Estudio de Riesgo Ambiental

Área Contractual AP-CS-G01, Cuenca Salina, Golfo de México

No. Contrato: CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018

Revisión 0

Presentado a:

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

Presentado por:

Shell Exploracion y Extraccion de Mexico S.A. de C.V.

Elaborado por:

URS Corporation México S de RL de CV (“AECOM”)

Fecha: 27 de Mayo de 2019

Estudio de Riesgo Ambiental

Área Contractual AP-CS-G01, Cuenca Salina, Golfo de México

No. Contrato: CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018

Revisión 0

Fecha: 27 de Mayo de 2019

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

Preparado por:
Miguel Ángel Arriaga Rubio
Jefe del Departamento Ambiental, AECOM México

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

Revisado por:
Edith Morales Ortiz
Líder de Evaluación de Impacto Ambiental, AECOM México

Índice

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 1-3
1.1.2 Características del Sitio y Susceptibilidad de la Zona a Fenómenos Naturales y Efectos Meteorológicos Adversos 1-4
1.1.2.1 Temporadas 1-4
1.1.2.2 Clima y Meteorología 1-5
1.1.2.3 Mareas 1-9
1.1.2.4 Corrientes Marinas 1-9
1.1.2.5 Oleaje 1-9
1.1.2.6 Vientos 1-10
1.1.2.7 Patrones de Circulación 1-12
1.1.2.8 Eventos Extremos 1-15
1.1.3 Criterios de Diseño y Estándares Utilizados para el Proyecto 1-17
1.1.4 Proyecto Civil 1-21
1.1.5 Proyecto Mecánico 1-22
1.1.5.1 MODU 1-22
1.1.5.2 Control del Pozo 1-23
1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones (BOP) 1-24
1.2 Proyecto Sistema Contra Incendios 1-26
1.2.1 Sistema de Bombeo del Agua Contra Incendio 1-26
1.2.2 Red Contra Incendios 1-26
1.2.3 Hidrantes y Mangueras 1-26
1.2.4 Sistemas de Detección de Incendios y Gas 1-27
1.3 Descripción Detallada del Proceso 1-28
1.3.1 Secuencia de Perforación 1-28
1.3.2 Materias Primas, Productos y Subproductos 1-33
1.3.2.1 Perforación 1-33
1.3.3 Hojas de Seguridad 1-34
1.3.3.1 Riesgos del Petróleo Crudo 1-34
1.3.3.2 Riesgos del Gas Natural 1-35
1.3.3.3 Sulfuro de Hidrógeno 1-36
1.3.4 Almacenamiento 1-37
1.3.5 Equipos de Proceso y Auxiliares 1-38
1.3.5.1 MODU 1-38
1.3.5.2 Árbol Submarino 1-41
1.3.5.3 Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo 1-41
1.3.6 Pruebas de Verificación 1-41
1.4 Condiciones de Operación 1-41
1.4.1 Especificaciones del Cuarto de Control 1-41
1.4.2 Sistemas de Aislamiento 1-42
1.4.2.1 Sistemas de Paro de Emergencia 1-42
1.4.2.2 Sistema de Contención de Derrames 1-43
1.5 Análisis y Evaluación de Riesgos 1-43
1.5.1 Histórico de Accidentes e Incidentes 1-43

1.5.1.1 Incidentes Mayores de Derrames de Hidrocarburos en los Mares de Estados Unidos 1-43
1.5.1.2 Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX 1-48
1.5.1.3 Peor Escenario 1-49
1.5.2 Metodologías de Identificación y Jerarquización de Riesgos 1-49
1.5.2.1 Alcance de la Identificación y Evaluación de Riesgos 1-50
1.5.2.2 Metodología para la Identificación Evaluación de Riesgos 1-50
1.5.2.3 Proceso ALARP 1-55
1.5.2.4 Metodología para la Evaluación de Riesgos Ambientales 1-56
1.5.2.5 Escenarios de Incidentes y Accidentes 1-56
1.5.2.6 Clasificación de Riesgos y Evaluación de Impactos 1-62
1.5.2.7 Jerarquización de Escenarios 1-66

2.0 Descripción de las Zonas de Protección En Torno a las Instalaciones 2-1
2.1 Radios Potenciales de Afectación 2-1
2.1.1 Simulación de Escenarios 2-1
2.1.2 Criterios para Definir las Zonas de Protección 2-2
2.1.3 Condiciones de la Simulación 2-3
2.1.4 Escenarios – Dardo de Fuego y Explosión por Fallo en el Riser 2-3
2.1.4.1 Definición 2-3
2.1.4.2 Dardo de Fuego y Explosión 2-4
2.1.4.3 Dispersión Tóxica 2-6
2.1.4.4 Interacciones de Riesgo 2-7
2.2 Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar 2-7
2.2.1 Detalles de la Modelación 2-7
2.2.2 Resultados de la Modelación Estocástica 2-10
2.2.3 Áreas Prioritarias de Protección 2-15
2.2.3.1 Áreas Naturales Protegidas (ANPs) 2-16
2.2.3.2 Sitios Ramsar 2-18
2.2.3.3 Regiones Marinas Prioritarias (RMPs) 2-20
2.2.3.4 Sitios Marinos Prioritarios (SMPs) 2-20
2.2.3.5 Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs) 2-20
2.2.3.6 Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHPs) 2-20
2.2.3.7 Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICAs) 2-20
2.2.3.8 Unidades de Gestión Ambiental (UGA) 2-20
2.2.4 Efectos Sobre el Sistema Ambiental 2-21
2.2.4.1 Hidrocarburos Derramados al Mar 2-21
2.2.4.2 Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Ambiente Físico 2-22
2.2.4.3 Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Fauna 2-27
2.2.4.4 Resumen de los Resultados de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos 2-31

3.0 Señalamiento de las Medidas de Seguridad y Preventivas en Materia Ambiental 3-1
3.1 Recomendaciones Técnico-Operativas 3-1
3.2 Diagramas Bowties 3-3
3.2.1 Bowtie 1a – Liberación de Gas Poco Profundo 3-3
3.2.2 Bowtie 1b – Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación 3-6
3.2.3 Bowtie 1c – Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo 3-9
3.2.4 Bowtie 5 – Pérdida de Posición 3-12
3.2.5 Bowtie 8 – Pérdida de Estabilidad 3-15
3.2.6 Bowtie 9 – Pérdida de Integridad Hermética 3-18
3.2.6.1 Medidas Preventivas 3-25
3.2.6.2 Sistemas de Seguridad 3-25

3.2.6.3 Respuesta de Intervención del Pozo 3-26
3.2.6.4 BOP 3-26
3.2.6.5 Sistema de Contención de Pozo 3-27
3.2.6.6 Pozo de Alivio 3-27
3.2.6.7 Plan de Respuesta Ante Derrames 3-28

4.0 Resumen 4-1
4.1 Conclusiones del 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 en el Riser 4-2
4.2.1.2 Escenario 2. Liberación No Controlada de Hidrocarburos 4-2
4.3 Informe Técnico 4-4
4.3.1 Sustancias Involucradas 4-4
4.3.2 Historia de Accidentes e Incidentes 4-4
4.3.3 Identificación y Jerarquización de Riesgos Ambientales 4-5
4.3.4 Estimación de las Consecuencias 4-6
4.3.5 Criterios Utilizados 4-7

Referencias 4-8

5.0 Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan La Información Señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental 5-15
5.1 Formatos de Presentación 5-16
5.1.1 Planos Ejemplo de la MODU (Buque de Perforación) 5-16
5.1.2 Fotografías Ejemplo de la MODU (Buque de Perforación) 5-18
5.2 Cartografía Consultada 5-19
5.3 Procedimiento para la Administración de Peligros, Riesgos y Aspectos Ambientales: Shell HSE-PR-SEEM-008 5-21
5.4 Minuta de Taller de Identificación de Riesgos y Lista de Asistencia 5-42
5.5 Estándares de Shell Utilizados: Fase de Exploración 5-45
5.6 Caso HSE Thalassa Parte 4: Administración del Riesgo 5-130
5.7 Caso HSE Thalassa Anexo 4-2 Diagramas Bowtie 5-207
5.8 Memoria Técnica de la Modelación de Radios de Afectación (Moldeo PHAST) 5-261
5.9 Memoria Técnica de la Modelación de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos (Modelo OILMAP) 5-268
5.10 Análisis de Posibles Riesgos de Contaminación: Tablas de Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Áreas Prioritarias de Protección. 5-284
5.11 Hojas de Seguridad: Crudo Istmo, Gas Natural y Sulfuro de Hidrógeno (H_2S) 5-301
5.12 Sistema Contra Incendio 5-331

Índice de Tablas

Tabla 1-1. Datos Meteorológicos y Oceanográficos de las Estaciones de la CONAGUA-SMN y de la Boya Oceanográfica de la NOAA. 1-5

Tabla 1-2. Normales Climatológicas en las Estaciones Costeras de Alvarado, Coatzacoalcos, Paraíso, Pueblo Viejo y Tuxpan. (Periodo: 1951 a 2010) 1-8

Tabla 1-3. Resumen de Huracanes Mayores sucedidos dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017) 1-17

Tabla 1-4. Tipos de Detectores de Incendios por Ubicación 1-27

Tabla 1-5. Etapas Iniciales del Período de Exploración 1-32

Tabla 1-6. Clasificación del Material de Perforación 1-33

Tabla 1-7. Aditivos del Fluido de Perforación 1-34

Tabla 1-8. Escenarios Submarinos Modelados 1-34

Tabla 1-9. Propiedades del Crudo Istmo 1-35

Tabla 1-10. Propiedades del Gas Natural 1-36

Tabla 1-11. Propiedades del Sulfuro de Hidrógeno 1-37

Tabla 1-12. Capacidades de Almacenamiento Típicos en MODUs (Buque de Perforación) 1-37

Tabla 1-13. Parámetros Genéricos de Operación de una MODU (Buque de Perforación) 1-39

Tabla 1-14. Dimensiones/Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación) 1-39

Tabla 1-15. Equipo y Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación) 1-40

