondría una amenaza significativa para la vida (que no sea para la fuerza laboral del Proyecto) o para la infraestructura (que no sea para los buques del Proyecto) debido a la ubicación remota del Proyecto en el mar y zona de exclusión de la MODU.

Los impactos de la radiación térmica y la sobrepresión explosiva de los escenarios en el nivel del mar, más cualquier emisión de humo a la atmósfera serían mínimos y a corto plazo.

Las zonas de amortiguamiento, alto riesgo y equipamiento utilizadas para describir los resultados en esta sección se definen en la **Tabla 2-1.**

El peor escenario de los casos se identifica como un reventón superficial por falla de tubería o un bloqueo del compensador, vertiendo hidrocarburos a bordo de la MODU. La zona de alto riesgo del dardo de fuego (jet fire) podría alcanzar 45 metros (78 metros de zona de amortiguamiento) desde el punto de liberación y un radio de la zona de sobrepresión explosiva de 270 metros (500 metros de zona de amortiguamiento). Los sistemas de paro de emergencia se activarán para limitar la duración del efecto del incendio.

Si bien es extremadamente improbable, una falla importante en el proceso durante la prueba de pozo podría causar incendios, y la explosión podría iniciar una secuencia de eventos que conduzcan a problemas de control de pozos y, en última instancia, al surgimiento de las condiciones de un reventón submarino. El potencial de un daño significativo al medio ambiente incrementa substancialmente con los reventones submarinos debido a la mayor cantidad y duración del vertimiento de hidrocarburos.

La extensión real de las zonas de alto riesgo y de amortiguamiento de un dardo de fuego (jet fire) puede variar según las condiciones al momento del incidente, como: dirección de fuga, dirección del viento e inventario de material inflamable.

Se predice que los hidrocarburos de un reventón submarino de pozo alcanzarían las costas mexicanas del Golfo de México entre 8 y 12 días después del vertimiento, basándose en una nula activación de respuesta. En realidad, se activaría la respuesta de forma inmediata si llegara a ocurrir este incidente. La extensión de la contaminación en la línea costera varía dependiendo de la época del año, pero en general, la presencia de hidrocarburos podría ocurrir al oeste, norte y en menor extensión, al sur de la ubicación del pozo, predominante debido a la circulación de las corrientes dentro del Golfo de México.

Los receptores sensibles ambientales precisos que serían afectados por un derrame de esta magnitud dependerán de las propiedades exactas del hidrocarburo, la tasa de flujo, la temporada y condiciones climáticas al tiempo del incidente. Las áreas con presencia potencial de hidrocarburos incluyen áreas tales como ANPs y Sitios Ramsar. Las especies dentro del área con presencia potencial de hidrocarburos incluyen tortugas (con sitios de anidación para 5 especies diferentes en el área), aves (con áreas de anidación y alimentación en el área) y mamíferos como manatís y cetáceos. En un derrame, se llevarían a cabo acciones de respuesta para reducir el efecto del hidrocarburo en las especies y hábitats clave.

4.2 Situación General del Proyecto Respecto al Resumen de Riesgos Ambientales

Se espera que la perforación del pozo Dos Ojos-1 inicie en el último trimestre del 2019. La prueba del pozo y el manejo de las sustancias los Listados de AAR, solo sucederá si las actividades de exploración descubren hidrocarburos en cantidades viables. De ser necesario, un WTV diseñado y construido para tal fin recibirá y procesará los hidrocarburos a distancia del MODU. El WTV separará, procesará y medirá las fases de agua, petróleo crudo y gas. Solo el gas será quemado; el petróleo crudo será almacenado y transferido a las instalaciones de recepción en costa, el agua producida será tratada y su disposición final será en el mar como descarga consensuada.

De la Identificación y Jerarquización de Riesgo en la **Sección 1.5.2**, tres escenarios con alto, medio y bajo impacto, pero de baja probabilidad, fueron considerados como representativos del riesgo para el Área Contractual 1. El mayor riesgo, es el reventón del pozo en un escenario del peor de los casos. Los diferentes eventos riesgosos pueden causar un reventón del pozo, pero el escogido es que un incidente en la parte superior (la falla de la tubería del pozo que causa la explosión o el incendio) conduce a escombros que dañan el tubo ascendente y el BOP, derivando en un reventón submarino. Los eventos de falla de tubería en el pozo (reventón superficial) y la pérdida del control de pozo están relacionados, pero han sido modelados por separado.

Los cuatro escenarios modelados son:

- Falla de la tubería del pozo (reventón en la superficie).
- Reventón submarino del pozo (derrame de hidrocarburos).
- Bloqueo del compensador que cause ruptura o desconexión del tubo ascendente.
- Falla del colector múltiple de estrangulamiento.

Se utilizó el software de modelación PHAST v 8.1, los parámetros para cada escenario fueron usados para predecir los resultados de los eventos de incendio y explosión.

La modelación del reventón submarino se llevó a cabo usando el software OSCAR v 9.0.1 desarrollado por SINTEF para predecir el destino del hidrocarburo y su movimiento en el mar.

4.2.1 Resumen de la Modelación

Un resumen de la modelación muestra los siguientes resultados.

4.2.1.1 Escenario 1. Falla de la Tubería del Pozo

La falla de la tubería del pozo (reventón de superficie) a bordo de la MODU es el peor escenario de liberación de gas y podría potencialmente conducir a condiciones de explosión subsuperficial si el MODU, tubo ascendente de perforación (riser) o BOP fueran severamente dañados. Los resultados completos se presentan en la **Sección 2.1, Radio Potencial de Afectación** y la explicación de los valores de umbral se presenta para cada una de las zonas en la **Tabla 2-1**.

Los resultados clave para dardos de fuego (jet fire) son:

- Alto riesgo para el equipo (umbral inferior) – a 2 m/s esta zona se encuentra hasta los 14 m
- Alto riesgo – a vientos de 2 m/s esta zona se encuentra hasta los 33 m
- Zona de amortiguamiento – a vientos de 2 m/s esta zona se encuentra hasta los 71 m

Los resultados clave para la explosión por sobrepresión son:

- Alto riesgo para el equipo (umbral superior) el radio es de 51 m
- Alto riesgo para el equipo (umbral inferior) el radio es de 117 m
- Radio de alto riesgo es de 270 m
- Radio de la Zona de amortiguamiento es a 500 m

4.2.1.2 Escenario 2. Bloqueo del Compensador

El bloqueo e ignición del compensador, resultaría en la falla catastrófica de la sarta de asentamiento a bordo de la MODU y la liberación no controlada de hidrocarburos. Los resultados completos se presentan en la **Sección 2.1, Radio Potencial de Afectación** y la explicación de los valores del umbral para cada zona se presentan en la **Tabla 2-1**.

Los resultados clave de los dardos de fuego son:

- Alto riesgo para el equipo (umbral inferior) – a vientos de 2 m/s esta zona se encuentra a los 6 m
- Alto riesgo – a vientos de 2 m/s esta zona es hasta 13 m.
- Zona de amortiguamiento – a vientos de 2 m/s esta zona es hasta 31 m.

Los resultados clave de la sobrepresión por explosión son:

- Alto riesgo para el equipo (umbral superior) el radio es 30 m.
- Alto riesgo para el equipo (umbral inferior) el radio es 68 m.
- El radio de alto riesgo es 150 m.
- El radio de la zona de amortiguamiento es 288 m.

4.2.1.3 Escenario 3. Falla del Colector Múltiple de Estrangulamiento

La falla del colector múltiple de estrangulamiento a bordo del WTV, lleva a una sobrepresión catastrófica del separador de prueba. Los resultados completos se presentan en la **Sección 2.1, Radio Potencial de Afectación** y una explicación sobre los valores del umbral para cada zona se presenta en la **Tabla 2-1**.

Los resultados clave del fuego a chorro son:

- Alto riesgo para el equipo (umbral inferior) – a vientos de 2 m/s esta zona es hasta 6 m.
- Alto riesgo – a vientos de 2 m/s esta zona es hasta 18 m.
- Zona de amortiguamiento – a vientos de 2 m/s esta zona es hasta 31 m.

Los resultados clave de la sobrepresión por explosión:

- Alto riesgo para el equipo (umbral superior) el radio es 24 m.
- Alto riesgo para el equipo (umbral inferior) el radio es 55 m.
- El radio de alto riesgo es 125 m.
- El radio de la zona de amortiguamiento es 232 m.

4.2.1.4 Escenario 4. Derrame de Hidrocarburos al Mar

El tiempo de llegada de hidrocarburos a la costa es a los 8 días, contra 12 días en verano (asumiendo que no se inicie la respuesta). La mayor presencia de hidrocarburos en la costa es más probable hacia el oeste y el sur del punto de liberación en el invierno pero al norte de la costa mexicana en los meses de verano. La masa máxima de hidrocarburos en la costa va desde los 5,563 toneladas métricas hasta las 83,458 toneladas métricas con los valores más altos en el máximo, mínimo y valor promedio de presencia de hidrocarburos ocurrido en el verano, sugiriendo un riesgo más alto en la costa durante estos meses. Áreas más grandes de presencia de hidrocarburos ocurrirían en el invierno en el norte del dominio del modelo, incluyendo el cruzar la línea media (median line) entre Estados Unidos y México, esto debido a cambios en las corrientes prevalentes del oeste al este y del este al oeste.

Después de que el flujo en el pozo haya cesado, la proporción de hidrocarburos superficiales disminuyen en un plazo máximo de ~10 días. La mayor proporción de masa de hidrocarburos será transferida a la atmósfera, seguido de la cantidad de petróleo que será biodegradado. Para el final de cada simulación, el hidrocarburo superficial se presenta con la menor cantidad debido a que ha sido degradado, evaporado o depositado en el sedimento o en tierra. El balance de masa posterior al cese del flujo entre los diferentes compartimientos demuestra, sin embargo, de que el hidrocarburo es relativamente persistente en el ambiente, y no será enteramente transferido a la atmósfera o degradado.

4.3 Reporte Técnico

4.3.1 Sustancias Involucradas

Nombre Químico de la Sustancia (IUPAC) *	No. CAS	Densidad (g/cm^3)	Flujo por Segundo	Longitud de la Tubería (km)	Diámetro de la Tubería (cm)	Presión Operativa (kg/cm^2)	Grosor (mm)	Descripción de la Trayectoria
Gas natural	74-82-8*	0.0008 (0.8 kg/m^3)	13 kg máximo (1.1 Mm^3/d)	N/A	N/A	N/A	N/A	Vertical o 45^O dependiendo del escenario, después se esparcirá hacia afuera y en dirección del viento.
Petróleo crudo fracción media	N/A	0.865	261.5 litros máximo (22,596 m^3/día)	N/A	N/A	N/A	N/A	Vertical y se esparcirá bajo la influencia del viento y las corrientes.

**Se proporciona el CAS para gas natural. El gas del yacimiento puede variar en cuanto a composición exacta.*

4.3.2 Historial de Accidentes e Incidentes

Debido a que es un Proyecto nuevo de exploración, no hay un historial de accidentes e incidentes en el sitio. Las estadísticas de la industria se proporcionan en la **Sección 1.5.1**

4.3.3 Identificación y Jerarquía de los Riesgos Ambientales

Evento No.	Falla	Accidente Hipotético					Metodología Utilizada para Identificar el Riesgo	Componentes Ambientales Afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o Dispositivo		
1	Ruptura o sobrepresión de la tubería.	✓	✓	Posible	Posible	Tubería del pozo	'Bow ties', modelación PHAST	Riesgo para la vida de los trabajadores (no a la población general).
2	Sobrepresión causada por el bloqueo del compensador de elevación.	✓	✓	Posible	Posible	Compensador de Elevación	'Bow ties', modelación PHAST	Riesgo para la vida de los trabajadores (no a la población general).
3	Sobrepresión del separador de prueba.	✓	✓	Posible	Posible	Colector múltiple de estrangulamiento	'Bow ties', modelación PHAST	Riesgo para la vida de los trabajadores (no a la población general).
4	Daño físico del tubo ascendente de perforación o el BOP por escombros de un incidente de falla de la tubería del pozo		✓			Tubo ascendente o BoP	'Bow ties', modelación OSCAR	Gran área de receptores ambientales y socioeconómicos potencialmente afectados. Expectativa de muertes localizadas de vida silvestre.

5.0 Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan la Información Señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental

5.1 Ejemplos de Diagramas de Embarcaciones de Perforación

Como la MODU aún no está definida, se proporcionan los siguientes diagramas como ejemplo para el tipo de embarcaciones de perforación los cuales BP contratará para el Proyecto.