Tabla 1-16. Presiones y Temperaturas de Trabajo Típicas 1-41

Tabla 1-17. Tasas de Derrame en Plataforma y Tendencias de Volumen Derramado, con base en el Petróleo Producido desde 1964 hasta 2015 1-45

Tabla 1-18. Derrames grandes en plataformas (≥ 1,000 bbl), en la Plataforma Continental Exterior de los Estados Unidos, desde 1964 hasta 2015 1-46

Tabla 1-19. Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX 1-48

Tabla 1-20. Resumen de Eventos Principales, Amenazas y Consecuencias. 1-57

Tabla 1-21. Sustancias incluidas en los Listados de Actividades Altamente riesgosas 1-58

Tabla 1-22. Límites de Liberación para Sustancias de AAR para el Yacimiento 1-59

Tabla 1-23. Cantidades límite de liberación de materiales peligrosos según IOGP por la pérdida de contención primaria (LOPC) 1-60

Tabla 1-24. Resumen de Eventos peligrosos y Volúmenes Estimados de Liberación. 1-61

Tabla 1-25. Categorías del Nivel de Severidad para Eventos No Planificados 1-64

Tabla 1-26. Resumen de la Evaluación de Riesgos (Probabilidad y Severidad) 1-65

Tabla 1-27. Importancia del Escenario (Marco de Calificación) 1-66

Tabla 1-28. Importancia del Escenario (Calificación actual) 1-66

Tabla 2-1. Criterios para Definir las Zonas de Alto Riesgo y las Zonas de Amortiguamiento 2-2
Tabla 2-2. Umbrales para Radiación Térmica 2-2
Tabla 2-3. Condiciones Atmosféricas 2-3
Tabla 2-4. Condiciones de Operación del Riser del Pozo 2-3
Tabla 2-5. Radios de Afectación por radiación térmica para Dardo de Fuego 2-4
Tabla 2-6. Radios de Afectación por sobrepresión de la Explosión 2-5
Tabla 2-7. Radios de Afectación por Toxicidad 2-6
Tabla 2-8. Ubicación del Sitio de Derrame Modelado 2-8
Tabla 2-9. Parámetros del Escenario de Liberación no Controlada de Hidrocarburos 2-9
Tabla 2-10. Umbrales de la Modelación de Derrame de Hidrocarburos 2-9
Tabla 2-11. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Áreas Naturales Protegidas. 2-17
Tabla 2-12. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Áreas Naturales Protegidas. 2-17
Tabla 2-13. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Áreas Naturales Protegidas. 2-18
Tabla 2-14. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Áreas Naturales Protegidas. 2-19
Tabla 2-15. Resumen del Proceso de Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Ecosistema Marino 2-22
Tabla 2-16. Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA 2-23
Tabla 2-17. Tipos de Costa Dentro del Área Potencialmente afectada por los Hidrocarburos 2-24

Tabla 3-1. Resumen de la Evaluación de Riesgos (Probabilidad y Severidad) y Bowties Correspondientes 3-2

Tabla 5-1 Regiones Marinas Prioritarias (RMP). Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina. 5-285
Tabla 5-2. Regiones Marinas Prioritarias. Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa. 5-286
Tabla 5-3. Sitios Marinos Prioritarios (SMP): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina. 5-287
Tabla 5-4. Sitios Marinos Prioritarios. Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa 5-288
Tabla 5-5. Regiones Terrestres Prioritarias (RTP). Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa. 5-289
Tabla 5-6. Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina. 5-290
Tabla 5-7. Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP): Probabilidad de Presencia de Hidrocarburos y Tiempos de Arribo en la Costa 5-291

Tabla 5-8. Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICAS): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa. 5-292

Tabla 5-9. Unidades de Gestión Ambiental (UGAs): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina. 5-293

Tabla 5-10. Unidades de Gestión Ambiental. Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa. 5-297

Índice de Figuras

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

Figura 1-2. Ubicación del Pozo Tipo y el Área Contractual Relativa a los Puertos de Alvarado, Dos Bocas, Tampico y Tuxpan. 1-2

Figura 1-3. Estaciones Meteorológicas de Triangulo Oeste (4033), Cayo Arcas (4005), Cayo Arenas (4006) y Boya Oceanográfica de la NOAA (42055). 1-7

Figura 1-4. Estaciones Meteorológicas Costeras de Alvarado, Veracruz (30201); Coatzacoalcos, Veracruz (30214); Paraíso, Tabasco (27034), Pueblo Viejo, Veracruz (30194); y Tuxpan, Veracruz (30229). 1-8

Figura 1-5. Altura Significante Asociada a un Periodo de Retorno de 100 años. 1-10

Figura 1-6. Rosa de Viento – Boya Oceanográfica NOAA (Periodo 2005-2016; Estación 42055) 1-11

Figura 1-7. Porcentaje de ocurrencia de la velocidad del viento –NOAA 42055, Bahía de Campeche (Periodo: 2005-2016) 1-12

Figura 1-8. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie (Periodo 1989–1999) 1-13

Figura 1-9. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie para la Temporada de Secas (Periodo 1989–1999). 1-14

Figura 1-10. Promedio de la Velocidad de la Circulación Profunda en la Bahía de Campeche (Periodo: 1989-1999). 1-15

Figura 1-11. Trayectoria de Huracanes Mayores (Categoría ≥ 3) dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017) 1-16

Figura 1-12. Diseño General de una MODU típica (basado en el buque TOI DW DSME 12000) 1-19

Figura 1-13. Torre de Perforación Con Sistema Rotatorio Top Drive 1-23

Figura 1-14. Preventor de Reventones Submarino 1-25

Figura 1-15. Diagrama de una MODU Típica con Tubo Ascendente y BOP 1-29

Figura 1-16. Arquitectura Teórica de la Sarta de Perforación Según lo Planeado para el o los Pozos del Proyecto (los Diámetros de la Sección se Presentan en Pulgadas). 1-31

Figura 1-17 Matriz de Evaluación de Riesgos de Shell (RAM) 1-52

Figura 1-18. Diagrama Bowtie 1-55

Figura 2-1. Radios de Afectación para Dardo de Fuego 2-4

Figura 2-2. Radios de Afectación para Explosión 2-5

Figura 2-3. Radios de Afectación por Toxicidad (Perfil) 2-6

Figura 2-4. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación no Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio). 2-11

Figura 2-5. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación no Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio). 2-12

Figura 2-6. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación no Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio). 2-13

Figura 2-7. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación no Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio). 2-14

Figura 2-8. Intemperización del Hidrocarburo en el Ambiente Marino 2-21

Figura 3-1. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo 3-3

Figura 3-2. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo – Amenazas 3-4

Figura 3-3. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo – Consecuencias..... 3-5

Figura 3-4. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación..... 3-6

Figura 3-5. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación – Amenazas..... 3-7

Figura 3-6. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación – Consecuencias..... 3-8

Figura 3-7. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo..... 3-9

Figura 3-8. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo – Amenazas..... 3-10

Figura 3-9. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo – Consecuencias..... 3-11

Figura 3-10. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición..... 3-12

Figura 3-11. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición – Amenazas..... 3-13

Figura 3-12. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición – Consecuencias..... 3-14

Figura 3-13. Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad..... 3-15

Figura 3-14 Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad – Amenazas..... 3-16

Figura 3-15. Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad – Consecuencias..... 3-17

Figura 3-16. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética..... 3-18

Figura 3-17. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética – Amenazas..... 3-19

Figura 3-18. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética – Consecuencias..... 3-21

Figura 3-19. Sistema de Contención de Pozo (Capping Stack)..... 3-27

Figura 5-1. Plano del Buque de Perforación Generación DW DSME 12000 5-16

Índice de Imágenes

Imagen 1-1. Ejemplo de Buque de Perforación para Aguas Ultra Profundas de la Generación DSME 12000 de Transocean. 1-3

Imagen 5-1. Ejemplo de Buque de Perforación para Aguas Ultra Profundas de la Generación DSME 12000 de Transocean. 5-18

Lista de Acrónimos

AAR	Actividades Altamente Riesgosas
ABS	American Bureau of Shipping
AICA	Áreas Importantes para la Conservación de las Aves
ALARP	Tan bajo como sea razonablemente factible
ANP	Áreas Naturales Protegidas
ANSI	Instituto Nacional Estadounidense de Estándares
API	Instituto Americano del Petróleo
ASEA	Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos
ASME	Sociedad Americana de Ingenieros Mecánicos
Bbbl	billones de barriles
bbl	barril
BOEM	Oficina de Administración de Energía Oceánica de los Estados Unidos
BOP	Sistema de Prevención de Reventones
BV	Bureau Veritas
CAS	Servicio de Resúmenes Químicos
CBM	Mantenimiento Basado en Condiciones
CEAA	Agencia Canadiense de Evaluación Ambiental
CFSR	Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima
CITES	Convención sobre el Comercio Internacional de Especies Amenazadas de Fauna y Flora Silvestres
CNH	Comisión Nacional de Hidrocarburos
CONAGUA	Comisión Nacional del Agua
CRETIB	Corrosivo, reactivo, explosivo, tóxico, inflamable y biológicos infeccioso
DNV	Det Norske Veritas
DOF	Diario Oficial de la Federación
DP	Posicionamiento Dinámico
ECD	Densidad equivalente de circulación
ERA	Estudio de Riesgo Ambiental
ESD	Paro de Emergencia
GCBC	Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche
GMDSS	Sistema mundial de socorro y seguridad marítimos
GOR	Gas-Oil-Ratio
HAZID	Identificación de Peligros
HSE	Salud, Seguridad y Medio Ambiente
HYCOM	Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano
IACS	Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación
IDLH	Peligro Inmediato para la Vida o la Salud Humana
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional
IMO	Organización Marítima Internacional
IOGP	Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas
ISA	Índice de Sensibilidad Ambiental
ISO	Organización Internacional de Normalización
IUCN	Unión Internacional para la Conservación de la Naturaleza