Figura 5-1. Vista de Perfil del Buque de Perforación

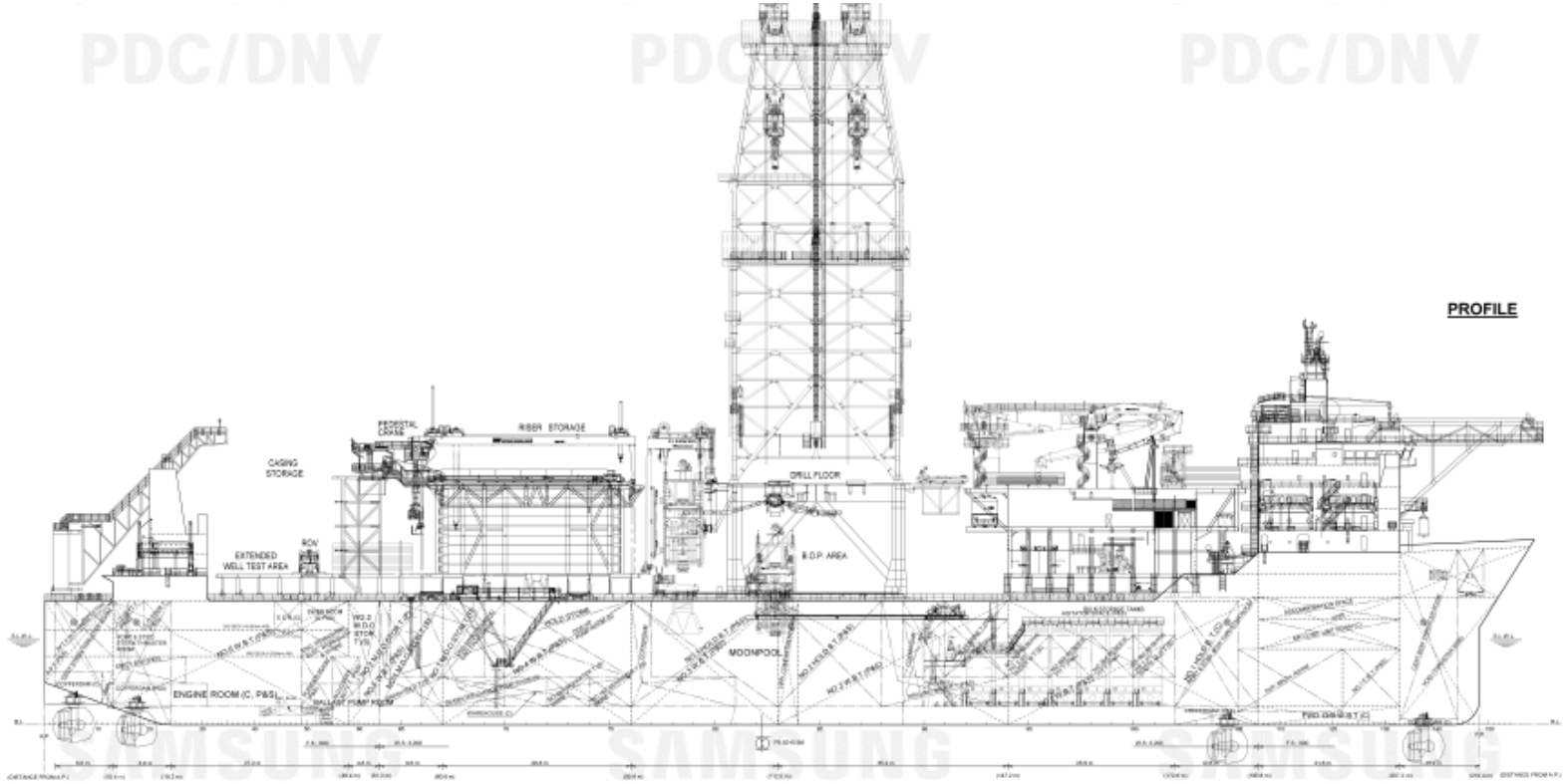


Figura 5-2. Planos del Buque de Perforación - Cubierta A y Cubierta Superior

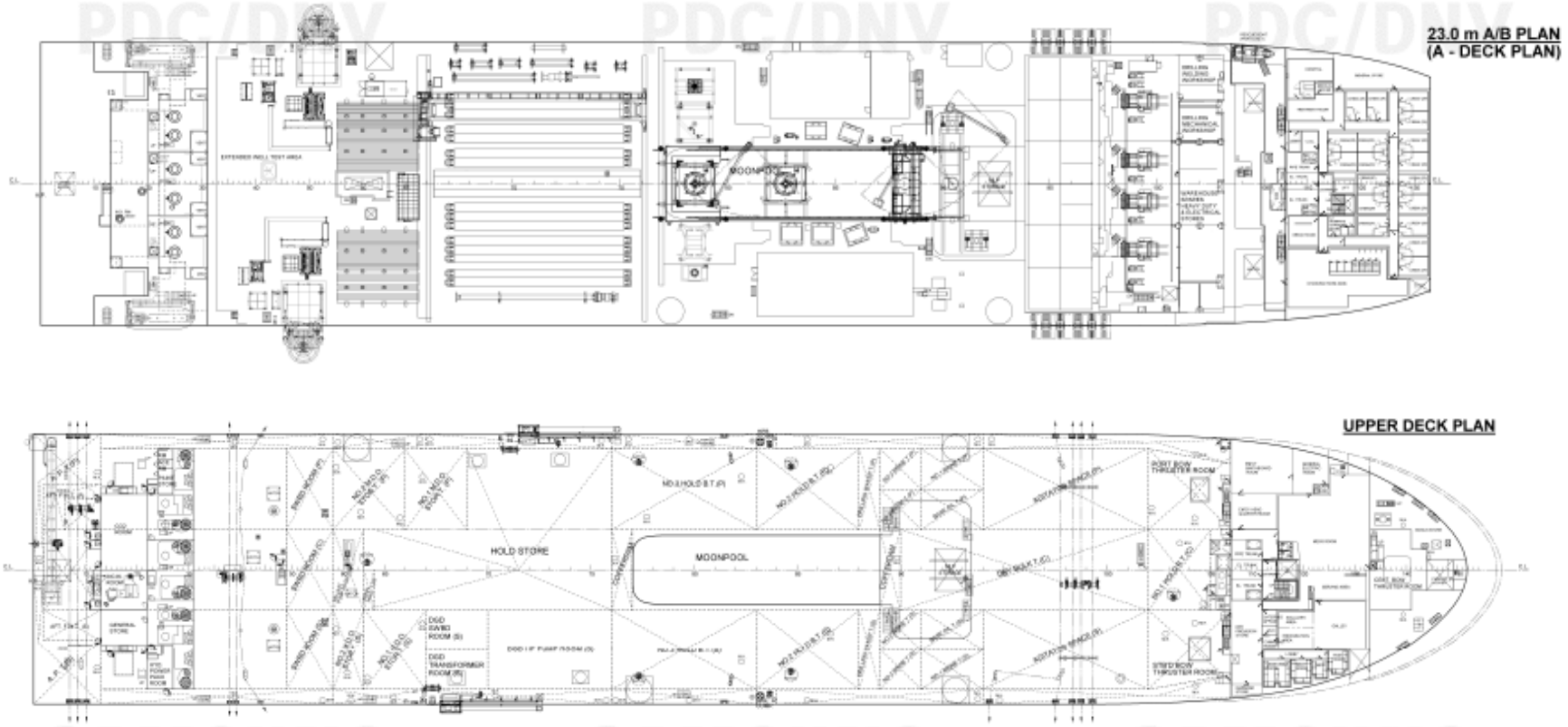
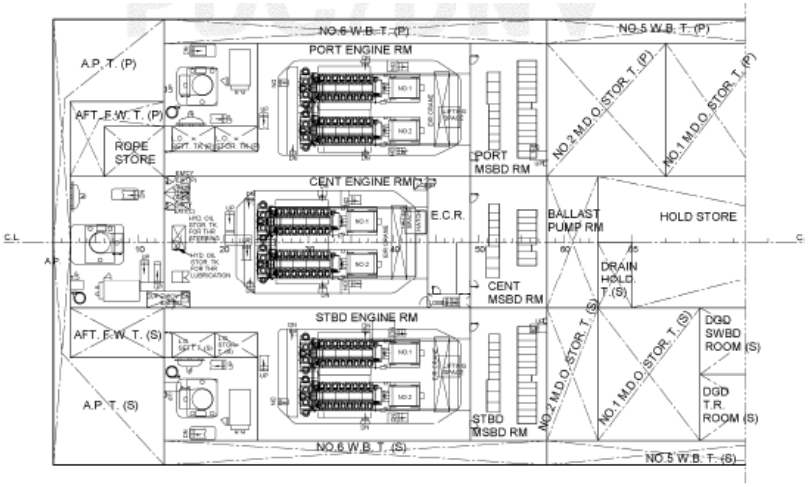
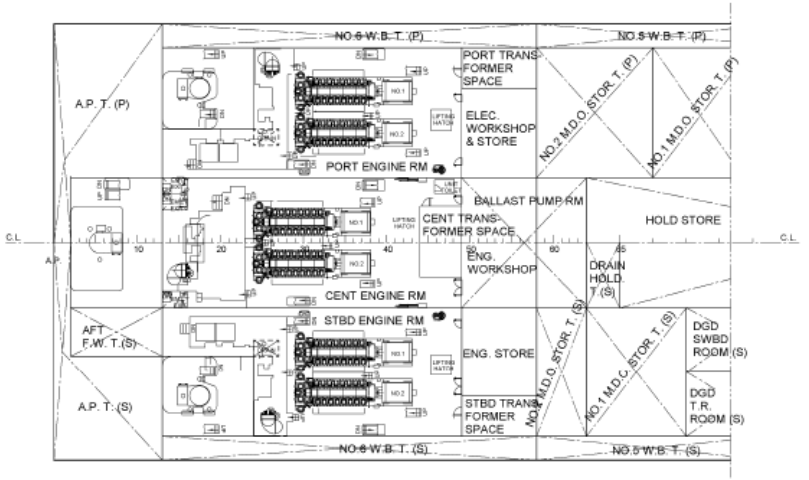


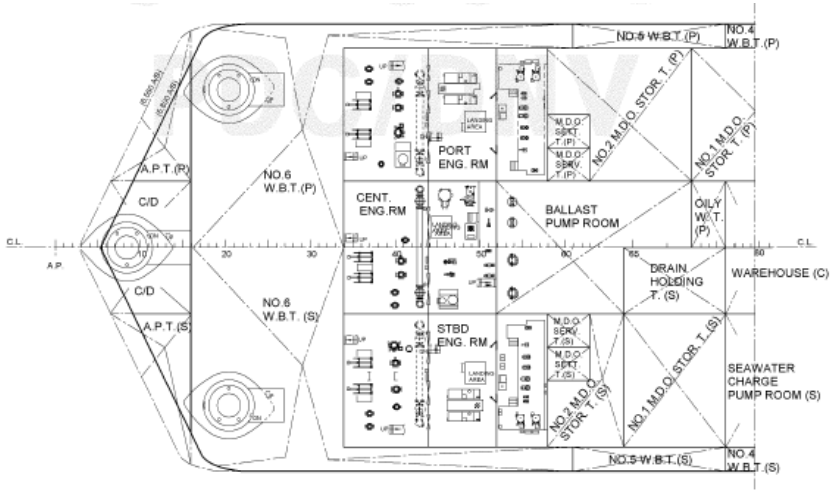
Figura 5-3. Planos del Buque de Perforación - 2ª Cubierta, 3ª Cubierta y Planta (Popa)



2ND DECK PLAN



3RD DECK PLAN



FLOOR PLAN

Figura 5-4. Planos del Buque de Perforación– Planos de la Parte Superior del Tanque y de Cubierta

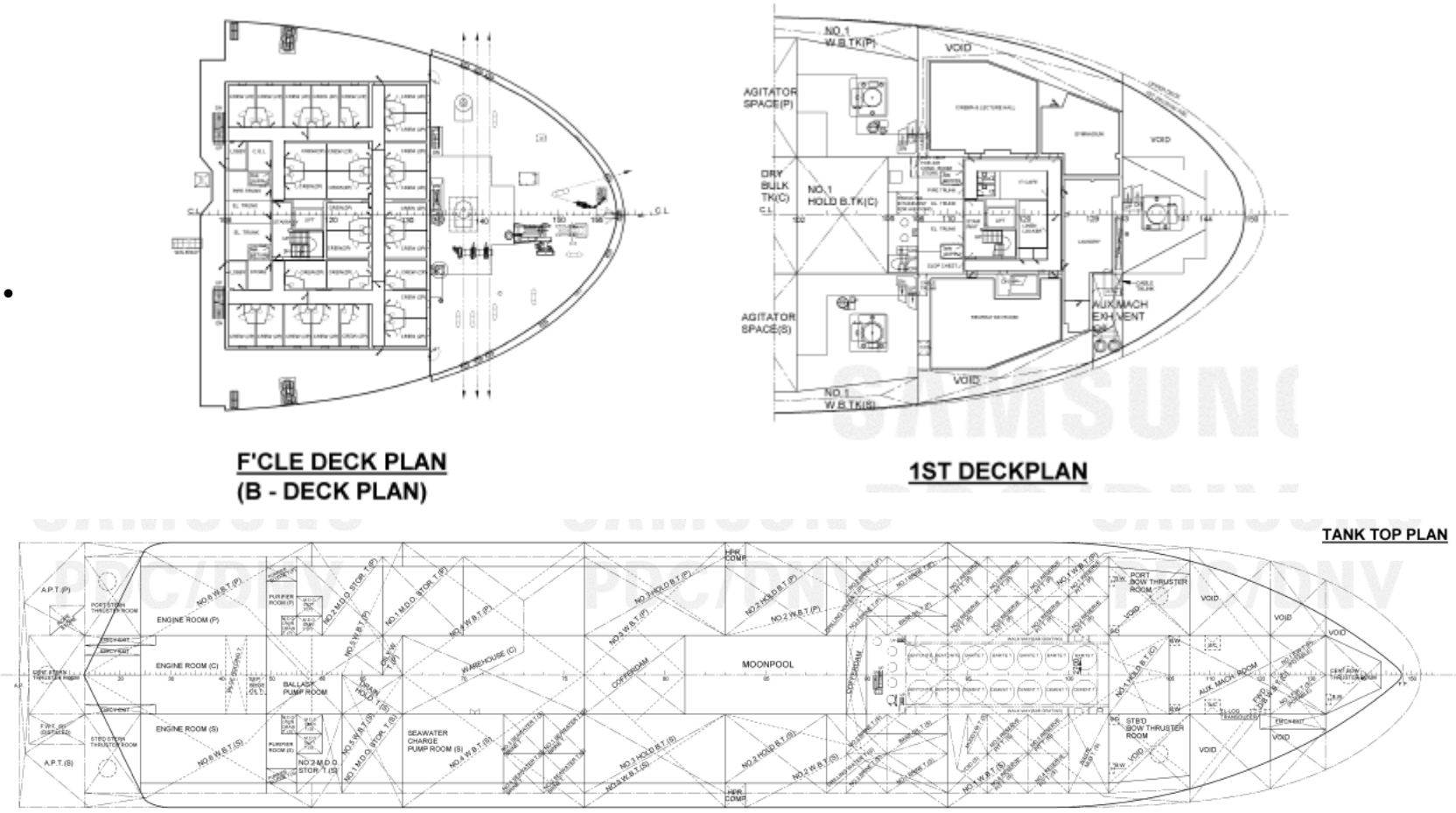


Figura 5-5. Planos del Buque de Perforación - 2ª Cubierta, 3ª Cubierta y Plano de Planta (Proa)