IUPAC	Unión Internacional de Química Pura y Aplicada
LGEEPA	Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente
LNG	Gas natural licuado
LOPC	Incidentes de la pérdida de contención primaria
LPG	Gas licuado del petróleo
MARPOL	Convenio Internacional para Prevenir la Contaminación por los Buques
MEM	Método Multi-Energía
MIA	Manifestación de Impacto Ambiental
MODU	Unidad Móvil de Perforación Costa Afuera
MPD	Perforación con Presión Controlada
NADF	Fluido de perforación sintético
NCEP	Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos
NFPA	Asociación Nacional de Protección contra Incendio de Estados
NIOSH	Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional
NOAA	Administración Nacional Oceánica y Atmosférica
NORSKOK	Dirección de Petróleo de Noruega
OCS	Plataforma Continental Exterior
OSHA	Administración de Seguridad y Salud Ocupacional
OSRL	Oil Spill Response Limited
OSV/FSV	Buques de Suministro Costa Afuera
PHAST	Process Hazard Analysis Software
P95	Probabilidad de Excedencia
PCP	Plan de Control del Pozo
PEMEX	Petróleos Mexicanos
PM	Profundidad Medida
PRD	Plan integral de Respuesta ante Derrames
PSD	Paro de Procesos
PSE	Eventos de Seguridad del Proceso
RAM	Matriz de Evaluación de Riesgos
RHP	Regiones Hidrológicas Prioritarias
RMP	Regiones Marinas Prioritarias
ROV	Vehículos Operados Remotamente
RPS	RPS Ocean Science
RTP	Regiones Terrestres Prioritarias
SAR	Sistema Ambiental Regional
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
SIMOPS	Operaciones Simultáneas
SIRT	Kit de Respuesta a Incidentes Submarinos
SMN	Servicio Meteorológico Nacional
SMP	Sitios Marinos Prioritarios
SOPEP	Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos
SSSV	Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo

SSTT	Árbol Submarino
STEL	Límite de Exposición a Corto Plazo
TLV	Valor Umbral Límite
TWA	Media Ponderada en el Tiempo
UGA	Unidades de Gestión Ambiental
WBDF	Fluido de perforación base agua
WCCD	Peor Escenario de Descarga Creíble

Introducción al Documento

El presente Estudio de Riesgo Ambiental (referido de ahora en adelante como ERA), ha sido diseñado con base en dos guías publicadas en el sitio de internet de la Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos (ASEA):

- La Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo, Modalidad Análisis de Riesgo de la Secretaría de Medio Amiente y Recursos Naturales (SEMARNAT), referida de ahora en adelante como la Guía de SEMARNAT.
- La Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo para el Sector Hidrocarburos, referida de ahora en adelante como la Guía de ASEA.

La estructura del presente documento sigue los lineamentos establecidos en la Guía de SEMARNAT, de la siguiente manera:

Capítulo 1: Escenarios de los Riesgos Ambientales relacionados con el Proyecto. Descripción del Proceso, incluyendo: 1) Bases del Diseño (características del sitio, proyecto civil, proyecto mecánico, proyecto sistema contra incendios); 2) Descripción Detallada del Proceso (materias primas, productos y subproductos, hojas de seguridad, almacenamiento, equipos de proceso y auxiliares, y pruebas de verificación); 3) Condiciones de Operación (especificación del cuarto de control y sistemas de aislamiento); 4) Análisis y Evaluación de Riesgos (antecedentes de accidentes e incidentes y metodologías de identificación y jerarquización).

Capítulo 2: Descripción de las Zonas de Protección en Torno a las Instalaciones, incluyendo: 1) Radios potenciales de afectación; 2) Interacción de Riesgo; y 3) Efectos Sobre el Sistema Ambiental.

Capítulo 3: Señalamiento de las Medidas de Seguridad y Preventivas en Materia Ambiental, incluyendo: 1) Recomendaciones Técnico-Operativas (sistemas de seguridad y medidas preventivas)

Capítulo 4: Resumen, incluyendo: Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental; 2) Situación General que Presenta el Proyecto en Materia de Riesgo Ambiental; y 3) Informe Técnico

Capítulo 5: Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan la Información Señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental.

1.0 Escenarios de los Riesgos Ambientales Relacionados con el Proyecto

1.1 Bases de Diseño

1.1.1 Información General del Proyecto

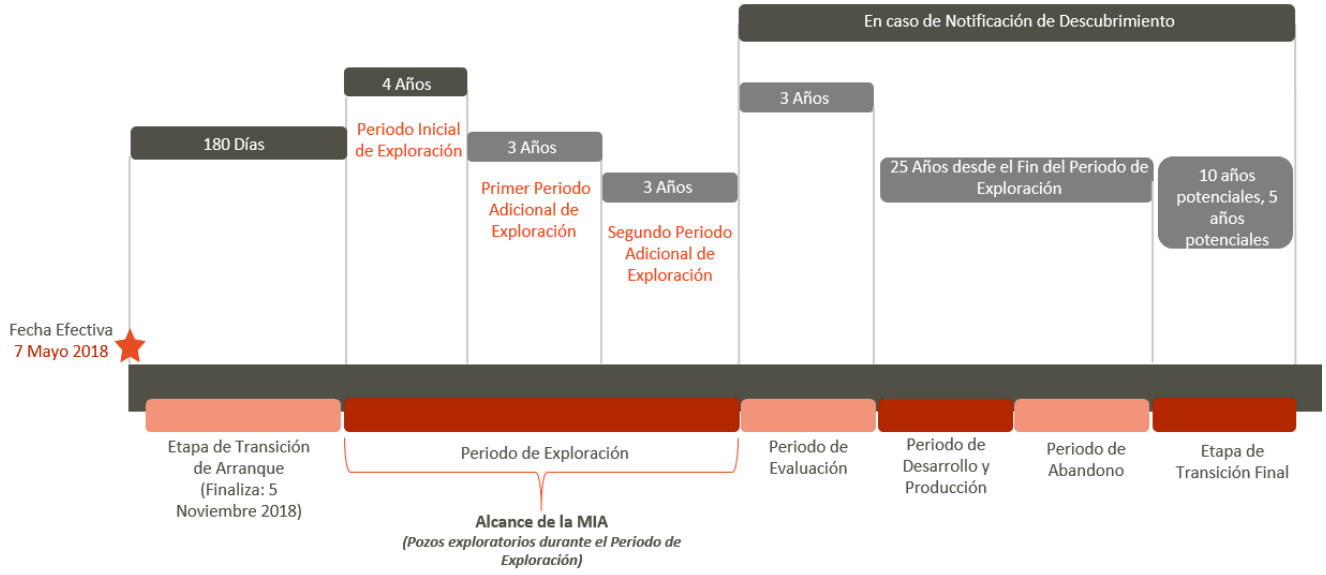
1.1.1.1 Descripción del Proyecto

El 7 de mayo de 2018, los Estados Unidos Mexicanos (denominado en lo sucesivo como “México”, el “Estado” o la “Nación”), a través del Ejecutivo Federal por conducto de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (“CNH”) y Shell Exploracion y Extraccion de Mexico S.A. de C.V (“Shell”), celebraron el Contrato para la Exploración y Extracción de Hidrocarburos, bajo la modalidad de Aguas Profundas (“Contrato) del Área Contractual AP-CS-G01 en Cuenca Salina del Golfo de México (“Área Contractual”).

El Área Contractual se encuentra localizada aproximadamente a 309 km al este del Puerto de Tuxpan, a 291 km al noroeste del Puerto de Alvarado (Veracruz), a 298 km del Puerto de Dos Bocas (Tabasco) y a 374 km al sureste del Puerto de Tampico (Tamaulipas). El Área Contractual tiene un área aproximada de 2,100 km^2 con profundidades que varían de los 2,050 m a 3,350 m. El área es considerada propiedad federal y por lo tanto, no pertenece a un poblado, municipio o estado.

Como se puede observar en la **Figura 1-1,** el periodo del Contrato está divido en varias etapas. El objetivo principal del Promovente durante el Periodo de Exploración es perforar por lo menos un (1) pozo de exploración costa afuera, para cumplir con el compromiso mínimo de trabajo. 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 usará para determinar si el desarrollo del Área Contractual es económicamente viable.