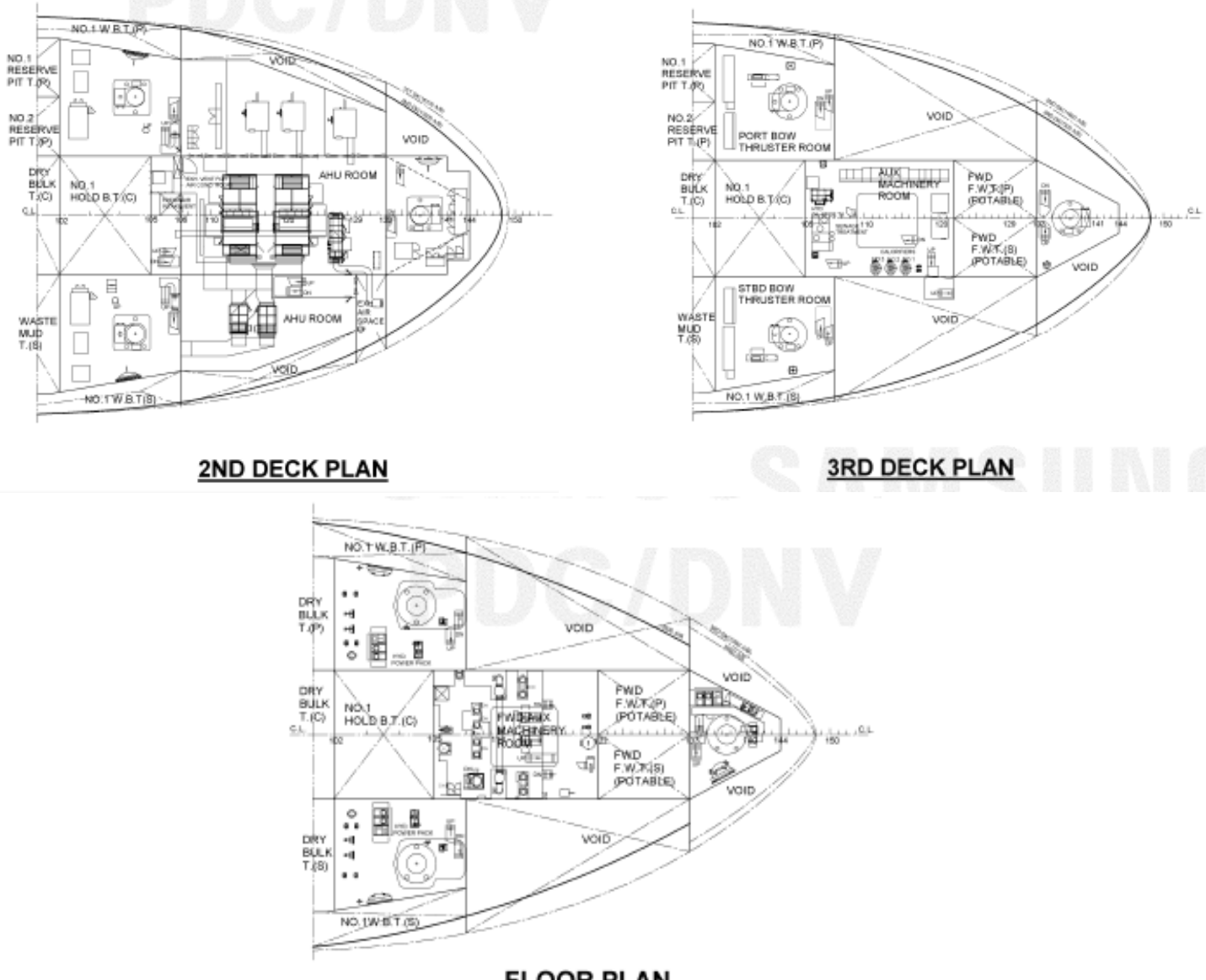
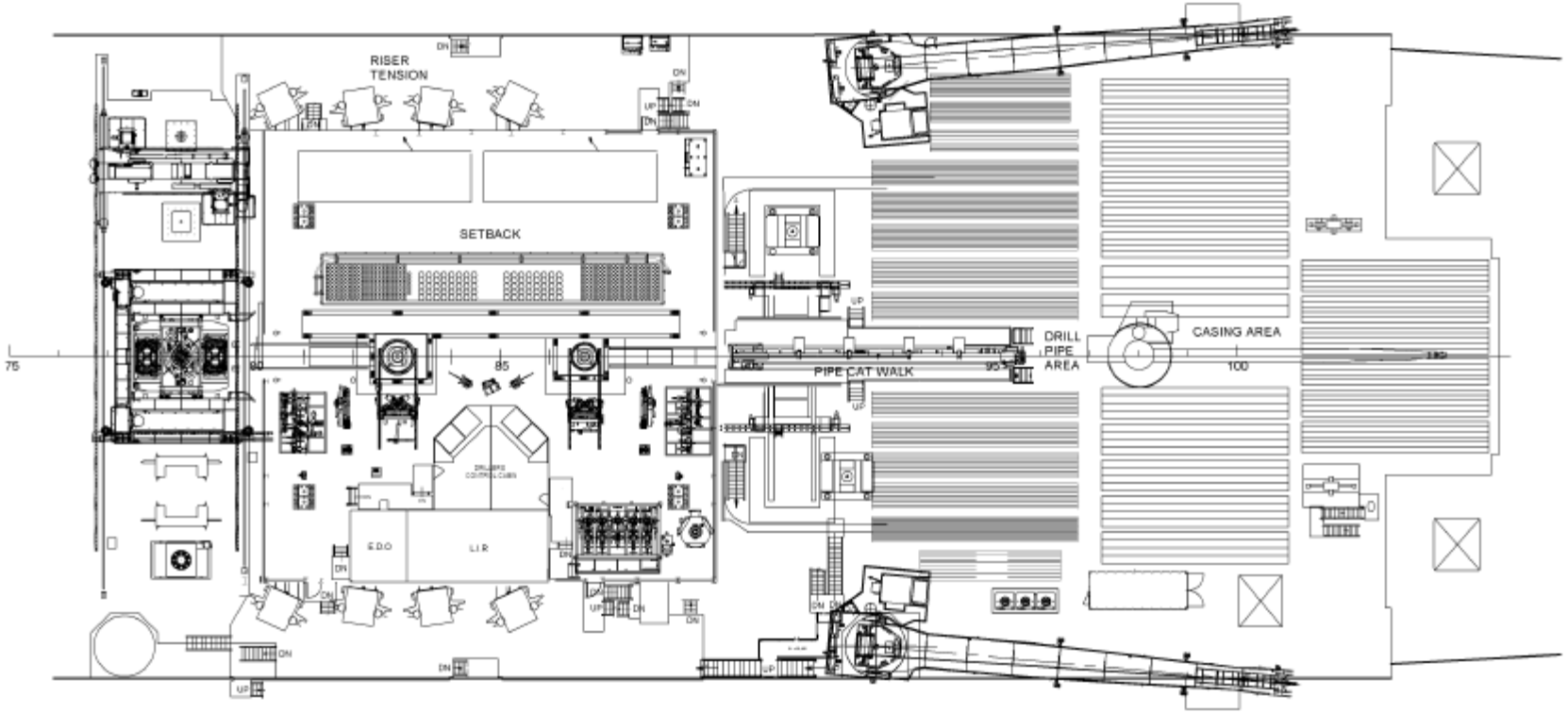
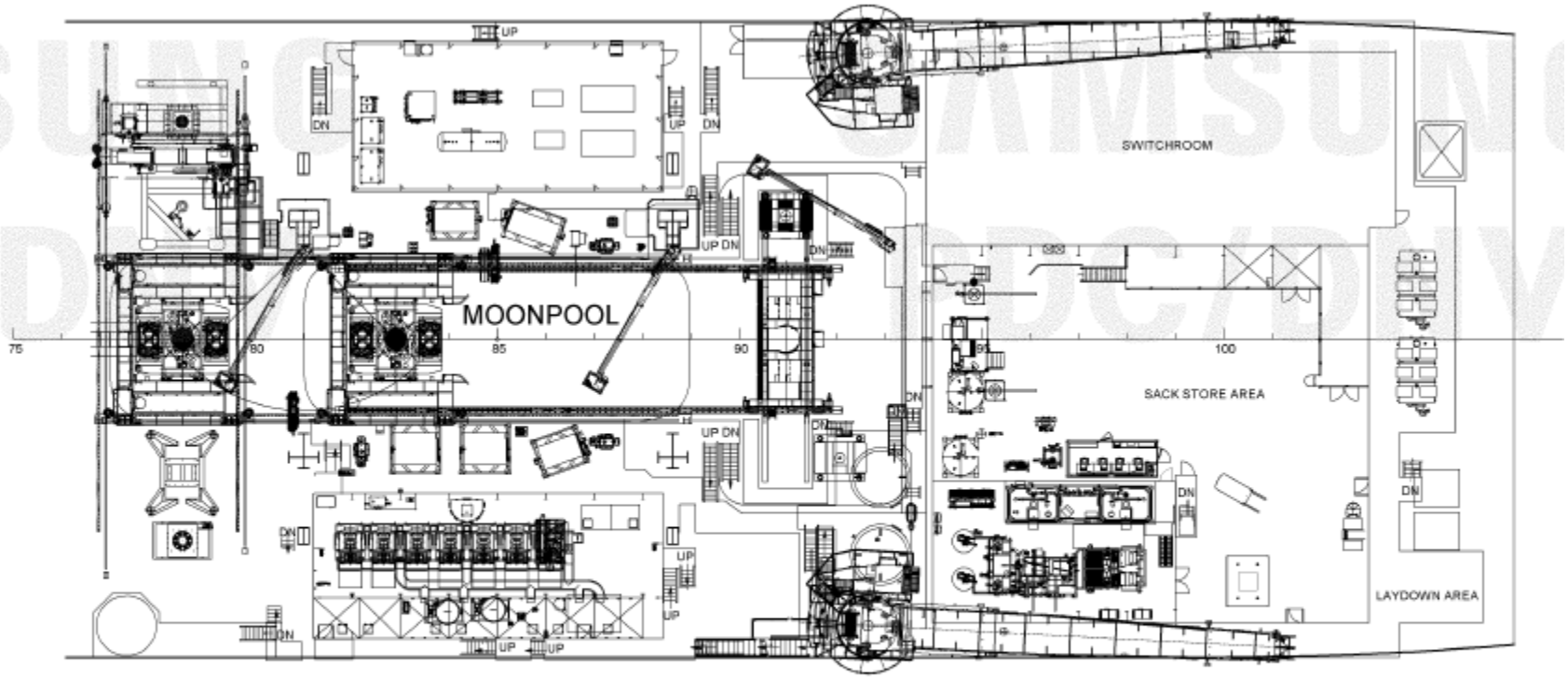


Figura 5-6. Planos del Buque de Perforación - Plano 36 m A/B)



36.0 m A/B PLAN

Figura 5-7. Planos del Buque de Perforación - Plano 30 m A/B



30.0 m A/B PLAN

5.2 Reporte de Parámetros de Entrada para el Modelo PHAST

DNV·GL

Input Report

Workspace: Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1

Mexico ERA-12.5,37.5

Study

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1

Tab	Group	Field	Value	Units
Context of calculations	Selection of context	Weathers to use for this study	Weather folder	
		Parameters to use for this study	Parameter set	
		Obstructions to use for this study		
Material	Modelling of mixtures	Multi or pseudo-component modelling	PC modelling	
Bund, building and terrain	Terrain and bund definition	Type of terrain for dispersion	Land	
		Type of pool substrate and bunds	Concrete, no bund	
Toxic parameters	Indoor toxic calculations	Specify the downwind building type	Unselected	
		Building type (downwind building type)		
Dispersion	Distances of interest	Distances of interest		m

Well blowout

Pressure vessel

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5

Tab	Group	Field	Value	Units
Material	Material	Material	Mexico Fluid	
		Specify volume inventory?	No	
		Mass inventory	1E+09	kg
		Volume inventory	8.43935E+08	m3
		Material to track	Mexico Fluid	
	Phase	Specified condition	Pressure/temperature	
		Temperature	107	degC
		Pressure (gauge)	0.4	bar
		Fluid state	Vapour	
		Liquid mole fraction	0	fractio

Audit Number: 5008
Date: 12/10/2018 Time: 10:22
Page 1 of 27

DNV·GL

				n
	Modelling of mixtures	Multi or pseudo-component modelling	PC modelling	
Scenario	Pipe dimensions	Pipe length		m
	Release location	Elevation	1	m
		Tank head	0	m
	Direction	Outdoor release direction	Horizontal	
		Outdoor release angle	0	deg
Discharge parameters	Model settings	Atmospheric expansion method	DNV GL recommended	
		Phase change upstream of orifice?	Disallow liquid phase change only (metastable liquid)	
	Droplet break-up mechanism	Droplet break-up mechanism - instantaneous	Use flashing correlation	
		Droplet break-up mechanism - continuous	Do not force correlation	
Short pipe	Pipe characteristics	Pipe roughness	0.045	mm
	Frequencies	Frequency of bends in pipe	0	/m
		Frequency of couplings in pipe	0	/m
		Frequency of junctions in pipe	0	/m
	Frequencies of valves	Frequency of excess flow valves	0	/m
		Frequency of non-return valves	0	/m
		Frequency of shut-off valves	0	/m
	Velocity head losses	Excess flow valve velocity head losses	0	
		Non-return valve velocity head losses	0	
		Shut-off valve velocity head losses	0	
Time varying releases	Modelling of time-varying leaks and line ruptures	Vacuum relief valve	Operating	
		Vacuum relief valve set point	0	bar
	Dimensions	Tank shape		
		Tank height		m
		Tank width		m
		Tank length		m
		Tank diameter		m
	Inventory data	Tank volume	8.43935E+08	m3
		Tank vapour volume	8.43935E+08	m3

DNV·GL

		Tank liquid volume	0	m3
		Tank liquid level	0	m
		Maximum vapour release height		m
		Minimum mass inventory	0.1	kg
		Maximum mass inventory	1E+09	kg
	Safety system modelling for time-varying releases	Safety system modelling (isolation and blowdown)	No	
Dispersion	Dispersion scope	Concentration of interest	1.55	ppm
		Averaging time for concentration of interest	Flammable	
		Specify user-defined averaging time	No	
		User defined averaging time		s
	Distances of interest	Distances of interest		m
	Averaging time for reports	ERPG [1 hr]	No	
		IDLH [30 mins]	No	
		STEL [15 mins]	No	
Bund, building and terrain	Terrain and bund definition	Type of terrain for dispersion	Land	
		Type of pool substrate and bunds	Concrete, no bund	
	Building definition	Release building		
		In-building release?	Outdoor	
		Building wake effect	Roof/lee	
		Wind or release angle from North	0	deg
		Handling of droplets	Trapped	
		Indoor mass modification factor	3	
Explosion parameters	Explosion method (Consequence calculations only)	Explosion method	Multi-Energy: Uniform confined	
	Ignition	Supply late ignition location	No ignition location	
		Location of late ignition		m
	Vapour liquid method	Use explosion mass modification factor	Yes	
		Explosion mass modification factor	3	
Fireball	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	

DNV·GL

		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Mass modification factor	3	
		Fireball maximum exposure duration	20	s
	Calculation method	Fireball model	Martinsen time varying	
		TNO model flame temperature	1726.85	degC
Jet fire	Jet fire method	Jet fire method	Cone model	
	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Rate modification factor	3	
		Jet fire maximum exposure duration	20	s
	Cone model data	Crosswind angle	0	deg
		Horizontal options	Use standard method	
		Correlation	Recommended	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
Pool fire	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	

DNV·GL

	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Radiative fraction for general fires	0.4	fraction
		Pool fire maximum exposure duration	20	s
Geometry	Geometry	East	0	m
		North	0	m

Tubing failure

Leak

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5\Well blowout

Tab	Group	Field	Value	Units
Scenario	Hole	Orifice diameter	314.325	mm
		Use specified discharge coefficient?	No	
		Discharge coefficient		fraction
	Release location	Elevation	0	m
		Tank head	0	m
	Direction	Outdoor release direction	Vertical	
		Outdoor release angle	90	deg
Material	Material	Material characteristics	Flammable only	
		Material to track	Mexico Fluid	
		Type of risk effects to model	Flammable only	
	Phase	Phase to be released	Vapour	
Discharge parameters	Model settings	Atmospheric expansion method	DNV GL recommended	
		Phase change upstream of orifice?	Disallow liquid phase change only (metastable liquid)	
	Droplet break-up mechanism	Droplet break-up mechanism - continuous	Do not force correlation	
Dispersion	Dispersion scope	Concentration of interest	6200	ppm

DNV·GL

		Averaging time for concentration of interest	Flammable	
		Specify user-defined averaging time	No	
		User defined averaging time		s
	Distances of interest	Distances of interest		m
	Averaging time for reports	ERPG [1 hr]	No	
		IDLH [30 mins]	No	
		STEL [15 mins]	No	
Bund, building and terrain	Terrain and bund definition	Type of terrain for dispersion	Land	
		Type of pool substrate and bunds	Concrete, no bund	
Explosion parameters	Explosion method	Explosion method	Multi-Energy: Uniform confined	
	Ignition	Supply late ignition location	No ignition location	
		Location of late ignition		m
	Vapour liquid method	Use explosion mass modification factor	Yes	
		Explosion mass modification factor	3	
Fireball	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Mass modification factor	3	
		Fireball maximum exposure duration	20	s
	Calculation method	Fireball model	Martinsen time varying	
		TNO model flame temperature	1726.85	degC
Jet fire	Jet fire method	Jet fire method	Cone model	
	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	

DNV·GL

	Radiation levels	Number of input radiation levels	4	
		Intensity levels	1.4, 5, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Rate modification factor	3	
		Jet fire maximum exposure duration	20	s
	Cone model data	Correlation	Recommended	
		Horizontal options	Use standard method	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
Pool fire	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Radiative fraction for general fires	0.4	fraction
		Pool fire maximum exposure duration	20	s

Compensator

Pressure vessel

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5

Tab	Group	Field	Value	Units

DNV·GL

Material	Material	Material	Mexico Fluid	
		Specify volume inventory?	No	
		Mass inventory	1E+07	kg
		Volume inventory	5.14582E+06	m3
		Material to track	Mexico Fluid	
	Phase	Specified condition	Pressure/temperature	
		Temperature	107	degC
		Pressure (gauge)	1.3	bar
		Fluid state	Vapour	
		Liquid mole fraction	0	fraction
	Modelling of mixtures	Multi or pseudo-component modelling	PC modelling	
Scenario	Pipe dimensions	Pipe length		m
	Release location	Elevation	1	m
		Tank head	0	m
	Direction	Outdoor release direction	Horizontal	
		Outdoor release angle	0	deg
Discharge parameters	Model settings	Atmospheric expansion method	DNV GL recommended	
		Phase change upstream of orifice?	Disallow liquid phase change only (metastable liquid)	
	Droplet break-up mechanism	Droplet break-up mechanism - instantaneous	Use flashing correlation	
		Droplet break-up mechanism - continuous	Do not force correlation	
Short pipe	Pipe characteristics	Pipe roughness	0.045	mm
	Frequencies	Frequency of bends in pipe	0	/m
		Frequency of couplings in pipe	0	/m
		Frequency of junctions in pipe	0	/m
	Frequencies of valves	Frequency of excess flow valves	0	/m
		Frequency of non-return valves	0	/m
		Frequency of shut-off valves	0	/m
	Velocity head losses	Excess flow valve velocity head losses	0	
		Non-return valve velocity head losses	0	
		Shut-off valve velocity head losses	0	
Time	Modelling of time-varying	Vacuum relief valve	Operating	

DNV·GL

varying releases	leaks and line ruptures			
		Vacuum relief valve set point	0	bar
	Dimensions	Tank shape		
		Tank height		m
		Tank width		m
		Tank length		m
		Tank diameter		m
	Inventory data	Tank volume	5.14582E+06	m3
		Tank vapour volume	5.14582E+06	m3
		Tank liquid volume	0	m3
		Tank liquid level	0	m
		Maximum vapour release height		m
		Minimum mass inventory	0.1	kg
		Maximum mass inventory	1E+09	kg
	Safety system modelling for time-varying releases	Safety system modelling (isolation and blowdown)	No	
Dispersion	Dispersion scope	Concentration of interest	6200	ppm
		Averaging time for concentration of interest	Flammable	
		Specify user-defined averaging time	No	
		User defined averaging time		s
	Distances of interest	Distances of interest		m
	Averaging time for reports	ERPG [1 hr]	No	
		IDLH [30 mins]	No	
		STEL [15 mins]	No	
Bund, building and terrain	Terrain and bund definition	Type of terrain for dispersion	Land	
		Type of pool substrate and bunds	Concrete, no bund	
	Building definition	Release building		
		In-building release?	Outdoor	
		Building wake effect	Roof/lee	
		Wind or release angle from North	0	deg
		Handling of droplets	Trapped	
		Indoor mass modification factor	3	

DNV·GL

Explosion parameters	Explosion method (Consequence calculations only)	Explosion method	Multi-Energy : Uniform confined	
	Ignition	Supply late ignition location	No ignition location	
		Location of late ignition		m
	Vapour liquid method	Use explosion mass modification factor	Yes	
		Explosion mass modification factor	3	
Fireball	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Mass modification factor	3	
		Fireball maximum exposure duration	20	s
	Calculation method	Fireball model	Martinsen time varying	
		TNO model flame temperature	1726.85	degC
Jet fire	Jet fire method	Jet fire method	Cone model	
	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Rate modification factor	3	
		Jet fire maximum exposure duration	20	s
	Cone model data	Crosswind angle	0	deg
		Horizontal options	Use standard method	

DNV·GL

		Correlation	Recommended	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
Pool fire	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Radiative fraction for general fires	0.4	fraction
		Pool fire maximum exposure duration	20	s
Geometry	Geometry	East	0	m
		North	0	m

Compensator failure

Leak

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5\Compensator

Tab	Group	Field	Value	Units
Scenario	Hole	Orifice diameter	101.6	mm
		Use specified discharge coefficient?	No	
		Discharge coefficient		fraction
	Release location	Elevation	0	m
		Tank head	0	m
	Direction	Outdoor release direction	Vertical	
		Outdoor release angle	90	deg

DNV·GL

Material	Material	Material characteristics	Flammable only	
		Material to track	Mexico Fluid	
		Type of risk effects to model	Flammable only	
	Phase	Phase to be released	Vapour	
Discharge parameters	Model settings	Atmospheric expansion method	DNV GL recommended	
		Phase change upstream of orifice?	Disallow liquid phase change only (metastable liquid)	
	Droplet break-up mechanism	Droplet break-up mechanism - continuous	Do not force correlation	
Dispersion	Dispersion scope	Concentration of interest	6200	ppm
		Averaging time for concentration of interest	Flammable	
		Specify user-defined averaging time	No	
		User defined averaging time		s
	Distances of interest	Distances of interest		m
	Averaging time for reports	ERPG [1 hr]	No	
		IDLH [30 mins]	No	
		STEL [15 mins]	No	
Bund, building and terrain	Terrain and bund definition	Type of terrain for dispersion	Land	
		Type of pool substrate and bunds	Concrete, no bund	
Explosion parameters	Explosion method	Explosion method	Multi-Energy: Uniform confined	
	Ignition	Supply late ignition location	No ignition location	
		Location of late ignition		m
	Vapour liquid method	Use explosion mass modification factor	Yes	
		Explosion mass modification factor	3	
Fireball	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	

DNV·GL

		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Mass modification factor	3	
		Fireball maximum exposure duration	20	s
	Calculation method	Fireball model	Martinsen time varying	
		TNO model flame temperature	1726.85	degC
Jet fire	Jet fire method	Jet fire method	Cone model	
	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	4	
		Intensity levels	1.4, 5, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Rate modification factor	3	
		Jet fire maximum exposure duration	20	s
	Cone model data	Correlation	Recommended	
		Horizontal options	Use standard method	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
Pool fire	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	

DNV·GL

		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Radiative fraction for general fires	0.4	fraction
		Pool fire maximum exposure duration	20	s

Choke Manifold

Pressure vessel

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5

Tab	Group	Field	Value	Units
Material	Material	Material	Mexico Fluid	
		Specify volume inventory?	No	
		Mass inventory	1E+07	kg
		Volume inventory	6.46203E+06	m3
		Material to track	Mexico Fluid	
	Phase	Specified condition	Pressure/temperature	
		Temperature	60	degC
		Pressure (gauge)	0.6	bar
		Fluid state	Vapour	
		Liquid mole fraction	0	fraction
	Modelling of mixtures	Multi or pseudo-component modelling	PC modelling	
Scenario	Pipe dimensions	Pipe length		m
	Release location	Elevation	1	m
		Tank head	0	m
	Direction	Outdoor release direction	Horizontal	
		Outdoor release angle	0	deg
Discharge parameters	Model settings	Atmospheric expansion method	DNV GL recommended	
		Phase change upstream of orifice?	Disallow liquid phase change only (metastable liquid)	
	Droplet break-up mechanism	Droplet break-up mechanism - instantaneous	Use flashing correlation	
		Droplet break-up mechanism - continuous	Do not force correlation	
Short pipe	Pipe characteristics	Pipe roughness	0.045	mm

DNV·GL

	Frequencies	Frequency of bends in pipe	0	/m
		Frequency of couplings in pipe	0	/m
		Frequency of junctions in pipe	0	/m
	Frequencies of valves	Frequency of excess flow valves	0	/m
		Frequency of non-return valves	0	/m
		Frequency of shut-off valves	0	/m
	Velocity head losses	Excess flow valve velocity head losses	0	
		Non-return valve velocity head losses	0	
		Shut-off valve velocity head losses	0	
Time varying releases	Modelling of time-varying leaks and line ruptures	Vacuum relief valve	Operating	
		Vacuum relief valve set point	0	bar
	Dimensions	Tank shape		
		Tank height		m
		Tank width		m
		Tank length		m
		Tank diameter		m
	Inventory data	Tank volume	6.46203E+06	m3
		Tank vapour volume	6.46203E+06	m3
		Tank liquid volume	0	m3
		Tank liquid level	0	m
		Maximum vapour release height		m
		Minimum mass inventory	0.1	kg
		Maximum mass inventory	1E+09	kg
	Safety system modelling for time-varying releases	Safety system modelling (isolation and blowdown)	No	
Dispersion	Dispersion scope	Concentration of interest	6200	ppm
		Averaging time for concentration of interest	Flammable	
		Specify user-defined averaging time	No	
		User defined averaging time		s
	Distances of interest	Distances of interest		m
	Averaging time for reports	ERPG [1 hr]	No	
		IDLH [30 mins]	No	
		STEL [15 mins]	No	

DNV·GL

Bund, building and terrain	Terrain and bund definition	Type of terrain for dispersion	Land	
		Type of pool substrate and bunds	Concrete, no bund	
	Building definition	Release building		
		In-building release?	Outdoor	
		Building wake effect	Roof/lee	
		Wind or release angle from North	0	deg
		Handling of droplets	Trapped	
		Indoor mass modification factor	3	
Explosion parameters	Explosion method (Consequence calculations only)	Explosion method	Multi-Energy: Uniform confined	
	Ignition	Supply late ignition location	No ignition location	
		Location of late ignition		m
	Vapour liquid method	Use explosion mass modification factor	Yes	
		Explosion mass modification factor	3	
Fireball	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Mass modification factor	3	
		Fireball maximum exposure duration	20	s
	Calculation method	Fireball model	Martinsen time varying	
		TNO model flame temperature	1726.85	degC
Jet fire	Jet fire method	Jet fire method	Cone model	
	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	

DNV·GL

		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Rate modification factor	3	
		Jet fire maximum exposure duration	20	s
	Cone model data	Crosswind angle	0	deg
		Horizontal options	Use standard method	
		Correlation	Recommended	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
Pool fire	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Radiative fraction for general fires	0.4	fraction
		Pool fire maximum exposure duration	20	s
Geometry	Geometry	East	0	m
		North	0	m

ChokeM failure

Leak

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5\Choke Manifold

DNV·GL

Tab	Group	Field	Value	Units
Scenario	Hole	Orifice diameter	86.36	mm
		Use specified discharge coefficient?	No	
		Discharge coefficient		fraction
	Release location	Elevation	0	m
		Tank head	0	m
	Direction	Outdoor release direction	Angled from horizontal	
		Outdoor release angle	45	deg
Material	Material	Material characteristics	Flammable only	
		Material to track	Mexico Fluid	
		Type of risk effects to model	Flammable only	
	Phase	Phase to be released	Vapour	
Discharge parameters	Model settings	Atmospheric expansion method	DNV GL recommended	
		Phase change upstream of orifice?	Disallow liquid phase change only (metastable liquid)	
	Droplet break-up mechanism	Droplet break-up mechanism - continuous	Do not force correlation	
Dispersion	Dispersion scope	Concentration of interest	6200	ppm
		Averaging time for concentration of interest	Flammable	
		Specify user-defined averaging time	No	
		User defined averaging time		s
	Distances of interest	Distances of interest		m
	Averaging time for reports	ERPG [1 hr]	No	
		IDLH [30 mins]	No	
		STEL [15 mins]	No	
Bund, building and terrain	Terrain and bund definition	Type of terrain for dispersion	Land	
		Type of pool substrate and bunds	Concrete, no bund	
Explosion parameters	Explosion method	Explosion method	Multi-Energy: Uniform confined	
	Ignition	Supply late ignition location	No ignition location	
		Location of late ignition		m
	Vapour liquid method	Use explosion mass modification factor	Yes	

DNV·GL

		Explosion mass modification factor	3	
Fireball	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Mass modification factor	3	
		Fireball maximum exposure duration	20	s
	Calculation method	Fireball model	Martinsen time varying	
		TNO model flame temperature	1726.85	degC
Jet fire	Jet fire method	Jet fire method	Cone model	
	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	4	
		Intensity levels	1.4, 5, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Rate modification factor	3	
		Jet fire maximum exposure duration	20	s
	Cone model data	Correlation	Recommended	
		Horizontal options	Use standard method	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fractio

DNV·GL

				n
Pool fire	Result types to calculate	Calculate probit	No	
		Calculate dose	No	
		Calculate lethality	No	
	Radiation levels	Number of input radiation levels	3	
		Intensity levels	4, 12.5, 37.5	kW/m2
		Probit levels	2.73, 3.72, 7.5	
		Dose levels	1.27E+06, 5.8E+06, 2.51E+07	
		Lethality levels	0.01, 0.1, 0.99	fraction
	Parameters	Radiative fraction for general fires	0.4	fraction
		Pool fire maximum exposure duration	20	s

Standalones

Standalones

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5

Tab	Group	Field	Value	Units
Material	Material	Material	Mexico Fluid	
Geometry	Geometry	East	0	m
		North	0	m

Wellblowout

Multi-energy explosion

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5\Standalones

Tab	Group	Field	Value	Units
Multi-Energy	Release mass	Flammable mass in cloud	780	kg
	Multi-Energy: User-defined	Unconfined explosion strength	7	
		Unconfined explosion efficiency	100	%
	Confined explosion sources	Number of confined sources	0	
		Option for specifying size of confined sources	Use volumes	

DNV·GL

		Unconfined explosion efficiency	100	%
	Confined explosion sources	Number of confined sources	0	
		Option for specifying size of confined sources	Use volumes	
		Strength of confined source		
		Volume of confined source		m3
		Volume fraction of confined source		fraction
Distances	Distances of interest for graph	Minimum distance	1	m
		Maximum distance	2000	m
		Step size	1	m

Jet fire

Jet fire

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5\Standalones

Tab	Group	Field	Value	Units
Jet fire	Jet fire model	Jet fire model type	Cone model	
	Release location	Elevation of discharge point	0	m
	Release characteristics	Calculate jet velocity?	Given jet velocity	
		Mass discharge rate	13	kg/s
		Two-phase release?	No	
		Post-expansion liquid fraction		fraction
		Post-expansion jet temperature	88	degC
		Jet velocity	278	m/s
		Expanded diameter	0.258085	m
Cone model data	Cone model data	Inclination of jet from horizontal	90	deg
Jet fire parameters	Radiation levels	Number of input radiation levels	4	
		Intensity levels	1.4, 5, 12.5, 37.5	kW/m2
	Cone model data	Crosswind angle	0	deg
		Horizontal options	Use standard method	
		Correlation	Recommended	

DNV·GL

		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
	Exposure duration	Jet fire maximum exposure duration	20	s
Radiation calculations	Type of radiation results required	Radiation at a point	No	
		Radiation vs distance	No	
		Radiation ellipse	No	
		Radiation contours	Yes	
Radiation contours	Display	Chart type being plotted	Radiation footprint	
	Contour footprint	Generate radiation footprint?	Yes	
		Height above origin	2	m
	Contour side view	Generate radiation side view?	Yes	
		Distance crosswind of release source	0	m
	Contour cross-section	Generate radiation cross-section?	No	
		Distance downwind of release source		m
	User-defined contour plane	Specify user-defined contour plane?	No	
	User-defined contour plane origin	X		m
		Y		m
		Z		m
	User-defined contour plane X axis	X		m
		Y		m
		Z		m
	User-defined contour plane Y axis	X		m
		Y		m
		Z		m

Jet fire (1)

Jet fire

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5\Standalones

Audit Number: 5008
Date: 12/10/2018 Time: 10:22
Page 23 of 27

DNV·GL

Tab	Group	Field	Value	Units
Jet fire	Jet fire model	Jet fire model type	Cone model	
	Release location	Elevation of discharge point	0	m
	Release characteristics	Calculate jet velocity?	Given jet velocity	
		Mass discharge rate	2.78	kg/s
		Two-phase release?	No	
		Post-expansion liquid fraction		fraction
		Post-expansion jet temperature	62.5	degC
		Jet velocity	429.223	m/s
		Expanded diameter	0.0925589	m
Cone model data	Cone model data	Inclination of jet from horizontal	90	deg
Jet fire parameters	Radiation levels	Number of input radiation levels	4	
		Intensity levels	1.4, 5, 12.5, 37.5	kW/m2
	Cone model data	Crosswind angle	0	deg
		Horizontal options	Use standard method	
		Correlation	Recommended	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
	Exposure duration	Jet fire maximum exposure duration	20	s
Radiation calculations	Type of radiation results required	Radiation at a point	No	
		Radiation vs distance	No	
		Radiation ellipse	No	
		Radiation contours	Yes	
Radiation contours	Display	Chart type being plotted	Radiation footprint	
	Contour footprint	Generate radiation footprint?	Yes	
		Height above origin	2	m

DNV·GL

	Contour side view	Generate radiation side view?	Yes	
		Distance crosswind of release source	0	m
	Contour cross-section	Generate radiation cross-section?	No	
		Distance downwind of release source		m
	User-defined contour plane	Specify user-defined contour plane?	No	
	User-defined contour plane origin	X		m
		Y		m
		Z		m
	User-defined contour plane X axis	X		m
		Y		m
		Z		m
	User-defined contour plane Y axis	X		m
		Y		m
		Z		m

Jet fire (1) (1)

Jet fire

Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1\Mexico ERA-12.5,37.5\Standalones

Tab	Group	Field	Value	Units
Jet fire	Jet fire model	Jet fire model type	Cone model	
	Release location	Elevation of discharge point	0	m
	Release characteristics	Calculate jet velocity?	Given jet velocity	
		Mass discharge rate	1.33	kg/s
		Two-phase release?	No	
		Post-expansion liquid fraction		fraction
		Post-expansion jet temperature	35.79	degC
		Jet velocity	305.745	m/s
		Expanded diameter	0.072733	m
Cone model data	Cone model data	Inclination of jet from horizontal	90	deg
Jet fire parameters	Radiation levels	Number of input radiation levels	4	

DNV·GL

		Intensity levels	1.4, 5, 12.5, 37.5	kW/m2
	Cone model data	Crosswind angle	0	deg
		Horizontal options	Use standard method	
		Correlation	Recommended	
		Flame-shape adjustment if grounded	Yes	
	Surface emissive power	Calculation method for surface emissive power	Calculate SEP	
		Flame emissive power		kW/m2
		Emissivity fraction		fraction
	Exposure duration	Jet fire maximum exposure duration	20	s
Radiation calculations	Type of radiation results required	Radiation at a point	No	
		Radiation vs distance	No	
		Radiation ellipse	No	
		Radiation contours	Yes	
Radiation contours	Display	Chart type being plotted	Radiation footprint	
	Contour footprint	Generate radiation footprint?	Yes	
		Height above origin	2	m
	Contour side view	Generate radiation side view?	Yes	
		Distance crosswind of release source	0	m
	Contour cross-section	Generate radiation cross-section?	No	
		Distance downwind of release source		m
	User-defined contour plane	Specify user-defined contour plane?	No	
	User-defined contour plane origin	X		m
		Y		m
		Z		m
	User-defined contour plane X axis	X		m
		Y		m
		Z		m
	User-defined contour plane Y axis	X		m
		Y		m

DNV·GL

z m

Audit Number: 5008
Date: 12/10/2018 Time: 10:22
Page 27 of 27

5.3 Resumen de Resultados de Salida del Modelo PHAST

DNV·GL

Consequence Summary Report

Workspace: Mexico_ERA_Gas_Dispersion_rev1

Study: Mexico ERA-12.5,37.5

Summary Basis

These tables will only report global values set in the parameters. Values that are modified in the study tree will not be reported.

The report is context sensitive, and filters up to the study level. You willl need to generate multiple summary reports if you have multiple studies in your workspace.