Figura 1-1 . Cronología y Etapas del Contrato

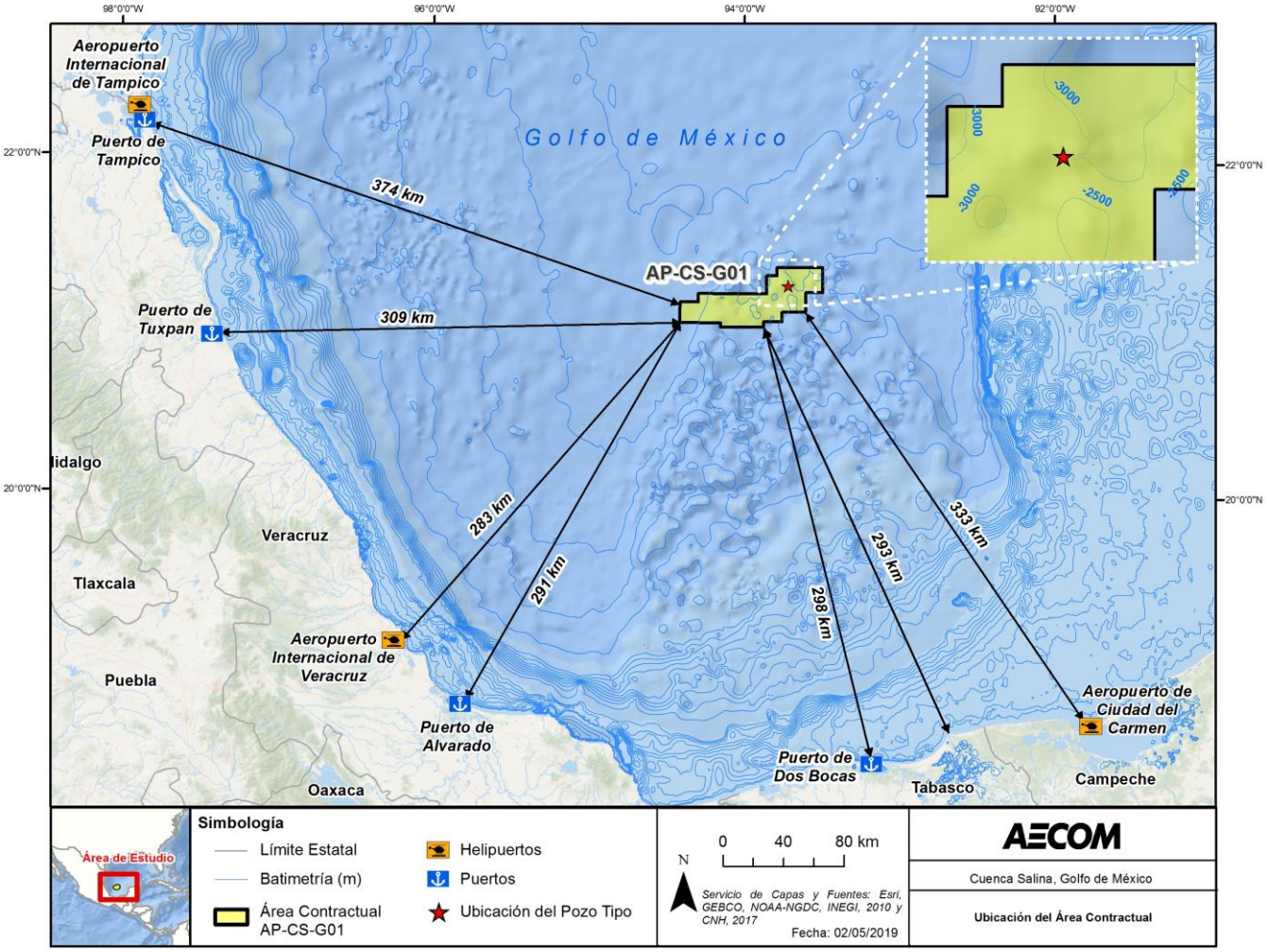


Fuente: AECOM (basado en el Contrato CNH-R02-L04-AP-CS-G01/2018)

El primer pozo está planeado tentativamente para el cuarto trimestre de 2019 (entre octubre y diciembre). La localización final del pozo no ha sido determinada aún, sin embargo, para los propósitos de evaluación de riesgos ambientales correspondientes a este ERA, se ha definido una localización preliminar (Latitud: 21.290°, Longitud: -

93.710° WGS84). Dicha posición del pozo se referirá de ahora en adelante como Pozo Tipo. El Pozo Tipo se encuentra a una profundidad de 2,757 m (**Figura 1-2**). Se han identificado cuatro (4) casos adicionales de perforación (prospectos) dentro del Área Contractual que pudieran perforarse durante el periodo de exploración. Estos prospectos estarán sujetos a la aprobación por parte de CNH. Las coordenadas geográficas de los prospectos no han sido determinadas aún, pero se considera que la localización determinada para el Pozo Tipo es representativa de las condiciones generales del Área Contractual, por lo que este ERA debe considerarse como documento base para cualquier otra localización tentativa de perforación dentro del Área Contractual. La fase de exploración considerada dentro del contexto de este ERA es de 10 años.

Figura 1-2. Ubicación del Pozo Tipo y el Área Contractual Relativa a los Puertos de Alvarado, Dos Bocas, Tampico y Tuxpan.



Fuente: AECOM

La perforación se realizará a través de una unidad móvil de perforación costa afuera (MODU, por sus siglas en inglés), en específico, por medio de un buque de perforación diseñado para realizar operaciones de perforación en aguas ultra-profundas, mayores a 1,500 m (ver **Imagen 1-1**). La MODU a utilizarse, será o tendrá características similares al buque de perforación para aguas ultra-profundas de la generación DSME 12000 de la compañía Transocean. Las características principales que definen a una MODU son, la apertura del casco central, conocida como pozo central, y la torre de perforación. Este tipo de MODUs están diseñadas para perforar en aguas con profundidades de hasta 3,600 m aproximadamente, con una capacidad de perforación máxima aproximada de

12,000 m. La MODU cuenta con posicionamiento dinámico para mantener estable la posición del buque sin la necesidad de anclaje submarino y es capaz de alojar hasta 200 personas.

Imagen 1-1. Ejemplo de Buque de Perforación para Aguas Ultra Profundas de la Generación DSME 12000 de Transocean.



Fuente: Transocean 2019

Los detalles específicos acerca del proceso de perforación se describen en la **Sección 1.3** de este ERA así como en **Capítulo 2** de la Manifestación de Impacto Ambiental (MIA).

Adicionalmente a las actividades de perforación dentro del Área Contractual, se requerirá la asistencia de buques de suministro costa afuera (OSVs/FSV, por sus siglas en inglés) así como de helicópteros entre la MODU y los puertos y helipuertos costeros. Sin embargo, las operaciones con OSV/FSV y helicópteros no son consideradas como Actividades Altamente Riesgosas (AAR) de acuerdo a la Guía de SEMARNAT, por lo que no se consideran dentro del alcance de este ERA (ver **Sección 1.1.1.2 Alcance del ERA**).

1.1.1.2 Alcance del ERA

De acuerdo al Artículo 28, Inciso II, de la Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente (LGEEPA), cualquier actividad y/o proyecto de la industria del petróleo deberá presentar una Manifestación del Impacto Ambiental (MIA). De acuerdo con el Artículo 30, cuando las actividades relacionadas al proyecto se consideren como altamente riesgosas, dicha MIA deberá incluir un ERA. Con base en el Artículo 18 del Reglamento de la LGEEPA en materia de Evaluación del Impacto Ambiental, él ERA deberá incorporar la siguiente información:

I. Escenarios y medidas preventivas resultantes del análisis de los riesgos ambientales relacionados con el proyecto;

II. Descripción de las zonas de protección en torno a las instalaciones, en su caso, y

III. Señalamiento de las medidas de seguridad en materia ambiental.

Dicho artículo destaca que la SEMARNAT publicará en el Diario Oficial de la Federación (DOF) y en la Gaceta Ecológica, las guías que faciliten la presentación y entrega del Estudio de Riesgo. Hasta la fecha, las guías publicadas corresponden al Primer Listado y Segundo Listado de Actividades Altamente Riesgosas (manejo de sustancias tóxicas y sustancias inflamables y explosivas), publicados el 28 de marzo de 1990 y el 4 de mayo de 1992, respectivamente. Dichos listados (de ahora en adelante, Listados AAR) definen a las Actividades Altamente Riesgosas con base en la clasificación y de sustancias peligrosas con propiedades inflamables, explosivas, tóxicas, reactivas, radioactivas, corrosivas o biológicas y las cantidades de reporte correspondientes (definidas como la cantidad mínima de sustancia peligrosa). Dichos listados establecen que cuando en las actividades del Proyecto se involucren sustancias que presenten una o más de las propiedades de peligrosidad mencionadas anteriormente, en cantidades iguales o superiores a su cantidad de reporte, dicha actividad será considerada como altamente riesgosa. Dado lo anterior, solamente las actividades relacionadas al manejo de dichas sustancias son las que se describen en este ERA.

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

Antes de llevar a cabo cualquier actividad relacionada con la perforación, es importante conocer las condiciones meteorológicas a la cuales pudieran estar expuestas las instalaciones relacionadas con esta actividad. Por lo que a continuación se describen las condiciones meteorológicas y de carácter oceanográfico (corrientes marinas y oleaje).

1.1.2.1 Temporadas

Como en la mayor parte de las regiones tropicales, el sur del Golfo de México se encuentra caracterizado por dos temporadas distintivas: de lluvias y de secas (Herrera-Silveira *et al*., 1994; Peel *et al*., 2007). 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). La temporada de secas incluye temperaturas más frías y disminución considerable en las precipitaciones, con eventos progresivamente menos intensos y más cortos hacia el final de la temporada. La temporada de secas ocurre aproximadamente entre octubre y marzo (con variación local - antes o después).

De acuerdo con cierta literatura, la estacionalidad de los ecosistemas costeros en el sur del Golfo de México pueden experimentar tres temporadas distintivas, la temporada de lluvias, la temporada de secas y la temporada de Nortes, la cual provoca fuertes cambios biogeoquímicos e hidrológicos que impactan a la flora marina, costera y terrestre afectándose así, la dinámica de las comunidades y poblaciones de niveles tróficos superiores, particularmente en lagunas costeras y estuarios (Tapia-Gonzales *et al*., 2008; Herrera-Silveira *et al*., 1994; Hernandez *et al*., 2011 y Miranda *et al*., 2005). Los Nortes corresponden a frentes fríos (sistemas de alta presión) que se originan en Las Rocallosas en Norte América y que se desplazan por el Golfo de México, persistiendo por varios días (de 2 a 6) y que influyen a nivel regional (Pérez *et al*., 2014). Los Nortes presentan vientos sostenidos de 10 m/s a 20 m/s con rachas de 60 m/s, caídas repentinas en la temperatura (hasta 10°C en 24 horas) y valores altos de presión atmosférica (Pérez *et al*., 2014; Passalaqua *et al*., 2016).

La frecuencia anual y el efecto acumulativo que tienen los Nortes en los ecosistemas costeros (desde un punto de vista ecológico), justifican la inclusión de los Nortes como una tercera temporada dentro de los ecosistemas costeros. Sin embargo, con respecto a la estacionalidad costa afuera en el sur del Golfo de México, y en términos del comportamiento de la circulación oceánica y de las corrientes superficiales en escala regional, dos estaciones son aplicables (Vázquez de la Cerda, 2005).

Las corrientes superficiales constituyen un forzamiento importante en la modelación de riesgos potenciales como los derrames de petróleo, y varían de acuerdo a la estacionalidad. Dicha estacionalidad se encuentra definida entre abril y septiembre (temporada de lluvias) y entre octubre y marzo (temporada de secas), durante la cual, suceden los eventos de Norte (Vázquez De La Cerda *et al*., 2005; Zavala *et al*., 2014). La variabilidad de la circulación

oceánica profunda, en tirantes de agua mayores a los 1,000 m, no se encuentra fuertemente influenciada por los cambios estacionales (Hamilton, 1990; Hamilton y Lugo-Fernández, 2001).