Discharge Results (after atmospheric expansion)

Path	Scenario	Weather	Mass flow rate [kg/s]	Temperature [degC]	Liquid mass fraction in material [fraction]	Droplet diameter [um]	Expanded diameter [m]	Velocity [m/s]	Release duration [s]
Mexico ERA-12.5,37.5\Well blowout	Tubing failure	Category 2/D	13.0341	88.8286	0	0	0.258556	278.357	3600
		Category 5/D	13.0341	88.8286	0	0	0.258556	278.357	3600
		Category 10/D	13.0341	88.8286	0	0	0.258556	278.357	3600
Mexico ERA-12.5,37.5 \Compensator	Compensator failure	Category 2/D	2.78536	62.5764	0	0	0.0926587	429.223	3600
		Category 5/D	2.78536	62.5764	0	0	0.0926587	429.223	3600
		Category 10/D	2.78536	62.5764	0	0	0.0926587	429.223	3600
Mexico ERA-12.5,37.5 \Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	1.33198	35.7916	0	0	0.0727875	305.745	3600
		Category 5/D	1.33198	35.7916	0	0	0.0727875	305.745	3600
		Category 10/D	1.33198	35.7916	0	0	0.0727875	305.745	3600

Audit Number: 5009
Date: 12/10/2018 Time: 10:30
Page 1 of 7

DNV·GL

Dispersion Results

Input dispersion parameters

Core averaging time	18.75	s
Flammable averaging time	18.75	s
Toxic averaging time	600	s
Height of interest	0	m

Distance downwind to defined concentrations

The reported concentration of interest is defined at the scenario

Path	Scenario	Weather	Material	Material to track	Concentration of interest [ppm]	Averaging time selected
Mexico ERA-12.5,37.5\Well blowout	Tubing failure	Category 2/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
		Category 5/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
		Category 10/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
Mexico ERA-12.5,37.5\Compensator	Compensator failure	Category 2/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
		Category 5/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
		Category 10/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
Mexico ERA-12.5,37.5\Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
		Category 5/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable
		Category 10/D	**Mexico Fluid**	Mexico Fluid	6200	Flammable

Path	Scenario	Weather	Distance to UFL [m]	Distance to LFL [m]	Distance to LFL fraction [m]
Mexico ERA-12.5,37.5\Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	0.118487	0.205192	0.217913
		Category 5/D	0.134556	0.154763	0.157728
		Category 10/D	0.119803	0.134739	0.136931

DNV·GL

Jet Fire Results

Distance downwind to defined radiation levels

The reported radiations are defined in the parameters

Path	Scenario	Weather	Flame length [m]
Mexico ERA-12.5,37.5\Well blowout	Tubing failure	Category 2/D	36.3496
		Category 5/D	28.2555
		Category 10/D	25.239
Mexico ERA-12.5,37.5\Compensator	Compensator failure	Category 2/D	17.0892
		Category 5/D	13.2839
		Category 10/D	11.8657
Mexico ERA-12.5,37.5\Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	16.8376
		Category 5/D	13.0883
		Category 10/D	11.691
Mexico ERA-12.5,37.5\Standalones	Jet fire	Category 2/D	36.316
		Category 5/D	28.2295
		Category 10/D	25.2157
	Jet fire (1)	Category 2/D	17.0746
		Category 5/D	13.2726
		Category 10/D	11.8556
	Jet fire (1) (1)	Category 2/D	13.2165
		Category 5/D	10.2735
		Category 10/D	9.17673

DNV·GL

Flash Fire Results

Distance downwind to defined concentrations

The reported LFL and LFL fraction are defined in the respective material property

Path	Scenario	Weather	Distance downwind to LFL [m]	Distance downwind to LFL Fraction [m]
Mexico ERA-12.5,37.5\Well blowout	Tubing failure	Category 2/D		
		Category 5/D		
		Category 10/D		
Mexico ERA-12.5,37.5\Compensator	Compensator failure	Category 2/D		
		Category 5/D		
		Category 10/D		
Mexico ERA-12.5,37.5\Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	0.205192	0.217913
		Category 5/D	0.154763	0.157728
		Category 10/D	0.134739	0.136931

Maximum distance to LFL fraction at any height

Path	Scenario	Weather	Max flash fire distance [m]	Height of the max flash fire distance [m]	Time [s]
Mexico ERA-12.5,37.5\Well blowout	Tubing failure	Category 2/D	7.06671	28.2514	7.51618
		Category 5/D	8.35472	18.0952	1.91811
		Category 10/D	9.95008	12.3411	7.51495
Mexico ERA-12.5,37.5 \Compensator	Compensator failure	Category 2/D	2.3874	12.9514	1.91803
		Category 5/D	2.82736	8.57899	7.51464
		Category 10/D	3.24072	6.08344	1.91796
Mexico ERA-12.5,37.5\Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	10.3175	8.11964	7.51482
		Category 5/D	8.37962	5.40568	7.5146
		Category 10/D	7.32239	3.70497	1.91796

DNV·GL

Standalone Explosion Results

Distance downwind to defined overpressures

The reported overpressures are defined in the explosion parameters

Path	Scenario	Weather	Distance downwind to overpressure 1 (0.035 bar) [m]	Distance downwind to overpressure 2 (0.07 bar) [m]	Distance downwind to overpressure 3 (0.2 bar) [m]	Distance downwind to overpressure 4 (0.7 bar) [m]
Mexico ERA-12.5,37.5 \Standalones	Wellblowout	Category 2/D	499.614	270.221	120.062	51.2472
		Category 5/D	499.614	270.221	120.062	51.2472
		Category 10/D	499.614	270.221	120.062	51.2472
	Compensator lock up	Category 2/D	288.381	155.974	69.3009	29.5803
		Category 5/D	288.381	155.974	69.3009	29.5803
		Category 10/D	288.381	155.974	69.3009	29.5803
	Choke manifold	Category 2/D	231.9	125.426	55.728	23.7868
		Category 5/D	231.9	125.426	55.728	23.7868
		Category 10/D	231.9	125.426	55.728	23.7868

DNV·GL

Explosion Results

Explosion scenarios for worst-case maximum downwind distance to defined overpressures.

The reported overpressures are defined in the explosion parameters

Path	Scenario	Weather	Overpressure level [bar]	Maximum distance [m]	Diameter [m]
Mexico ERA-12.5,37.5\Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	0.035	24.0166	28.0331
			0.07	17.5814	15.1627
			0.2	13.3676	6.73518
			0.7	11.6306	3.26118

Supplementary data for worst-case explosion scenarios

Path	Scenario	Weather	Overpressure level [bar]	Total flammable mass [kg]	Explosion flammable mass [kg]	Ignition time [s]	Ignition source [m]	Cloud centre [m]	Explosion centre [m]
Mexico ERA-12.5,37.5 \Choke Manifold	ChokeM failure	Category 2/D	0.035	0.137803	0.137803	1.91802	10	3.20443	10
			0.07	0.137803	0.137803	1.91802	10	3.20443	10
			0.2	0.137803	0.137803	1.91802	10	3.20443	10
			0.7	0.137803	0.137803	1.91802	10	3.20443	10
				0.137803	0.137803				
				0.137803	0.137803				

5.4 Detalles de la modelación OSCAR

Tabla 5-1. Parámetros del dominio de modelado

Parámetros clave de configuración del modelo			
Ubicación de liberación	Pozo 1 - 94.091921”O; 20.989618’ N		
Número de partículas	Líquido / Partículas Sólida	10,000	
	Partículas disueltas	10,000	
Resolución de la red de hábitat	Resolución en el eje x (longitud)	2000	m
	Resolución en el eje y (latitud)	2000	m
Tipo de Costa / Ancho	Playa de Arena	10	m
Resolución de la rejilla de concentración	Resolución en el eje x (longitud)	2000	m
	Resolución en el eje y (latitud)	2000	m
	Resolución en el eje z (profundidad)	25	m
Resolución espacial de cuadrícula de superficie	Resolución en el eje x (longitud)	2000	m
	Resolución en el eje y (latitud)	2000	m
Profundidad de la rejilla de concentración	Mínimo	0	m
	Máximo	2,000	m
Límite de concentración inferior	Mínimo	0.01	ppb
Computacional / Tiempo de Salida por Etapa	Tiempo - Etapa	15	mins
	Intervalo de salida	3	Hrs
Periodo de simulación	Determinado en el punto a tiempo para la modelación de trayectoria cuando < 1% HC se mantiene en la superficie después del cese del flujo.	Escenario de Reventón = final de liberación + 75	días

Tabla 5-2. Datos Actuales

Nombre	**G0166-Curr01**
Descripción	Obtenido de Fugro. El conjunto de datos consta del conjunto de datos de reanálisis del Golfo de México HYCOM.
Tiempo de Inicio	Enero 2008
Resolución Espacial	~4.5 km
Hora de Finalización	Dec 2012
Resolución Temporal	3 hours
Niveles de Profundidad [m]	0, 10, 20, 30, 50, 75, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1100, 1200, 1300, 1400, 1500, 1750, 2000, 2500, 3000, 3500, 4000, 4500, 5000, 5500

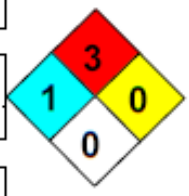
5.5 Ejemplo Hoja de Seguridad del Petróleo Crudo

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION ®	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

SECCIÓN I. DATOS GENERALES

HDSS:	002	**Crudo Istmo**			
No. ONU:	1267	**No. CAS**	8002-05-09		
Fecha elab:	2012-08-31	**Rev:**	1	**Fecha rev:**	2012-09-28



Grado de riesgo NFPA	
4	Severo
3	Serio
2	Moderado
1	Ligero
0	Mínimo

ANTES DE MANEJAR, TRANSPORTAR O ALMACENAR ESTE PRODUCTO, DEBE LEERSE Y COMPRENDERSE LO DISPUESTO EN EL PRESENTE DOCUMENTO

Fabricante:	**Asistencia técnica**
Nombre: PEMEX Exploración y Producción Dirección: Marina Nacional 329, Col Huasteca México D.F., C.P. 11311 Teléfono: 01-993-310 62 62 (ext. 25050)	Responsable de SIPA en la CTDH-SAD Teléfonos:
En caso de emergencia llamar a SETIQ: (las 24 horas)	**En caso de emergencia llamar a CENACOM: (las 24 horas)**
En el interior de la Republica: 01-800-00-214-00 En el Distrito Federal: 5559-1588 Para llamadas originadas en cualquier otra parte llame a (011-52) 5559-1588	En el interior de la Republica: 01-800-00-413-00 En el Distrito Federal: 5550-1496, (4885, 1552, 1485) Para llamadas originadas en cualquier otra parte llame a (011-52) 5550-146, (4885, 1552, 1485)

SECCIÓN II. DATOS GENERALES DEL PRODUCTO

Familia química:	Familia de hidrocarburos	**Estado físico:**	Líquido
Nombre químico:	Petróleo Crudo istmo	**Clase de riesgo de transporte SCT 6 :**	3
Nombre común:	Crudo Istmo	**No. de Guía de Respuesta GRE 7**	128
Sinónimos:	Aceite crudo istmo		
Descripción general:	Líquido espeso		

SECCIÓN III. IDENTIFICACIÓN DE COMPONENTES

Componente	% Vol.	No. ONU	No. CAS	PPT (ppm)	CT (ppm)	IPVS (mg/m^3)	P (ppm)	Grado de riesgo NFPA			
								S	I	R	E
Mezcla de hidrocarburos	99%	1267	09-05-8002					1	3	0	-

Hoja 1 de 7 LCP-MS-F-01-01

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

SECCIÓN IV. PROPIEDADES FÍSICO-QUÍMICAS

Peso Molecular	278	**pH**	N/D
Temperatura de ebullición (°C)	538	**Color**	Café
Temperatura de fusión (°C)	-91	**Olor**	Desagradable
Temperatura de inflamación (°C)	N/D	**Velocidad de evaporación**	N/D
Temperatura de auto ignición (°C)	N/D	**Solubilidad en agua**	Insoluble
Presión de vapor (kPa)	N/D	**% de volatilidad**	N/D
Peso Específico:	0.860 @ 60 /60 °F; 0.856 @ 20/4 °C	**Límites de explosividad inferior -superior**	N/D

SECCIÓN V. RIESGOS DE FUEGO Y EXPLOSIÓN

Fuego: Considerado para ser un riesgo de incendio.

Explosión: Considerado para ser un riesgo de explosión.

Medio extintor de incendio: Usar niebla de agua, espuma: CO_2, Polvo químico seco.

Información especial: Ante la presencia de un fuego, usar ropa protectora adecuada y un equipo de respiración autónoma, de protección facial completa, operado a la presión adecuada.

Procedimiento y precauciones especiales durante el combate de incendios: Alejar contenedores del incendio, en caso de poder hacerlo sin riesgo. Mantener mediante agua, fríos los contenedores expuestos al incendio aun después de que fuese extinguido. Mantenerse alejado. Para incendio masivo, utilice soportes fijos para manguera o boquillas reguladoras; si esto no es posible retírese y permita que arda. Retirarse inmediatamente en caso de un sonido intenso en el dispositivo de seguridad o de cualquier decoloración en recipientes o en líneas de conducción del producto debido al incendio.

Equipo de protección personal para el combate de incendios:

Condiciones que conducen a otros riesgos especiales: N/D

Productos de la combustión nocivos para la salud: - Los hidrocarburos al quemarse producen altas cantidades de óxidos de carbono.

Descomposición en componentes o productos peligrosos: Desprende vapores altamente combustibles, ácido sulfhídrico y óxidos de carbono.

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

SECCIÓN VI. RIESGOS DE REACTIVIDAD

Estabilidad: Estable. Evite el contacto o almacenamiento con sustancias incompatibles, calor, flamas o fuentes de ignición.

Riesgosos: Por descomposición térmica desprende vapores altamente combustibles, ácido sulfhídrico y óxidos de carbono.

Polimerización: No ocurrirá.

Condiciones a evitar: El Petróleo crudo no presenta reacciones de polimerización. No requiere cuidados especiales.

Incompatibilidad (Substancias a evitar): Evite el contacto con tetraóxido de nitrógeno ya que ocurre explosión violenta al calentarse a 52 °C; así como con todo material fuertemente oxidante debido a que se podrían presentar riesgos de incendio.

SECCIÓN VII. RIESGOS A LA SALUD

Limite permisible de exposición (PEL): TLV 8 Hrs.: 5 Mg / M3, TLV 15 Hrs.: 10 Mg/ M3.

Consejos de prudencia: Descomposición de componentes peligrosos: Por descomposición térmica desprende vapores altamente combustibles, ácido sulfhídrico y óxidos de carbono.

Efectos de exposición:

Inhalación: La inhalación de sus vapores causa daños e irritación al tracto respiratorio, causando infecciones secundarias, arritmia cardiaca, dolor de cabeza.
Ingestión: Puede causar daños en el pulmón, contaminación de sangre, arritmia y dolores en el sistema digestivo, cambios en el estado de ánimo.
Contacto con la piel: El contacto sobre cortos periodos puede causar irritación local, el enrojecimiento y dolor.
Contacto con los ojos: Visión borrosa, irritación, lagrimeo, comezón y contracción de las pupilas.
Exposición crónica: El crudo es dañino y puede tener efectos adversos a la salud si cuenta con una concentración de ácido sulfhídrico superior a los 10 ppm mg/m^3.
Agravante de condiciones preexistentes: La inhalación de vapores que contienen sulfhídrico o mezcla puede ocasionar asma, inflamación o dañar la fibra pulmonar.

TOXICIDAD:

Epidemiología: Información no encontrada.
Teratogenicidad: Información no encontrada.
Efectos de reproductividad: Información no encontrada.
Neurotoxicidad: Si el crudo tiene una alta concentración de sulfhídrico, puede causar Lesiones cerebrales, convulsiones, inconsciencia y muerte.
Examen de toxicidad: Información no encontrada.

Consideraciones especiales:					
Substancia carcinogénica	**Si**	☐	**No**	☐	**Especifique*:**
Substancia mutagénica:	**Si**	☐	**No**	☐	
Substancia teratogénca	**Si**	☐	**No**	☐	
Otras:**	**Si**	☐	**No**	☐	

Notas:

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

Información complementaria:	
CL_{50}=	**DL_{50}=**
Otra información:	
Procedimiento de emergencia y primeros auxilios	

El personal médico que atienda las emergencias debe tener en cuenta las características de las substancias involucradas y tomar sus precauciones para protegerse a sí mismo.

Inhalación: Remover al afectado a un área de aire fresco, mantenga la presión arterial y proporcione oxigeno de ser necesario. Manténgalo caliente y en descanso. Proporcionar atención médica inmediata.
Ingestión: No induzca al vomito, mantenga la cabeza del afectado más baja que las caderas, proporcione atención médica inmediata.
Contacto con la piel: Remueva la ropa del afectado inmediatamente. Lavar la piel con agua abundante y jabón. Proporcione atención médica inmediata.
Contacto con los ojos: Lavar la parte afectada con agua hasta no quedar evidencias de crudo. Proporcione atención médica inmediata.

SECCIÓN VIII. INDICACIONES EN CASO DE FUGA O DERRAME

Procedimiento, precauciones y métodos de mitigación en caso de fuga o derrame: Notificar inmediatamente a su superior. Detectar la fuente de origen. Si no corre riesgo al hacerlo, detenga la fuga. Evacue el área. Ventilar el área de derrame o fuga. Usar ropa protectora con equipo de respiración apropiada. Evitar que este afecte cuerpos de agua y zonas protegidas.

Llamar primeramente al número telefónico de respuesta en caso de emergencia.

Recomendaciones para evacuación: N/D

SECCIÓN IX. PROTECCIÓN ESPECIAL EN CASO DE EMERGENCIA

Ventilación: Un sistema local de extracción general es recomendado para asegurar a los empleados, a niveles bajos de exposición tanto como sea posible.

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION ®	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

SECCIÓN X. INFORMACIÓN SOBRE TRANSPORTACIÓN (Aplicable para grandes cantidades).

No. ONU:	1267
Clase de riesgo de transporte	3
Guía de respuesta en caso de emergencia	128
Colocar el cartel que identifica el contenido y riesgo del producto transportado, cumpliendo con el color, dimensiones, colocación, etc., dispuestos en la norma NOM-004-SCT/2000 y empleando cualquiera de los dos modelos que se muestran en el recuadro de la derecha.	

1.- Las unidades de arrastre de auto transporte y ferroviarias empleadas en el transporte de substancias peligrosas, deben cumplir lo dispuesto en las Normas Oficiales Mexicanas aplicables, emitidas por la Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
2.- Las unidades de auto transporte y ferroviarias empleadas en el transporte de substancias peligrosas, deben usar carteles de identificación; y deben portar el número con el que las Naciones Unidas clasifica al producto que se transporta. Estas indicaciones deben apegarse a los modelos que se indican en la NOM-004-SCT-2000.
3.- Antes de iniciar las operaciones de llenado, debe verificarse que el contenedor esté vacío, limpio, seco y en condiciones apropiadas para la recepción del producto.
4.- Todos los envases y embalajes; así como las unidades destinadas al transporte terrestre de productos peligrosos, deben inspeccionarse periódicamente para garantizar sus condiciones óptimas. Para fines de esta inspección, deben emplearse como referencia las Normas Oficiales Mexicanas aplicables de la Secretaría de Comunicaciones y Transportes, entre las que se puede citar la NOM-006-SCT2-2000.
5.- Esta Hoja de Datos de Seguridad de Substancias, debe portarse siempre en la unidad de arrastre.
6.- Para las regulaciones de transportación de hidrocarburos se cumplirá con lo estipulado en las normas de pemex2.421.01 relativa a los sistemas de tuberías de transporte y recolección de hidrocarburos (1ª y 2ª parte), norma 3.421.01 relativa a los sistemas de transporte de petróleo crudo por tubería 1ª y 2ª parte) y la norma 3.421.02 relativa a los sistemas de transporte de petróleo.

- CLASE RIESGO : LIQUIDO INFLAMABLE
- N° DE LA ONU: 1267
- GUIA DE RESPUESTA: 128
- AÑO DE EDICIÓN: 1996

SECCIÓN XI. INFORMACIÓN SOBRE ECOLOGÍA

- **Acción ecológica:** En caso de un derrame evitar que este afecte cuerpos de agua y zonas protegidas.
- **Toxicidad al ambiente:** Información no encontrada.

SECCIÓN XII. INFORMACIÓN SOBRE MANIPULACIÓN Y ALMACENAMIENTO

Equipo de seguridad para manipulación del reactivo

Respiradores personales: Debe ser usado un respirador para vapores orgánicos. Para las emergencias o instancias donde no son conocidos los niveles de exposición, usar un respirador de cubierta facial completa, con suplemento de aire de presión positiva. PRECAUCIÓN: Los respiradores de tipo purificadores de aire, no protegen a los trabajadores en atmósferas deficientes de oxigeno.
Protección de la piel: Usar guantes protectores, incluyendo botas, basta de laboratorio, mandil y el equipo necesario para evitar el contacto.
Protección ocular: Usar gogles para protección ocular y/o cubierta de protección facial completa. Conservar cerca del lugar de trabajo un equipo de lavado ocular.

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

Códigos de seguridad:

Precauciones de almacenamiento y manejo

General: Evitar almacenamiento con sustancias incompatibles. Utilizar el equipo de protección personal apropiado.

Transportación: Para las regulaciones de transportación de hidrocarburos se cumplirá con lo estipulado en las normas de pemex2.421.01 relativa a los sistemas de tuberías de transporte y recolección de hidrocarburos (1ª y 2ª parte), norma 3.421.01 relativa a los sistemas de transporte de petróleo crudo por tubería 1ª y 2ª parte) y la norma 3.421.02 relativa a los sistemas de transporte de petróleo.

Código NFPA:

Códigos JT-BAKER:

Símbolos de peligro químico: (Inflamable)

Zona de almacenaje:	Color:	Para productos:
	Rojo para reactivos inflamables.	

SECCIÓN XIII. INFORMACIÓN ADICIONAL

FUENTES DE INFORMACIÓN Y REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

(1). NOM-018-STPS-2000 "Sistema para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo". NOM-010-STPS-1999, "Condiciones de seguridad e higiene en los centros de trabajo donde se manejen, transporten, procesen o almacenen sustancias químicas capaces de generar contaminación en el medio ambiente laboral".
(2). NOM-004-SCT-2000 "Sistema de identificación de unidades destinadas al transporte de substancias, materiales y residuos peligrosos". "Reglamento de transporte terrestre de materiales y residuos peligrosos".
(3). NOM-006-SCT2-2000 "Aspectos básicos para la revisión ocular diaria de la unidad destinada al autotransporte de materiales y residuos peligrosos".
(4). ACGIH: "Threshold Limit Values for Chemical Substance and Physical Agentes & Biological Exposure Indices", 2002.
(5). NIOSH: "Pocket Guide to Chemical Hazards", "International Chemical Safety Cards".

PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

(6). NFPA 325 "Guide to Fire Hazard Properties of Flammable Liquids, Gases, and Volatile Solids". 1994 OSHA: "Permissible Exposure Limits", 1988.

ABREVIATURAS Y ACRÓNIMOS

- **ONU:** Número asignado por la Organización de las Naciones Unidas.
- **CAS:** Número asignado por la Chemical Abstracts Service.
- **NFPA:** National Fire Protection Association.
- **SETIQ:** Sistema de Emergencias en el Transporte para la Industria Química.
- **CENACOM:** Centro Nacional de Comunicación. (Protección Civil).
- **SCT:** Secretaría de Comunicaciones y Transportes.
- **GRE:** Guía de Respuesta a Emergencia.
- **LMPE-PPT:** Límite Máximo Permisible de Exposición Promedio Ponderada en el Tiempo (TWA, siglas en ingles). 9 LMPE-CT: Límite Máximo Permisible de Exposición de Corto Tiempo (STEL, en ingles).
- **IPVS:** Inmediatamente Peligroso para la Vida y la Salud. (IDLH, siglas en ingles).
- **P:** Límite Máximo Permisible de Exposición Pico.
- **S:** Grado de riesgo a la Salud.
- **I:** Grado de riesgo de Inflamabilidad.
- **R:** Grado de riesgo de Reactividad.
- **E:** Grado de riesgo Especial.
- **CL_{50}:** Concentración Letal Media.
- **$DL5_0$:** Dosis Letal Media.
- **NA:** No Aplica.
- **ND:** No Disponible.

NIVEL DE RIESGO

Grado	(S) RIESGO A LA SALUD	(I) RIESGO DE INFLAMABILIDAD	(R) RIESGO DE REACTIVIDAD	(E) RIESGO ESPECIAL	
4	Fatal.	Extremadamente inflamable.	Puede detonar.	OXY	Oxidante
3	Extremadamente Riesgoso.	Inflamable.	Puede detonar pero requiere fuente de inicio.	ACID	Acido
2	Ligeramente Riesgoso.	Combustible.	Cambio químico violento.	ALK	Alcalino
1	Riesgoso.	Combustible si se calienta.	Inestable si se calienta.	CORR	Corrosivo
0	Material Normal.	No se quema.	Estable.	W	No use agua
Estas señales las puede observar en la etiqueta del contenedor de la substancia y/o en la hoja original del fabricante.					Material Radiactivo

CONTROL DE REVISIONES

REVISIÓN	FECHA	MOTIVO
0		
1		
2		
3		
4		

Hoja 7 de 7 LCP-MS-F-01-01

5.6 Tablas de Sensibilidad

Como se mencionó en la **Sección 2.1.1.2**, **Áreas de Protección Prioritaria** se ha calculado el tiempo mínimo de llegada y la cantidad de hidrocarburos a la costa, en el caso del peor escenario para el reventón de pozo, en cada uno de los sitios prioritarios. La siguiente tabla presenta las figuras. Consultar la **Sección 2.1.1.2** para la descripción de los valores P95 y P100 que están incluídos en las tablas.

De la **Tabla 5-3** a la **Tabla 5-8** se integran las estadísticas del agua superficial y de la **Tabla 5-9** a la **Tabla 5-17** se considera el vertimiento de hidrocarburos en la costa. Las Áreas de Importancia Para la Conservación de las Aves (AICAS), las Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP) y las Regiones Terrestres Prioritarias (RTP) terminan en las costas por lo tanto únicamente se representan en el vertimiento de hidrocarburos de la costa y no se consideran para la contaminación en la superficie del agua.

Tabla 5-3. Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial en Áreas Protegidas (WDPA) con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm

[redacted]	Impacto al Agua Superficial					
Base de Datos Global de Áreas Protegidas (World Database of Protected Areas, WDPA)		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
WDPA	Arrecife Alacranes	13	83	109.5	14	77	124.5
	Laguna de Términos	20	37	76.5	4	40	0
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	100	13	16	100	13	15
	Sistema Arrecifal Veracruzano	100	14	18	100	9	20

Tabla 5-4. Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de las ANP con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm

	Impacto al Agua Superficial						
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
ANP	Arrecife Alacranes	13	83	109.5	14	77	124.5
	Laguna de Términos	20	37	76.5	4	40	0
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	100	13	16	100	13	15
	Sistema Arrecifal Veracruzano	100	14	18	100	9	14.5

Tabla 5-5. Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial en Sitios Ramsar, con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm

	Impacto al Agua Superficial						
Humedales de Importancia Internacional (Ramsar)		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
RAMSAR	La Mancha y El Llano	19	20	43	32	20	54
	Parque Nacional Arrecife Alacranes	13	83	109.5	13	77	124.5
	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	100	14	18	99	9	14.5
	Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos	20	37	76.5	4	40	0

Tabla 5-6. Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de RMP con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm

[redacted]	Impacto al Agua Superficial						
Regiones Marinas Prioritarias (RMP)		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
RMP	Arrecife Alacranes	22	74	101.5	25	77	106.5
	Cayos Campeche	76	17	30	85	18	23.5
	Delta del Río Coatzacoalcos	94	13	20.5	99	8	14
	Dzilam-Contoy	13	73	115.5	8	116	141
	Escarpe Campeche	100	46	63	98	40	46.5
	Fosa Segsbee	100	4	6.5	100	4	8
	Giro Tamaulipeco	100	1	1	100	0	1
	La Pesca-Rancho Nuevo	100	9	11	100	9	13.5
	Laguna Madre	100	10	11	100	10	14
	Laguna San Andrés	100	10	13	100	11	14
	Laguna Verde-Antón Lizardo	100	10	13	100	6	10
	Los Tuxtlas	98	12	18.5	99	7	11.5
	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	99	10	18	100	9	11
	Pueblo Viejo-Tamiahua	100	10	12	100	10	11.5
	Sist. Lagunar de Alvarado	100	11	17	100	6	10.5
	Sonda de Campeche	11	51	109.5	24	43	66.5
	Tecolutla	100	10	14	100	7	11

Tabla 5-7. Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de SMP con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm

[redacted]	Impacto al Agua Superficial						
	Sitios Marinos Prioritarios (SMP)	Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
SMP	Arrecife Alacranes	4	130	0	4	104	0
	Arrecife Profundo de Cabo Rojo	100	10	13	100	9	11
	Canon Submarino de Campeche	87	13	26	85	17	21.5
	Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	90	13	21	94	9	14.5
	Escarpe de Campeche	75	28	44	69	23	31.5
	Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	100	15	18	99	11	15.5
	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	100	14	18	100	13	15.5
	Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	86	13	25.5	93	12	17.5
	Laguna Madre	100	10	11	100	10	14.5
	Laguna de Terminos	75	15	31	77	15	22
	Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	100	12	16.5	100	12	15
	Montes Submarinos de Sigsbee	80	28	38	91	29	35
	Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	95	12	19	99	7	11.5
	Sistema Arrecifal Veracruzano	100	14	18	99	9	14.5
	Sistema Lagunar de Alvarado	83	19	22.5	88	15	17
	Volcan Submarino Chapopote	89	7	23.5	89	10	18

Tabla 5-8. Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de UGAs con un Espesor del Brillo de ≥0.04 µm

[redacted]	Impacto al Agua Superficial						
UGA		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
UGA	UGA 158	100	9	11	100	10	13.5
	UGA 159	100	9	11	100	9	12
	UGA 160	100	10	12	100	10	11.5
	UGA 161	100	9	12	100	7	10
	UGA 162	100	11	16	100	6	9.5
	UGA 163	100	14	18	99	9	14.5
	UGA 164	75	19	26.5	89	13	18
	UGA 165	99	12	18	100	6	11.5
	UGA 166	93	13	24.5	98	9	15
	UGA 167	39	27	47	8	29	50.5
	UGA 183	100	2	2	100	2	2
	UGA 184	100	0	0	100	0	0
	UGA 185	100	4	8.5	100	2	4
	UGA 186	100	10	13	100	4	8.5
	UGA 187	100	8	16	100	5	8
	UGA 188	78	15	25.5	80	13	19.5
	UGA 189	77	16	27.5	85	16	21.5
	UGA 190	73	18	30	78	18	23.5
	UGA 191	43	65	88	30	47	64.5

Continuación de Presencia de Hidrocarburos en el Agua Superficial de UGAs

	Impacto al Agua Superficial						
UGA		Abril a Agosto			Septiembre a Marzo		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Llegada (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)
UGA	UGA 192	29	73	92	16	78	133
	UGA 196	100	7	9	100	8	9.5
	UGA 197	100	24	35.5	99	21	30.5
	UGA 198	13	83	109.5	14	77	124.5
	UGA 199	100	17	27	100	17	23
	UGA 200	100	13	16	100	13	15
	UGA 201	99	17	20	98	14	17.5

Tabla 5-9. Estadísticas de la Costa para Áreas Protegidas

	Impacto a la Costa									
Base de Datos Global de Áreas Protegidas (World Database of Protected Areas, WDPA)		Abril a Agosto					Septiembre a Marzo				
		Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)	Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)
WDPA	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	100	13.25	16.375	183,958	175,143	100	17.125	19	166,559	156,977
	Laguna de Términos	24	37.25	70.25	800	584	4	38.375	0	855	-
	Los Tuxtlas	93	12	19.875	30,347	27,628	98	8.75	13.5	29,880	27,649
	Pantanos de Centla	16	30	64	298	259	4	35.125	0	330	-

Tabla 5-10. Estadísticas de la Costa para ANPs

	Impacto a la Costa									
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Abril a Agosto					Septiembre a Marzo				
		Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)	Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95)
ANP	Laguna Madre y Delta del Río Bravo	100	13.25	16.375	183,352	174,586	100	17.125	19	166,042	156,489
	Laguna de Términos	24	37.25	70.25	800	584	4	38.375	0	855	-
	Los Tuxtlas	93	12	19.875	30,347	27,628	98	8.75	13.5	29,880	27,649
	Pantanos de Centla	16	30	64	298	259	4	35.125	0	330	-