En el suroeste del Golfo de México, los únicos patrones estacionales en las corrientes superficiales que se identifican en una escala de tiempo decenal, ocurren durante las condiciones extremas de las temporadas de secas y de lluvias (DiMarco *et al*., 2005); mientras que durante los meses de transición y hacia el final de las temporadas de secas y de lluvias, no se presentan patrones estacionales en las corrientes superficiales que puedan ser identificados a escalas de tiempo decenales (DiMarco *et al*., 2005). Aun cuando existe un periodo de traslape de los eventos de Nortes con la temporada de secas, el patrón de las corrientes superficiales, se atribuye primordialmente a otros fenómenos, incluyendo la Corriente de Lazo y los giros que se desprenden de ella, así como con el esfuerzo rotacional del viento en el sur del Golfo de México (DeHaan and Sturges, 2005; DiMarco *et al*., 2005; Vázquez 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**.

1.1.2.2 Clima y Meteorología

Con la finalidad de caracterizar las condiciones meteorológicas que rodean el Área Contractual (**Tabla 1-1.** Datos Meteorológicos y Oceanográficos de las Estaciones de la CONAGUA-SMN y de la Boya Oceanográfica de la NOAA, se utilizaron datos de tres estaciones meteorológicas operadas por la Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, cuyos datos fueron obtenidos por el Servicio Meteorológico Nacional) y una boya oceanográfica de la NOAA (Administración Nacional Oceánica y Atmosférica, por sus siglas en inglés). Las estaciones de la CONAGUA se encuentran localizadas en las islas de Cayo Arcas, Triángulo Oeste y Cayo Arenas, a una distancia del Área Contractual de 198 km al sureste, 128 km al este y 232 km al noreste, respectivamente. La boya oceanográfica de la NOAA se localiza en la parte central del Golfo de México en una profundidad de 3,600 m a una distancia de 82 km al norte del Área Contractual (**Figura 1-3**).

Tabla 1-1. Datos Meteorológicos y Oceanográficos de las Estaciones de la CONAGUA-SMN y de la Boya Oceanográfica de la NOAA.

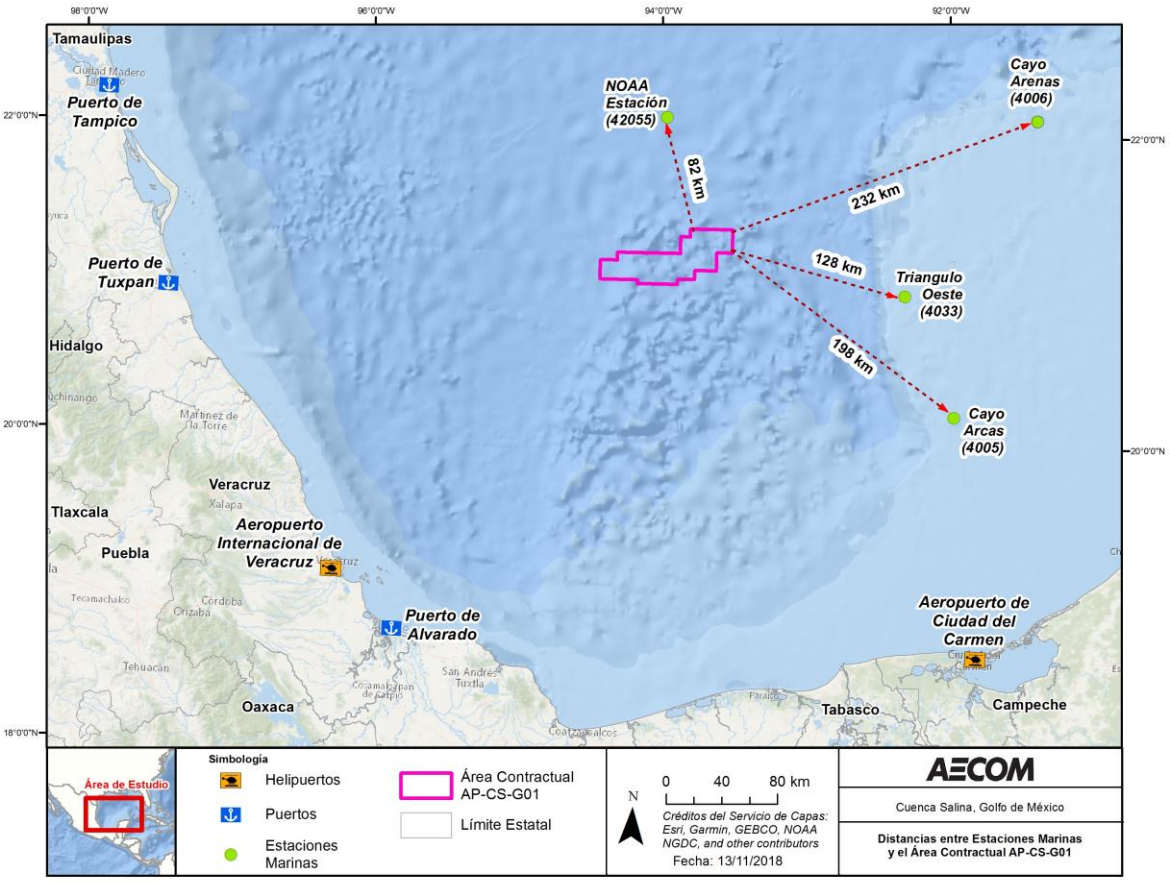
Estación		**Cayo Arcas 4005**	**Triángulo Oeste 4033**	**Cayo Arenas 4006**	**Boya NOAA**	**Promedio entre estaciones‡ / Dato disponible***
Fuente		**CONAGUA**	**CONAGUA**	**CONAGUA**	**NOAA**	
Localización Geográfica		**20° 12' 15"N 91° 57' 43"W**	**20° 59' 00" N 92° 18' 14" W**	**22°06'55" N 91°23'55" W**	**22° 07' 12"N 93° 57' 36"W**	
Periodo de cobertura		**1951 2010**	**1951 2010**	**1951 2010**	**Agosto 2005 Mayo 2015**	
Temperatura del Aire (°C)	**Promedio (Anual)**	28	27	27	25	27 ‡
	Mínimo (Mensual)	25	24	25	17	23 ‡
	Máximo (Mensual)	29	29	30	32	30 ‡
Temperatura Superficial del Agua (°C)	**Promedio (Anual)**	N/A	N/A	N/A	27	27 *
	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	23	23 *
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	33	33 *

Estación		Cayo Arcas 4005	Triángulo Oeste 4033	Cayo Arenas 4006	Boya NOAA	Promedio entre estaciones‡ / Dato disponible*
Fuente		**CONAGUA**	**CONAGUA**	**CONAGUA**	**NOAA**	
Localización Geográfica		**20° 12' 15"N 91° 57' 43"W**	**20° 59' 00" N 92° 18' 14" W**	**22°06'55" N 91°23'55" W**	**22° 07' 12"N 93° 57' 36"W**	
Periodo de cobertura		**1951 2010**	**1951 2010**	**1951 2010**	**Agosto 2005 Mayo 2015**	
Precipitación (mm)	**Acumulada (Anual)**	356.0	330.1	271.7	N/A	319.3.2 ‡
Velocidad del Viento (nudos)	Máximo (Anual)	N/A	N/A	N/A	46	46*
	Mes del Máximo	N/A	N/A	N/A	Agosto	Agosto *
Presión atmosférica a nivel del mar (mb)	**Promedio (Anual)**	N/A	N/A	N/A	1015	1015 *
	Mínimo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	1000	1000 *
	Máximo (Mensual)	N/A	N/A	N/A	1036	1036 *

Fuente: NOAA-NDBC, 2018; CONAUGUA-SMN, 2018

En la ubicación donde se encuentra la boya oceanográfica 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, estos vientos son desplazados por fríos y fuertes vientos y se incrementa la presión atmosférica. La presión atmosférica promedio en la ubicación de la boya oceanográfica de la NOAA es de 1,015 milibares (mb), con mínimos de 1,000 mb (sistemas de baja presión) y máximos de 1,036 mb (sistemas de alta presión).

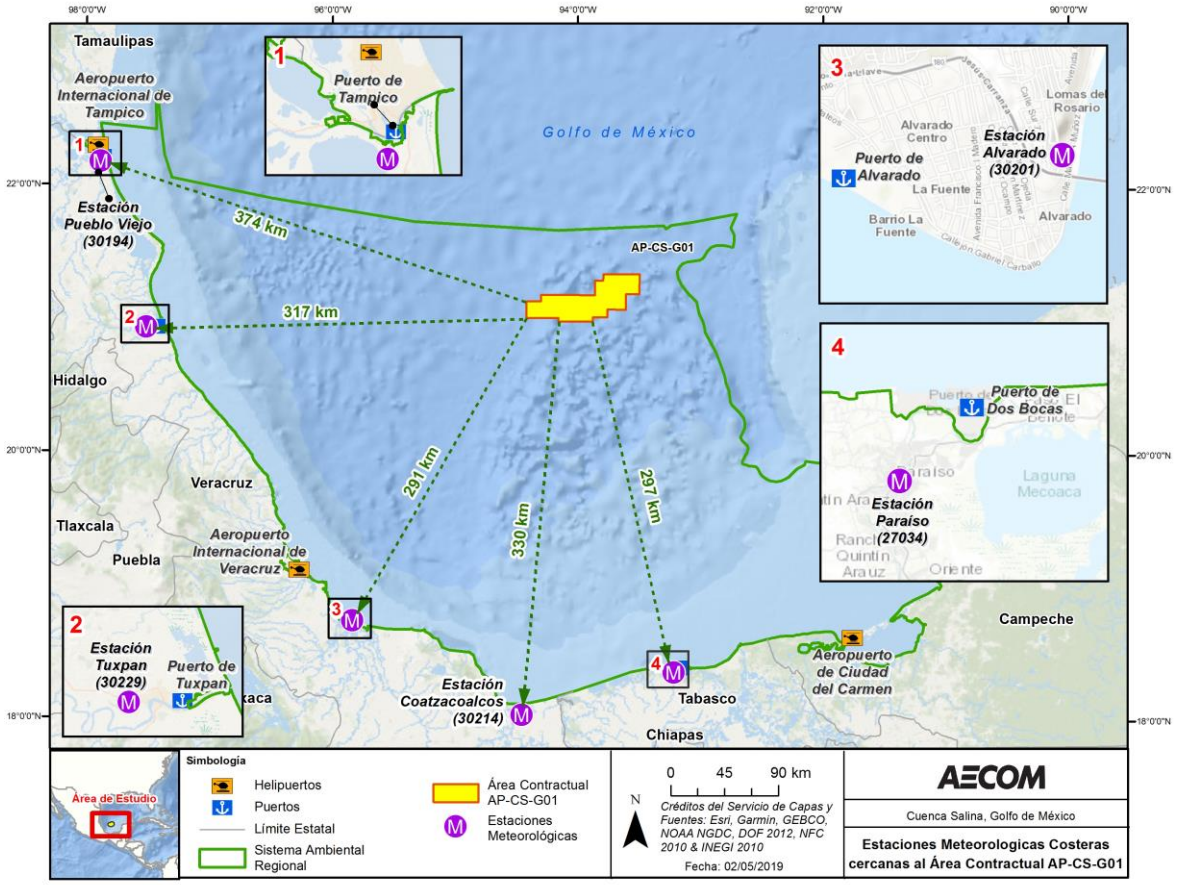
Figura 1-3. Estaciones Meteorológicas de Triangulo Oeste (4033), Cayo Arcas (4005), Cayo Arenas (4006) y Boya Oceanográfica de la NOAA (42055).