Tabla 5-11. Estadísticas de la Costa para AICAs

	Impacto a la Costa									
Áreas de Importancia Para la Conservación de las Aves (AICAS)		Abril a Agosto					Septiembre a Marzo				
		Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)	Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)
AICAS	Centro de Veracruz	97	14.875	20.875	23,476	17,618	100	8.125	15.625	24,485	23,682
	Delta del Río Bravo	97	17	18.25	23,226	21,912	99	19.625	24.375	21,779	21,447
	Desembocadura del Río Soto la Marina	96	13.75	18	4,758	4,564	80	17.125	20.75	4,664	4,174
	Humedales de Alvarado	91	19.375	21.875	16,864	15,842	95	10.875	17.25	16,413	15,596
	Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz	100	14.875	19.75	12,543	11,856	100	16	19.5	13,372	12,842
	Laguna Madre	100	14.75	16.75	156,823	149,053	100	17.125	19	141,058	131,802
	Laguna de Términos	24	37.25	70.25	800	584	4	38.375	0	855	-
	Los Tuxtlas	93	12	19.875	30,972	28,216	98	8.75	13.5	30,512	28,224
	Pantanos de Centla	56	27.625	43.5	7,303	5,810	27	16.125	29.5	6,590	3,288

Tabla 5-12. Estadísticas de la Costa para Sitios Ramsar

	Impacto a la Costa									
Humedales de Importancia Internacional (RAMSAR)		**Abril a Agosto**					**Septiembre a Marzo**				
		Prob (%)	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**	**Prob (%)**	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**
RAMSAR	Humedales de la Laguna La Popotera	80	18.25	23.375	1,251	1,160	83	16.375	18.625	1,241	1,106
	La Mancha y El Llano	43	20.625	30.875	863	643	77	11.25	26.125	965	876
	Laguna de Tamiahua	95	17	18.875	9,087	8,229	97	16.75	19.375	8,646	7,102
	Manglares y humedales de Tuxpan	86	18.625	24.375	5,646	4,257	92	17.625	19	7,192	6,785
	Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	84	18.125	21.625	3,162	2,930	91	10.5	17	3,147	2,937
	Pantanos de Centla (Tabasco)	16	30	64	298	259	4	35.125	0	330	-
	Sistema Lagunar Alvarado	90	18.875	22	14,640	13,663	95	13.25	16.75	13,917	13,286
	Sistema de Lagunas Interdunarias de la Ciudad de Veracruz	61	21.5	28.875	508	463	87	12.5	21.5	523	444
	Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre	100	16.375	17.5	103,486	99,169	99	18.375	20.125	91,525	83,416
	Área de Protección de Flora y Fauna de Laguna de Términos	24	37.25	70.25	800	584	4	38.375	0	855	-

Tabla 5-13. Estadísticas de la Costa para RHP

	Impacto a la Costa									
Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)		**Abril a Agosto**					**Septiembre a Marzo**				
		Prob (%)	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**	**Prob (%)**	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**
RHP	Cenotes de Aldama	99	14.5	17.875	20,660	19,900	99	17.125	19	20,780	20,128
	Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	88	18.25	22.25	6,959	6,396	95	15.25	17.25	6,535	6,240
	Laguna de Términos - Pantanos de Centla	57	27.625	43.5	7,200	5,065	29	15.5	29.125	6,000	3,187
	Los Tuxtlas	94	12	19.875	38,686	34,783	98	8.75	13.375	37,541	34,690
	Río Bravo Internacional	92	18.5	20.375	6,629	6,340	90	22.25	27	6,423	5,610
	Río La Antigua	65	19.375	31	3,635	2,797	93	8.125	19.5	4,040	3,549
	Río San Fernando	89	18.375	21.875	8,676	8,459	59	21.875	32.875	8,289	7,528
	Río Tecolutla	73	20.125	30.625	1,217	457	94	18.75	21	2,646	2,433

Tabla 5-14. Estadísticas de la Costa para RTP

	Impacto a la Costa									
Regiones Terrestres Prioritarias (RTP)		**Abril a Agosto**					**Septiembre a Marzo**				
		Prob (%)	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**	**Prob (%)**	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**
RTP	Humedales del Papaloapan	89	18.875	22	13,094	12,273	95	13.25	16.75	11,975	11,600
	Laguna Madre	100	14.75	16.75	164,606	155,803	100	17.125	19	149,512	140,597
	Laguna de San Andrés	99	14.875	19.25	19,936	19,251	99	17.375	19.125	20,116	19,528
	Laguna de Tamiahua	100	11.75	17.875	34,348	33,112	100	12.625	16.5	38,366	35,438
	Pantanos de Centla	55	29.875	48.125	6,243	4,152	22	18.75	34.375	5,446	1,814
	Rancho Nuevo	97	13.25	17	3,560	3,386	94	16.875	20.75	3,170	3,014
	Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	92	12	19.875	32,749	29,292	97	8.75	13.5	32,010	29,480

Tabla 5-15. Estadísticas de la Costa para RMP

	Impacto a la Costa									
Regiones Marinas Prioritarias (RMP)		**Abril a Agosto**					**Septiembre a Marzo**				
		Prob (%)	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**	**Prob (%)**	**Tiempo de Llegada Min (días**	**Tiempo de Llegada Min (P95) (días)**	**Masa de Emulsión Max (MT)**	**Masa de Emulsión Max (P95) (MT)**
RMP	Delta del Río Coatzacoalcos	79	16.75	23.125	15,810	14,350	86	10.25	17.625	15,380	14,624
	La Pesca-Rancho Nuevo	100	13.25	16.875	15,599	14,645	100	16.875	19	14,647	13,731
	Laguna Madre	100	13.25	16.5	188,909	179,744	100	17.125	19	171,393	160,932
	Laguna San Andrés	100	15	19.625	15,890	15,188	93	18.375	19.375	16,066	15,569
	Laguna Verde-Antón Lizardo	97	14.875	20.125	19,320	14,267	99	8.125	15.625	20,197	19,569
	Los Tuxtlas	94	12	19.875	22,854	21,204	98	8.75	13.375	22,229	20,897
	Pantanos de Centla-Laguna de Términos	81	13.375	27.25	30,699	29,237	78	11.75	18.25	29,660	27,282
	Pueblo Viejo-Tamiahua	100	11.75	17.5	35,911	34,935	100	12.625	16.375	36,590	34,545
	Sist. Lagunar de Alvarado	90	18.25	21.625	16,825	15,958	97	13.25	16.375	15,711	14,876
	Tecolutla	91	20	26.875	5,690	1,048	98	14.5	19.75	9,409	8,659

Tabla 5-16. Estadísticas de la Costa para SMP

	Impacto a la Costa									
Sitios Marinos Prioritarios (SMP)		Abril a Agosto					Septiembre a Marzo				
		Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)	Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)
SMP	Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	79	16.75	23	16,399	14,883	87	9.375	17.125	15,972	15,188
	Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	91	20	26.875	5,690	1,048	98	14.5	19.75	9,409	8,659
	Humedales Costeros del Sur de Tamaulipas	94	14.875	20.25	4,534	4,385	85	18.375	20.625	4,780	4,358
	Humedales Costeros del centro de Veracruz	97	14.875	21.5	9,698	7,573	99	9.625	16.25	10,058	9,662
	Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	95	17.5	19.5	12,862	8,578	99	13.875	17.25	16,886	15,646
	Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	81	13.375	27.25	32,018	30,148	78	11.75	18.25	31,416	28,314
	Laguna Madre	100	14.75	16.75	146,388	140,076	100	17.125	19	133,396	125,326
	Laguna de Terminos	26	30	62	1,082	654	5	35.125	0	1,043	-
	Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	100	11.75	17.5	37,109	36,111	100	12.625	16.375	37,942	35,919
	Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	86	12.125	19.875	1,893	1,785	92	9.875	16.5	1,901	1,780
	Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	79	16.75	23	16,399	14,883	87	9.375	17.125	15,972	15,188

Tabla 5-17. Estadísticas de la Costa para UGAs

	Impacto a la Costa									
UGA		Abril a Agosto					Septiembre a Marzo				
		Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)	Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)
UGA	UGA 2	100	13.25	16.375	183,958	175,143	100	17.125	19	166,559	156,977
	UGA 4	96	13.25	17	6,350	6,152	82	17.625	21.375	6,358	5,647
	UGA 5	100	13.5	17.25	23,776	22,956	100	16.875	19	23,197	22,151
	UGA 6	97	14.875	20.125	7,785	7,616	87	18.375	20.625	8,364	7,682
	UGA 9	93	14.875	20.125	2,544	2,448	86	18.375	22.125	2,768	2,444
	UGA 10	96	14.875	20	4,169	3,594	88	16	20.625	4,384	4,194
	UGA 11	100	14.875	18.375	17,520	17,158	100	12.625	16.625	17,175	16,205
	UGA 12	91	17.75	21.875	5,879	5,410	95	16.75	20.625	5,879	4,495
	UGA 16	99	11.75	17.875	13,185	12,740	99	12.625	16.625	15,937	14,851
	UGA 20	91	18.375	22.5	11,079	7,826	96	15.125	18.75	14,563	13,511
	UGA 22	86	18.875	24	2,499	1,811	94	16.25	18.5	3,968	3,833
	UGA 24	66	20.75	28.75	1,727	650	94	15.25	18.5	3,230	2,936
	UGA 25	98	19.125	22	9,084	2,510	99	14.5	19.25	13,740	12,877
	UGA 28	64	19.5	28.25	825	358	87	11.5	21	2,752	2,191
	UGA 31	94	19.5	22.125	2,751	1,501	98	11.5	19.25	4,202	3,391
	UGA 32	99	15.125	21.375	7,328	6,520	99	9.25	16.5	9,559	8,457
	UGA 34	97	15.75	21.125	6,901	6,159	100	9.125	16	7,953	7,517
	UGA 35	92	18.875	25.25	6,501	5,217	97	10	17.625	7,565	7,272

Continuación de Estadísticas de la Costa para UGAs

	Impacto a la Costa										
UGA		Abril a Agosto					Septiembre a Marzo				
		Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)	Prob (%)	Tiempo de Llegada Min (días	Tiempo de Llegada Min (P95) (días)	Masa de Emulsión Max (MT)	Masa de Emulsión Max (P95) (MT)
UGA	UGA 36	69	18.875	29.375	2,884	2,209	92	12	19	3,446	3,185
	UGA 37	71	14.875	24.5	6,065	4,734	96	8.125	18.625	6,481	6,003
	UGA 39	86	14.875	21.25	4,411	3,844	96	10.125	20.125	4,664	3,998
	UGA 41	82	19.5	24.5	2,639	2,433	96	12.125	18.25	2,829	2,572
	UGA 44	95	15.625	19.75	25,043	23,993	98	9.25	16.375	23,835	22,861
	UGA 50	80	18.5	23.5	629	579	83	16.375	18.625	621	556
	UGA 53	91	18.125	22.125	6,610	6,354	96	9.5	16.125	6,926	6,225
	UGA 54	93	12	19.875	31,515	28,724	98	8.75	13.5	30,899	28,653
	UGA 58	83	16.75	22.875	19,917	18,145	87	9.375	17.125	19,578	18,466
	UGA 64	74	13.625	26.875	3,781	3,405	71	12.125	18.75	4,029	3,295
	UGA 67	79	13.375	27.25	14,545	13,063	77	11.75	18.25	13,897	12,537
	UGA 70	65	14.5	32.625	8,432	8,152	36	13.5	22.5	8,445	7,477
	UGA 71	55	29.875	50	4,847	3,504	22	18.75	34.75	4,130	1,446
	UGA 75	26	30	62	1,082	654	5	35.125	0	1,043	-
	UGA 158	92	18.375	19.5	609	593	92	20.125	26.625	612	563
	UGA 159	97	13.875	18.875	2,291	2,171	94	16.875	20.25	2,310	2,168
	UGA 161	95	17.5	20.75	2,213	1,246	99	13.875	17.75	2,704	2,610
	UGA 162	88	19.375	23.375	1,152	1,101	91	14.125	16.75	1,215	1,095
	UGA 165	86	12.125	19.875	1,893	1,785	92	9.875	16.5	1,901	1,780
	UGA 166	71	13.625	31.375	6,091	5,469	53	12.25	20.125	5,763	5,250

5.7 Referencias

API (2012). *API Standard 53 Blowout Equipment Systems for Drilling Wells, 4th Edition 2016 Update*, American Petroleum Institute (API) Publishing Services, Washington, DC.

API (2014). API Standard 521 Pressure-relieving and Depressuring Systems, American Petroleum Institute (API) Publishing Services, Washington, DC.

Baker, J.M., Adam, P. and Gilfillan, E. (1994). Biological Impacts of Oil Pollution: Saltmarshes. IPIECA Report Series vol. 6.

BOEM (2011). Alternative Oil Spill Estimators for the Beaufort and Chukchi Seas - Fault Tree Methods: BOEMRE 2011 030 (https://www.boem.gov/BOEM-Newsroom/Library/Publications/2011/2011 030.aspx) [Accesado el 1 Jul. 2018]. edited.

Boer, B. (1993). Mangroves Two Years After the 1991 Gulf War Oil Spill in Saudi Arabia. Marine Pollution Bulletin 27:207 211.

Brenner, J., C. Voight, and D. Mehlman (2016), Migratory Species in the Gulf of Mexico Large Marine Ecosystem: Pathways, Threats and Conservation, edited, pp. 1 93, The Nature Conservancy, Arlington, VA.

BSEE (2016). 2016 Update of Occurrence Rates for Offshore Oil Spills (https://www.bsee.gov/sites/bsee.gov/files/osrr-oil-spill-response-research/1086aa.pdf) [Accesado el 2018], edited, p. 95, US DOI - BSEE/BOEM, Arlington, VA.

Burger J. (2017). Avian Resources of the Northern Gulf of Mexico. In: Ward C. (eds) Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill. Springer, New York, NY

Burns, K.A., S.D. Garrity, and S.C. Levings. (1993). How Many Years until Mangrove Ecosystems Recover From Catastrophic Spills? Marine Pollution Bulletin 26 (5) 239 248.

CEAA (2017). Scotian Basin Exploration Drilling Project: Draft Environmental Assessment Report - Canadian Environmental Assessment Agency (https://www.ceaa-acee.gc.ca/050/evaluations/document/121104?culture=en-CA) [Accesado el 2017]

CNH (2015). Ronda 1. Aguas Profundas - Licitación 4. Ronda Uno. [en línea] Disponible en: https://rondasmexico.gob.mx/l04 ap-bloques/[Accesado el 1 Jul. 2018].

CONAGUA-SMN. 2018. Información Climatológica (http://smn.cna.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica?_sm_au_=iVVJJsv7qqPr7R7s) [último Accesado en Julio 2018].

CONAP (2018). Ramsar Convention on Wetlands Dataset Shapefiles. (https://datos.gob.mx/busca/dataset/coberturas-para-manejadores-de-sig/resource/e4a83f77 76e2 4ab3 9079 8edfdc5c3769) [Accesado en Septiembre 2018]

De la Lanza-Espino, G., and J. C. Gómez-Rojas. 2004. Physical and Chemical Characteristics of the Gulf of Mexico.in K. Withers and M. Nipper, editors. Environmental Analysis of the Gulf of Mexico, 1st Edition. Harte Research Institute for Gulf of Mexico Studies, Texas, US.

DeHaan, C. J., and W. Sturges (2005), Deep Cyclonic Circulation in the Gulf of Mexico, Journal of Physical Oceanography, 35, 1801–1812, doi:https://doi.org/10.1175/JPO2790.1.

Det Norske Veritas (2013). Fire Protection - Det Norske Veritas (DNV) Offshore Standard DNV-OS-D301 in https://rules.dnvgl.com/docs/pdf/DNV/codes/docs/2013 10/Os-D301.pdf,

Dennis F. Whigham, Stephen W. Broome, and Curtis J. Richardson, et al., Statement of the Environmental Concerns Committee, Society of Wetland Scientists, "The Deepwater Horizon Disaster and Wetlands," http://www.sws.org/docs/SWS_OilEffectsOnWetlands.pdf. Cited in "The Deepwater Horizon Oil Spill: Coastal Wetland and Wildlife Impacts and Response" (2010) Corn and Copeland, Available [en línea]: http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41311.pdf

Díaz-Flores, M. A., D. A. Salas-de-León, and M. A. Monreal-Gómez. 2017. Origen y evolución del giro ciclónico de la Bahía de Campeche, Golfo de México. Revista de Biología Marina y Oceanografía 52:441 450.

DiMarco, S. F., W. D. Nowlin, and R. O. Reid. 2005. A Statistical Description of the Velocity Fields From Upper Ocean Drifters in the Gulf of Mexico. Págs. 101 110 Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. Geophysical Monographs Series Vol 161, American Geophysical Union.

Dipper, F. and Thia-Eng, C. (2000). Biological Impacts of Oil Pollution: Fisheries. IPIECA Report Series Vol. 8. IPIECA.

Dodge, R.E., B.J. Baca, A.H.Knap, S.C. Snedaker, and T.D.Sleeter. (1995). The effects of oil and chemically dispersed oil in tropical ecosystem: 10 years of monitoring experimental sites. MSRC Technical Report Series 95 104. Washington,D.C.: Marine Spill Response Corporation. 82 pp. and Appendices.

DOF. (2006). NOM-052 SEMARNAT-2005, Que Establece Las Características, El Procedimiento De Identificación, Clasificación Y Los Listados De Los Residuos Peligrosos. (en línea). Disponible en: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4912592&fecha=23/06/2006 (Accesado en Julio 2018)

Dubranna, J., P. Pérez-Brunius, M. López, and J. Candela. 2011. Circulation over the continental shelf of the western and southwestern Gulf of Mexico. Journal of Geophysical Research 116:17pp.

Expro Group, 2018, Brochures. [en línea] Disponible en: https://www.exprogroup.com/media-hub/brochures (Accesado en Agosto 2018)

French-McCay, D., (2009). State-of-the-Art and Research Needs for Oil Spill Impact Assessment Modelling. Proceedings of the 23nd AMOP Technical seminar on Environmental Contamination and Response Emergencies Science Division, Environment Canada, Ottawa, ON, Canada, pp. 601 653

Gallardo Del Ángel, J. C., E. Velarde-González, and R. Arreola- Alemón (2004), Las Aves del Gulf of Mexico y las Áreas Prioritarias para su Conservación, in Diagnostico Ambientale del Golfo de Mexico, edited by M. Caso, I. Pisanty and E. Ezcurra, pp. 301 322, Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales: Instituto Nacional de Ecologia (INE-SEMARNAT), México.

Geraci J.R and St. Aubin, D.J. (1990). Sea Mammals and Oil. Confronting the risks. Academic Press ISBN-0 280600 X

Victoria González Carman, Florencia Botto, Esteban Gaitán, Diego Albareda, Claudio Campagna, Hermes Mianzan (2015) A jellyfish diet for the herbivorous green turtle Chelonia mydas in the temperate SW Atlantic in Marine Biology February 2014 vol 161 issue 2.

Gouillon, F., S. L. Morey, D. S. Dukhovskoy, and J. J. O'Brien. 2010. Forced tidal response in the Gulf of Mexico. 115.

Gusman, H.M., Kathryn, A.B., Jackson, J.B.C., (1994). Injury, regerneration and growth of Caribbean reef corals after a major oil spill in Panama. Marine Ecology Progress Series, 105: 231 241.

Hamilton, P., T. J. Berger, and W. Johnson. 2002. On the Structure and Motions Of Cyclones in the Northern Gulf of Mexico. 107:1 1 1 18.

Hamilton, P., and A. Lugo-Fernandez. 2001. Observations of High Speed Deep Currents in the Northern Gulf of Mexico. Geophysical Research Letters 28:2867 2870.

Hamilton, P. (1990), Deep currents in the Gulf of Mexico, Journal of Physical Oceanography, 20, 1087 1104.

Hernández, C. M., C. Agraz, S. García Zaragoza, F. J. Iriarte-Vivar, Flores-Verdugo, and P. Moreno Casasola. 2011. Forest structure, productivity and species phenology of mangroves in the La Mancha lagoon in the Atlantic coast of Mexico. Wetlands Ecology and Management 19:273 293.

Herrera-Silveira, J. A. 1994. Spatial Heterogeneity and Seasonal Patterns in a Tropical Coastal Lagoon. Journal of Coastal Research 10:738 746.

International Maritime Organization (IMO). (n.d.). Adoption: 1973 (Convention), 1978 (1978 Protocol), 1997 (Protocol - Annex VI); Entry into force: 2 October 1983 (Annexes I and II). [en línea] Disponible en: http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx [Accesado el 1 Jul. 2018].

IAGC-OGP, 1999 Glossary of HSE terms Report No. 6.52/244, IAGC-OGP

IOGP. (2010). IGOP Report 434 02. 1st ed. U.K.

IOGP. (2017). Environmental performance indicators – 2016 data. 1st ed. U.K.

IPIECA-IOGP (2013). Update on the IPIECA-IOGP Oil Spill Response Joint Industry Project. [en línea] Disponible en: http://www.ipieca.org/news/update-on-the-ipieca-iogp-oil-spill-response-joint-industry-project/ [Accesado el 1 Jul. 2018].

IPIECA-IOGP (2015). Contingency planning for oil spills on water. [en línea] Disponible en: http://www.oilspill responseproject.org/wp-content/uploads/2016/02/GPG-Contingency-Planning.pdf [Accesado el 1 Jul. 2018].

IPIECA-IOGP (2015) Impacts of oil spills on marine ecology – good practice guidelines for incident management and emergency response personnel. IOGP report 525

IPIECA-IOGP (2016). Impacts of oil spills on shorelines - good practice guidelines for incident management and emergency response personnel IOGP report 534

IUCN (2017) The IUCN Red List of Threatened Species (http://www.iucnredlist.org/).

JAMSEC. (2015). Ultra-deep water riser drilling system | Technology Development | Center for Deep Earth Exploration (CDEX) Japan Agency for Marine-Earth Science and Technology. Disponible en línea: http://www.jamstec.go.jp/cdex/e/developtec/riser/ [Accesado el el 1 May 2018].

Kingston, P., Little, D., Harkantra, S., (2000). Biological Impacts of Oil Pollution: Sedimentary Shores. IPIECA Report Series vol. 9.

Knapp et al. (2010). The International Best Track Archive for Climate Stewardship (IBTrACS). (en línea). Disponible en: https://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/2009BAMS2755.1 (Accesado el on July 2018)

Ø.Langangen, E.Olsen, L.C.Stige, J.Ohlberger, N.A.Yaragina, F.B.Vikebø, B.Bogstad, N.C.Stenseth, D.Ø.Hjermann. (2017) The effects of oil spills on marine fish: Implications of spatial variation in natural mortality. Marine Pollution Bulletin vol 119 issue 1 June 2017

Lewis, A. (2007), Current Status of the BAOAC (Bonn Agreement Oil Appearance Code) A report to the Netherlands North Sea Agency Directie Noordzee (https://www.bonnagreement.org/site/assets/files/3952/current-status-report-final-19jan07.pdf) [Accesado el 2018]

Lincoln, F. C., S. R. Peterson, and J. L. Zimmerman (1998) Migration of Birds: U.S. Fish and Wildlife Service Circular No. 16. Págs. 1 113, Jamestown, ND.

Lloyds Register Report (Abrill 2018) on Sintef Blowout Database. Report number 19101001 8/2018/R3

MARPOL (1973). International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL). Disponible en: http://www.imo.org/en/about/conventions/listofconventions/Págs./international-convention-for-the-prevention-of-pollution-from-ships-(marpol).aspx [Accesado en Marzo 6, 2017].

Michel, J. and O. Hayes, M. (1992). Sensitivity of Coastal Environments to Oil. An Introduction to Coastal Habitats and Biological Resource for Oil Spill Response (Report No. HMRAD 92 4). NOAA. Chapter 3. Pp 3: 2 3.

Miranda, J., D. Mouillot, D. Flores-Hernandez, A. Sosa-Lopez, T. Do Chi, and L. Ayala. 2005. Changes in four complementary facets of fish diversity in a tropical coastal lagoon after 18 years: A functional interpretation.

Moore, J. and Guzman L., (2000). Biological Impacts of Oil Pollution: Rocky Shores. IPIECA Report Series vol. 7.

Neff, J.M. and Anderson, J.W., (1981) Response of marine animals to petroleum and specific petroleum hydrocarbons. Pub. Applied Science, London

NHC. (2017). NHC GIS Archive - Tropical Cyclone Best Track. (en línea). Disponible en: https://www.nhc.noaa.gov/gis/archive_besttrack.php?year=2017 (Accesado el on July 2018)

NOAA. (2018)a. NCDC International Best Track Archive for Climate Stewardship (IBTrACS) Project, Version 4. (en línea). Disponible en: https://data.nodc.noaa.gov/cgi-bin/iso?id=gov.noaa.ncdc:C00834 (Accesado en Julio 2018)

NOAA. (2018)b. NOAA National Centers for Environmental Information. DOI:10.7289/V5NK3BZP. (en línea). Disponible en: https://gcmd.nasa.gov/KeywordSearch/Metadata.do?Portal=ceos_idn&KeywordPath=Parameters%7CHUMAN+DIMENSIONS%7CNATURAL+HAZARDS%7CTROPICAL+CYCLONES%7CTYPHOONS&OrigMetadataNode=NOAA-NGDC&EntryId=gov.noaa.ncdc.C00834&MetadataView=gwt&MetadataType=0&lbnode=mdlb1 (Accesado el December, 2017)

NOAA. (2017). Historical Hurricane Tracks. (en línea). Disponible en: https://www.coast.noaa.gov/hurricanes/ (Accesado el Julio 2018)

NOAA-NDBC. 2018. NOAA Data Buoy Center - Station 42055 - Bay of Campeche (https://www.ndbc.noaa.gov/station_page.php?station=42055) [último Accesado en Julio 2018].

NOAA-NHC. 2017. NOAA National Hurricane Center (https://www.nhc.noaa.gov/) [Accesado en Octubre 2017].

NOAA-NDBC. (2017). Gulf of Mexico Coastal Ocean Observing System Data Portal. Disponible en: http://www.ndbc.noaa.gov/station_history.php?station=42055. [Accesado el Jul. 2017]

NOAA-ORR (2018) Shoreline Sensitivity Rankings List (https://response.restoration.noaa.gov/maps-and-spatial-data/shoreline-sensitivity-rankings-list.html) [Accesado el 2018]. National Oceanographic and Atmospheric Administration (NOAA) Office of Response and Restoration.

Oey, L.Y., D.P. Wang, T. Hayward, C. Winant, and M. Hendershott. 2001. “Upwelling” and “cyclonic” regimes of the near-surface circulation in the Santa Barbara Channel. Journal of Geophysical Research - Oceans 106:9213 9222.

Oey, L. Y., and D.-P. Wang (2009), Modeling Waves and Currents Produced by Hurricanes Katrina, Rita, and Wilma (Report 39731, BOEM) (https://www.boem.gov/ESPIS/4/4886.pdf), edited, BOEM, Washington, DC.

Oil and Gas UK (2014) Guidance on Risk Related Decision Making. Oil and Gas UK, London, UK.

Ojeda, E., C. M. Appendini, and E. T. Mendoza. 2017. Storm-wave trends in Mexican waters of the Gulf of Mexico and Caribbean Sea. Natural Hazards and Earth System Sciences 17:1305 1317.

Pacific Drilling (2018), Fleet Status Report OTC:PACDQ (http://s1.q4cdn.com/189426555/files/doc_downloads/FleetStatus/2018/pacd_Ex99_2_FSR(2).pdf) [Accesado el 2018],Pangchang, V., C. K. Jeong, and Z. Demirbilek. 2013. Analyses of Extreme Wave Heights in the Gulf of Mexico for Offshore Engineering Applications. Journal of Offshore Mechanics and Arctic Engineering 135:1 15.

Passalacqua, G. A., J. Sheinbaum, and J. A. Martinez. 2016. Sea surface temperature influence on a winter cold front position and propagation: air–sea interactions of the “Nortes” winds in the Gulf of Mexico. 17:302 307.

Peel, M. C., B. L. Finlayson, and T. A. McMahon. 2007. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. Hydrological Earth System Sciences 11:1633 1644.

PEMEX (2003) Sustainable Development, Annual Report 2003, Petroleos Mexicanos (http://www.ri.pemex.com/files/dcf/inf-ds2004-i-a.pdf) [Accesado el 2018].

Pérez, E. P., V. Magaña, E. Caetano, and S. Kusunoki. 2014. Cold surge activity over the Gulf of Mexico in a warmer climate1. Frontiers in Earth Science 2.

Ramsar (2016), The Ramsar Sites (https://www.ramsar.org/) [Accesado en 2018].

Romanou, A., E. P. Chassignet, and W. Sturges. 2004. Gulf of Mexico circulation within a high-resolution numerical simulation of the North Atlantic Ocean. Journal of Geophysical Research - Oceans 109:1 25.

Romero-Centeno, R., J. Zavala-Hidalgo, A. Gallegos, and J. J. O'Brien. 2003. Isthmus of Tehuantepec Wind Climatology and ENSO Signal. Journal of Climate 16:2628 2639.

SAMSUNG (2003), General Arrangement for the ship "Pacific Khamsin", Document No PF10110; Rev C; GY-03, Samsung Heavy Industries Co. Ltd., edited, South Korea.

Sarukhán, J. (2010) Conocimiento actual de la Biodiversidad, Vol 1.in G. J. Soberón and H. J. Llorente-Bousquet, editors. Capital Natural de México. CONABIO, México.

SDP Services (2018) SDP Services Ltd. Open Hole DST. [en línea] Disponible en: http://www.sdpservices.com/open-hole-dst.php [Accesado el 1 Jul. 2018].

Sealion Shipping Limited. (2018). Sea Lion. [en línea] Disponible en: http://www.sealionshipping.co.uk/ [Accesado el 1 Jul. 2018].

Sealion Shipping (2018), Toisa Pisces - DP Environmental Well Testing Vessel: Outline Specification/Data Sheet (http://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwi_ncmVoKLeAhUMHjQIHYLpByMQFjAAegQIBhAC&url=http%3A%2F%2Fwww.sealionshipping.co.uk%2FFileDownload.ashx%3FFileUrl%3D%2FOurFleet%2FVessels%2FToisaPisces%2FDocuments%2F2_Data_Sheet.pdf%26SaveAs%3D_Data_Sheet.pdf&usg=AOvVaw0rHRe2fYDB5Q5km9gc7cBm) [Accesado el 2018]

SEMARNAT. (2005). Norma Oficial Mexicana NOM-143 SEMARNAT-2003, que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a Hidrocarburos. [en línea] Disponible en:

SEMARNAT (2005), Norma Oficial Mexicana Nom-143 Semarnat-2003, Que Establece Las Especificaciones Ambientales Para El Manejo De Agua Congénita Asociada A Hidrocarburos (http://www.ordenjuridico.gob.mx/Federal/PE/APF/APC/SEMARNAT/Normas/Oficiales/03032005.pdf) [Accesado el 2018].

Shigenika, G. (2001). Toxicity of Oil to Reef-Building Corals: A Spill Response Perspective, NOAA Technical Memorandum NOS OR&R 8.

SMN (2018) Información Climatológica (http://smn.cna.gob.mx/es/climatologia/informacion-climatologica) [Accesado en Junio 2018].

Statoil (2015) TTS Operation and Maintenance Guideline GL0509

Statoil (2016) ALARP Principles GL0139

Sturges, W., A. Lugo-Fernandez, and M. D. Shargel (2005) Introduction to Circulation in the Gulf of Mexico. Págs. 1 10 Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. Geophysical Monographs Series Vol 161, American Geophysical Union.

Tapia González, F. U., J. A. Herrera-Silveira, and M. L. Aguirre-Macedo. (2008) Water quality variability and eutrophic trends in karstic tropical coastal lagoons of the Yucatán Peninsula. Estuarine, Coastal and Shelf Science 76:418 430.

Vazquez De La Cerda, A. M., R. O. Reid, S. F. DiMarco, and A. E. Jochens. (2005) Bay of Campeche Circulation: An Update. Pages 279 293 Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. Geophysical Monographs Series Vol 161, American Geophysical Union.

World Ocean Review (2018), Deepwater Horizon – the offshore oil industry's worst-case scenario (https://worldoceanreview.com/en/wor-3/oil-and-gas/oiling-the-oceans/deepwater-horizon-the-offshore-oil-industrys-worst-case-scenario/) [Accesado el 2018], ©The Times Picayune

Würsig B. (2017) Marine Mammals of the Gulf of Mexico. In: Ward C. (eds) Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill. Springer, New York, NY

Gina M. Ylitalo, Tracy K. Collier, Bernadita F Anulacion, Kristy Juaire, Richard H. Boyer, Denis A. M. da Silva, Jennifer L. Keene, Brian A. Stacy (2017) Determining oil and dispersant exposure in sea turtles from the northern Gulf of Mexico resulting from the Deepwater Horizon oil spill. Endangered Species Research Volume 33

Zetlzer, B. D., and D. V. Hansen. (1971) Tides in the Gulf of Mexico. Págs. 265 275 in R. A. Capurro and J. L. Reid, editors. Contributions on the Physical Oceanography of the Gulf of Mexico: Vol 2. Gulf Publishing Company.