Fuente: AECOM 2018; CONAGUA-SMN 2018

Adicionalmente a la información obtenida en las estaciones meteorológicas en las islas de Cayo Arcas, Triángulo Oeste, Cayo Arenas y la boya oceanográfica de la NOAA, a continuación se describe información meteorológica obtenida en estaciones costeras a lo largo del litoral del Golfo de México. Dichas estaciones costeras se encuentran dentro del Sistema Ambiental Regional (SAR) (descrito en el **Capítulo 2** de la MIA) y proporcionan información importante de los fenómenos meteorológicos costeros (**Figura 1-4**). Las normales climatológicas de la temperatura y la precipitación fueron obtenidas en las estaciones de Alvarado, Coatzacoalcos, Paraíso, Pueblo Viejo y Tuxpan. Dichas estaciones son operadas por CONAGUA y los datos fueron obtenidos a partir del Servicio Meteorológico Nacional (CONAGUA-SMN, 2018). La **Tabla 1-2**, muestra las normales climatológicas de la precipitación y temperatura junto con el número de identificación de la estación, su localización geográfica y altitud.

Figura 1-4. Estaciones Meteorológicas Costeras de Alvarado, Veracruz (30201); Coatzacoalcos, Veracruz (30214); Paraíso, Tabasco (27034), Pueblo Viejo, Veracruz (30194); y Tuxpan, Veracruz (30229).



Fuente: AECOM, 2018; CONAGUA-SMN, 2018.

Tabla 1-2. Normales Climatológicas en las Estaciones Costeras de Alvarado, Coatzacoalcos, Paraíso, Pueblo Viejo y Tuxpan. (Periodo: 1951 a 2010)

Municipio	Estación	Coordenadas	Altitud	Temperatura (°C)			Precipitación Anual
				Max.	Media	Min.	
Alvarado (Veracruz)	30201	18° 46' 15" N 95° 45' 20" W	5 msnm	30.4°C	26.4°C	22.4°C	1,819 mm
Coatzacoalcos (Veracruz)	30214	18° 04' 20"N 94° 24' 35"W	20 msnm	30.9°C	26.1°C	21.4°C	2,758 mm
Paraíso (Tabasco)	27034	18° 23' 44"N 93°12' 44"W	6 msnm	31.4°C	36.5°C	21.7°C	1,769 mm
Pueblo Viejo (Veracruz)	30194	22° 11' 00"N 97° 51' 00" W	4 m msnm	31.2°C	28.4°C	25.8°C	912 mm
Tuxpan (Veracruz)	30229	20° 56' 50" N 97° 26' 40" W	17 m msnm	30.4°C	25.8°C	21.3°C	1,356 mm

Fuente: CONAGUA-SMN 2018

1.1.2.3 Mareas

El término “marea” se utiliza para describir las variaciones de la superficie del mar, en periodos diurnos y semidiurnos, ocasionados por la atracción gravitacional 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 y Gómez-Rojas, 2004). Las amplitudes de marea típicas en aguas profundas son menores de 5 cm, incrementado en aguas más someras de 7 cm a 9 cm en el margen oeste del Golfo, y de 17 cm a 33 cm a lo largo de la plataforma continental (Zetler y Hansen, 1971).

Las bajas amplitudes de marea en las aguas profundas del Golfo de México 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. Desde un punto de vista ingenieril, el perfil de velocidades que puede impactar a un cuerpo boyante y la distribución regional de las corrientes marinas es de suma importancia. 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 m/s y 3 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 Lazo, los giros anticiclónicos y ciclónicos, se describen más adelante en la **Sección 1.1.2.7 Patrones de Circulación**.

1.1.2.5 Oleaje

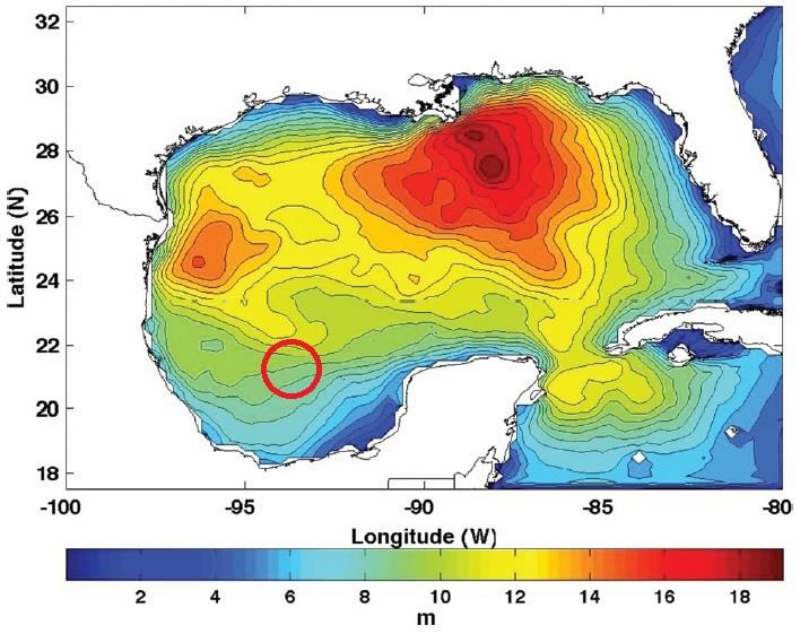
El término “oleaje” se refiere a las elevaciones en la superficie marina con periodos típicamente de uno a 30 segundos, y con longitudes de onda inferiores a 1.5 km. El oleaje se provoca por la interacción del viento con la superficie del agua y es contrarrestado por la acción de la gravedad como una fuerza restauradora. La altura del oleaje depende de la velocidad y duración del viento, y de la longitud de contacto a lo largo de la interfase aire/agua, conocida como *fetch*. La altura y la frecuencia (inverso del periodo) del oleaje son variables importantes que generan cargas de impacto en contra de estructuras flotantes que, en algunas circunstancias, pueden restringir las actividades de perforación.

La altura de ola significante es un parámetro estadístico importante que se utiliza en ambientes costa afuera para diseñar plataformas petroleras, así como para planear actividades de exploración y perforación. La altura de ola significante es el promedio aritmético del tercio de alturas más altas obtenidas en un registro de oleaje que ocurren en un determinado tiempo. Dicha variable, se encuentra correlacionada con la energía total y la fuerza potencial transmitida a la infraestructura flotante.

Panchang *et al*. (2013) estimaron la altura significante del oleaje para un periodo de retorno de 100 años en el Golfo de México, a partir de un reanálisis de 51 años de oleaje (**Figura 1-5**). La estimación de la altura significante para el Área Contractual es de aproximadamente 9 m.

Figura 1-5. Altura Significante Asociada a un Periodo de Retorno de 100 años.

El círculo rojo muestra la localización aproximada del Área Contractual



Fuente: Adaptada de Panchang et al. *(2013)*

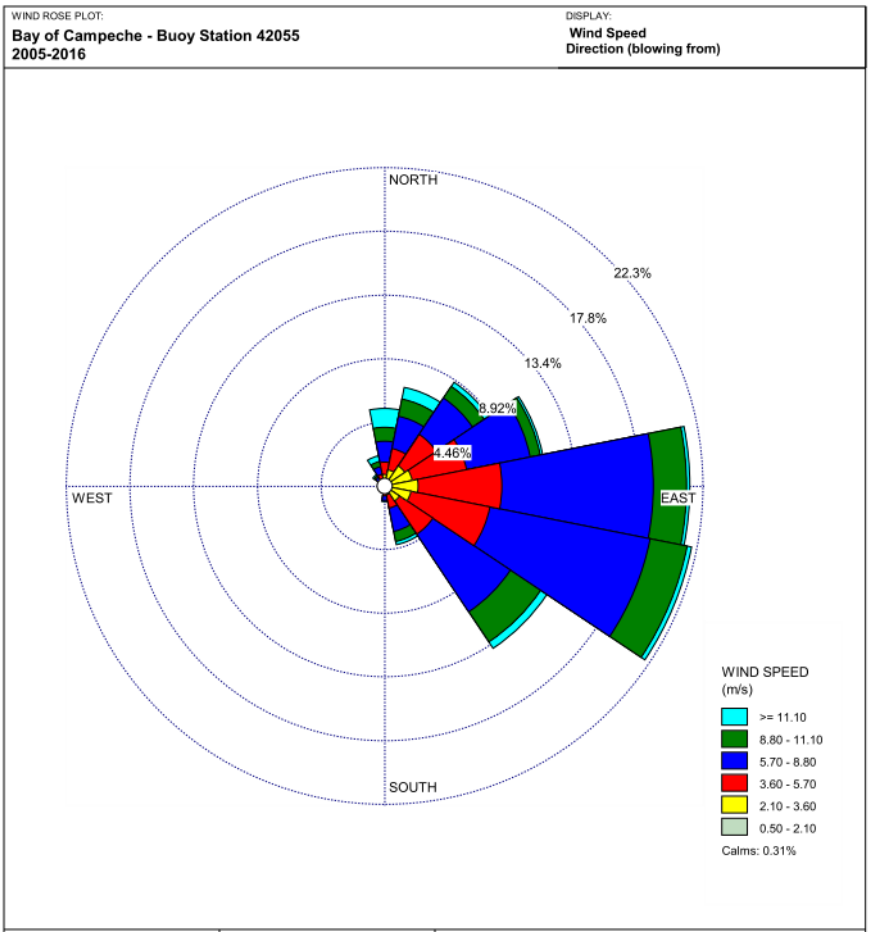
1.1.2.6 Vientos

El movimiento de masas de aire, como respuesta a la presión atmosférica y a los gradientes de temperatura y humedad, deriva en la generación y en las 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 es afectado por fuertes vientos asociados con ciclones tropicales (generalmente de mayo a octubre) con velocidades de viento de hasta 70 m/s (Categoría 5 de huracanes, NOAA) y 2) frentes fríos esporádicos conocidos como “Nortes” (que pueden ocurrir intermitentemente de noviembre a abril). Los Nortes se definen como masas frías de aire con circulación anticiclónica provenientes de Norte América y que entran al Golfo de México, provocando fuertes vientos y generando oleaje de gran amplitud (Ojeda *et al*., 2017). Los vientos pueden alcanzar hasta 16 m/s (Romero-Centeno *et al*., 2003 y Passalacqua *et al*., 2016) y, debido a que se mantienen por varios días, generan oleaje alto y fuertes corrientes superficiales.

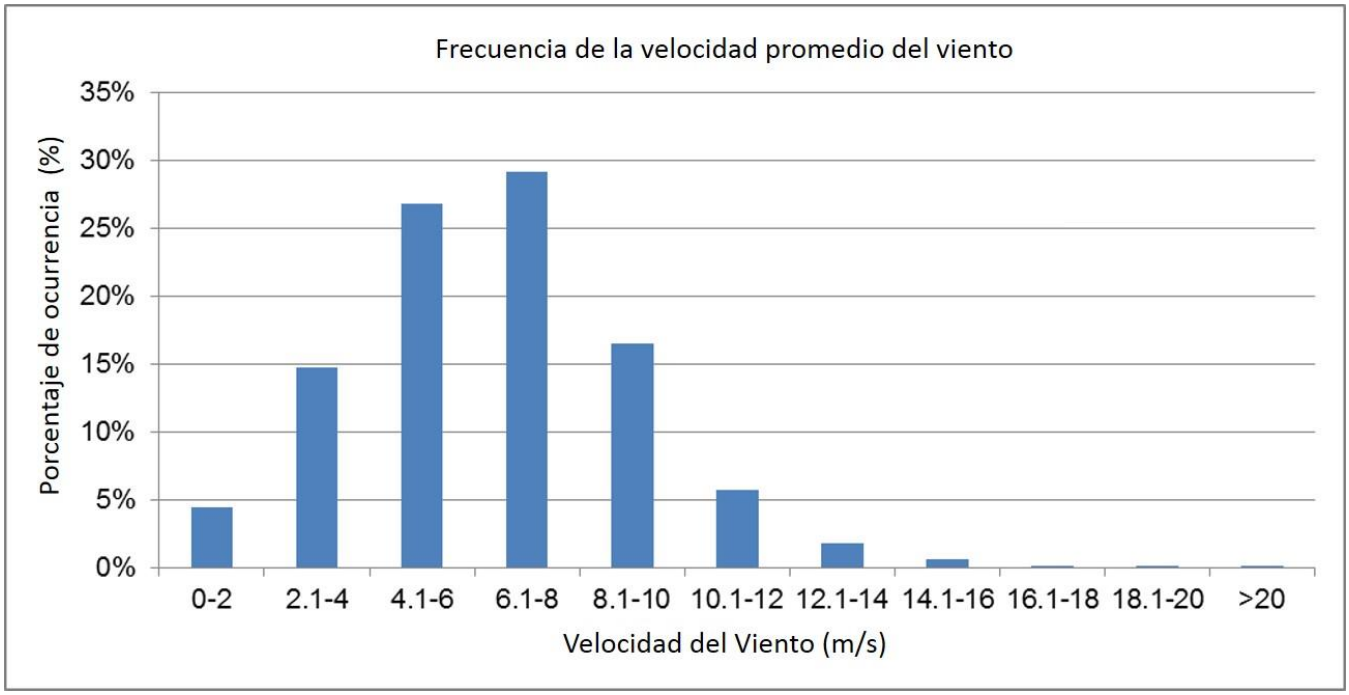
Los datos de viento obtenidos de la boya oceanográfica de la NOAA (Estación 42005), muestran que más del 90% de los datos del viento promedio por hora provienen de direcciones entre 0° y 180°, en donde aproximadamente el 67% provienen de direcciones entre 46° y 135° (**Figura 1-6**) con velocidades entre 2 m/s y 10 m/s (**Figura 1-7**). Los eventos meteorológicos extremos se muestran en la **Sección 1.1.2.8 Eventos Extremos**.

Figura 1-6. Rosa de Viento – Boya Oceanográfica NOAA (Periodo 2005-2016; Estación 42055)



Fuente: NOAA-NDBC 2017

Figura 1-7. Porcentaje de ocurrencia de la velocidad del viento –NOAA 42055, Bahía de Campeche (Periodo: 2005-2016)



Fuente: NOAA-NDBC 2017

1.1.2.7 Patrones de Circulación

La circulación de la capa superior oceánica (de 0 m a 1,000 m) en el suroeste del Golfo de México está dominada principalmente por el Giro Ciclónico de la Bahía de Campeche (GCBC). El GCBC está asociado con el esfuerzo rotacional del viento, causado por los vientos predominantes del este que son desviados hacia el sur por la orografía de la Sierra Madre Oriental en el territorio mexicano hacia el Istmo de Tehuantepec (Vázquez De La Cerda *et al*., 2005). El GCBC circula en sentido antihorario, contrario al giro anticiclónico, que generalmente se encuentra presente en el centro del Golfo de México (**Figura 1-8**). Hay un patrón fuerte/débil general en la circulación de los giros, siendo el único patrón estacional identificable que persiste interanualmente, en donde las corrientes aumentan su velocidad entre octubre y febrero (**Figura 1-9**), alcanzando su máximo usualmente entre noviembre y enero (Schmitz *et al*., 2005). Posteriormente, las velocidades comienzan a disminuir, y llegan a su punto más débil entre junio y septiembre. Esto crea un cambio general en los patrones de las corrientes que es estadísticamente significativo (aunque sigue siendo variable dentro escalas de tiempo decenales), de patrones de corriente consistentes durante los picos de la temporada de secas (noviembre a enero) y de lluvias (junio a septiembre) (DiMarco *et al.*, 2005).

Las corrientes superficiales también son modificadas por los giros anticiclónicos, y que se desplazan en dirección suroeste hacia el GCBC (DiMarco *et al*., 2005, Sturges *et al*., 2005). Estos giros anticiclónicos interactúan con el GCBC, alterando las corrientes superficiales locales de manera inconsistente. El desarrollo y desprendimiento de los giros anticiclónicos de la Corriente de Lazo ocurre en un periodo de repetición variable de 3 a 17 meses, mientras que el tiempo de vida de cada giro puede variar de 2 a 8 meses mientras se desplazan hacia el suroeste, y disipándose eventualmente debido a su interacción con la plataforma continental oeste del Golfo de México (DiMarco *et al*., 2005; Sturges *et al*., 2005).

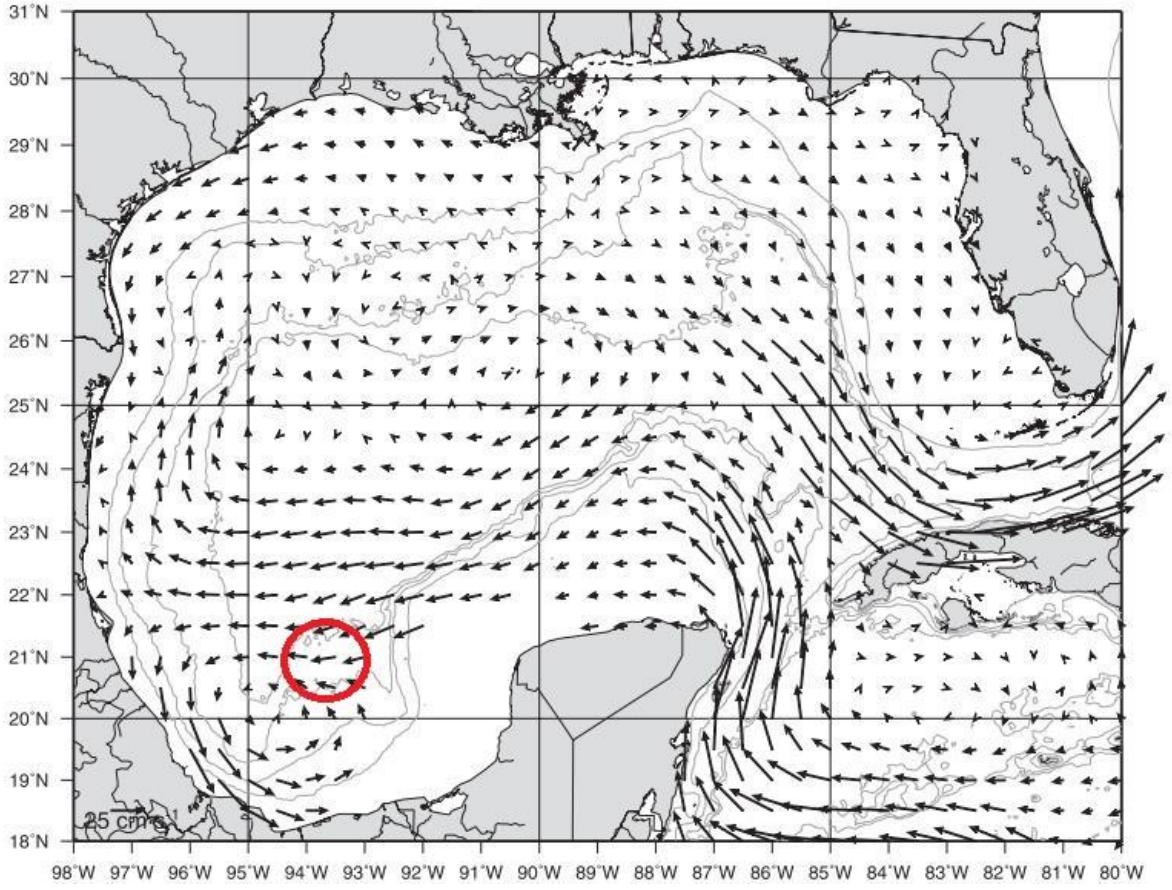
A partir de observaciones y de datos de modelación numérica de la circulación del Golfo de México, se han identificado interacciones entre las corrientes superficiales, la temperatura superficial, la Corriente de Lazo (junto con los giros asociados), las corrientes profundas del GCBC (influenciadas por 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 de secas, dicha estocasticidad elimina cualquier patrón de corriente superficial identificable en una escala de tiempo decenal en el GCBC (DiMarco *et al*., 2005). Di Marco *et al*. (2005), utilizaron registros de 1,397 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 que rodea el Área Contractual, basándose en un promedio de 10 años de datos de corrientes provenientes de flotadores de deriva (**Figura 1-8**). El GCBC es más fuerte durante la temporada de secas (**Figura 1-9**).

La corriente superficial promedio, de 1989 a 1999, se muestra en la **Figura 1-8** con velocidades promedio aproximadas a 25 cm/s. Para la temporada de secas, las corrientes presentan intensidades de 50 cm/s en la porción suroeste del Golfo de México (**Figura 1-9**). 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. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie (Periodo 1989–1999)

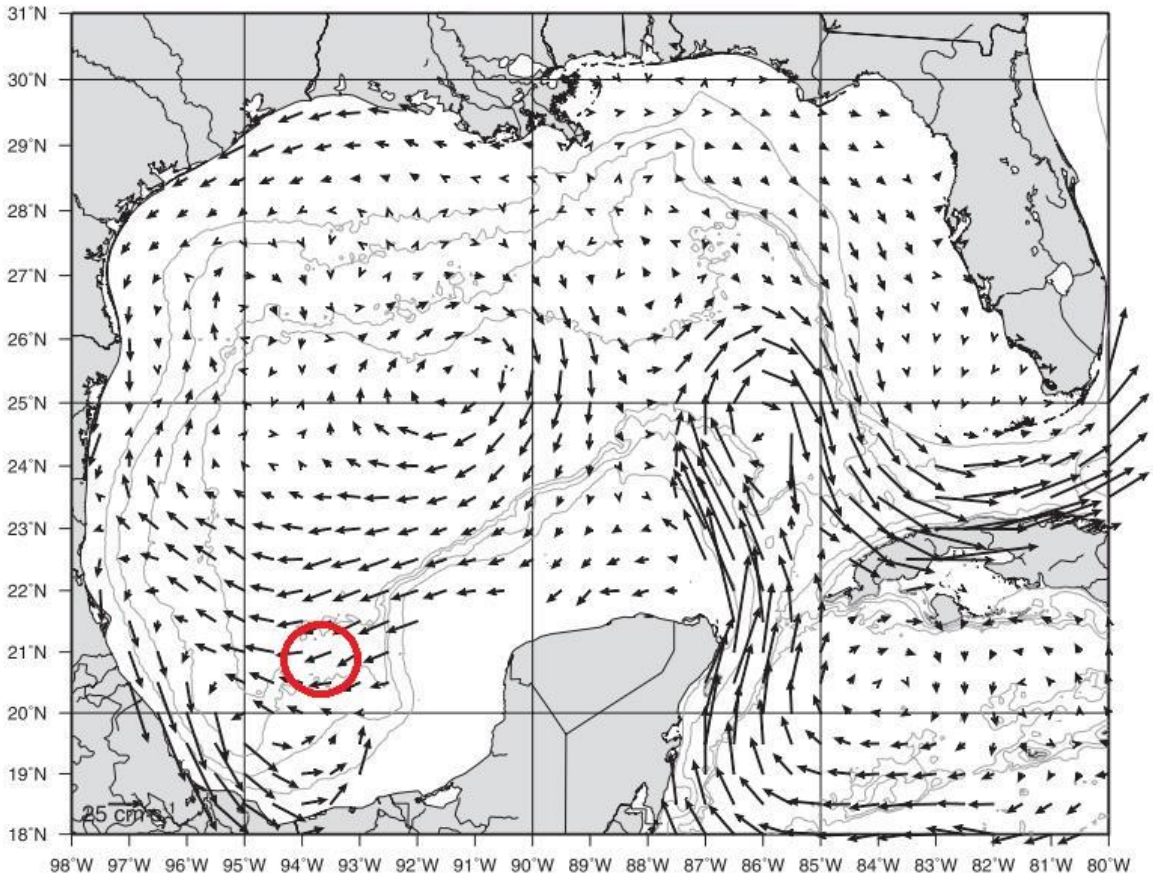
La escala de la velocidad (25 cm/s), se encuentra en la esquina inferior izquierda. El círculo rojo representa la ubicación aproximada del Área Contractual.



Fuente: Adaptada de Di Marco et al.*, 2005*

Figura 1-9. Velocidad Promedio de la Circulación Cercana a la Superficie para la Temporada de Secas (Periodo 1989–1999).

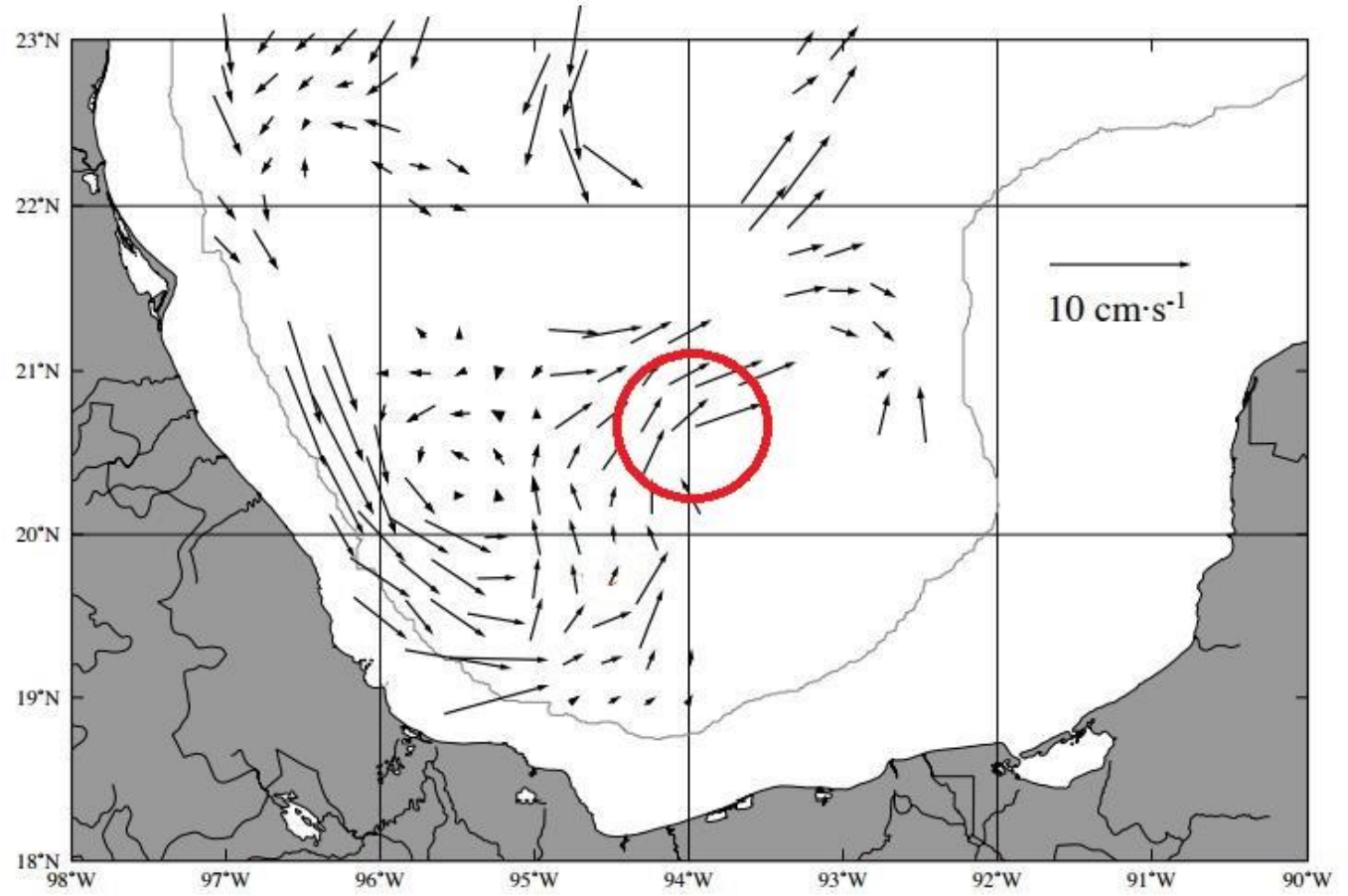
La escala de la velocidad (25 cm/s), se encuentra en la esquina inferior izquierda. El círculo rojo representa la ubicación aproximada del Área Contractual.



Fuente: Adaptada de Di Marco et al.*, 2005*

Figura 1-10. Promedio de la Velocidad de la Circulación Profunda en la Bahía de Campeche (Periodo: 1989-1999).

La escala de la velocidad (25 cm/s), se encuentra en la esquina inferior izquierda. El círculo rojo representa la ubicación aproximada del Área Contractual.

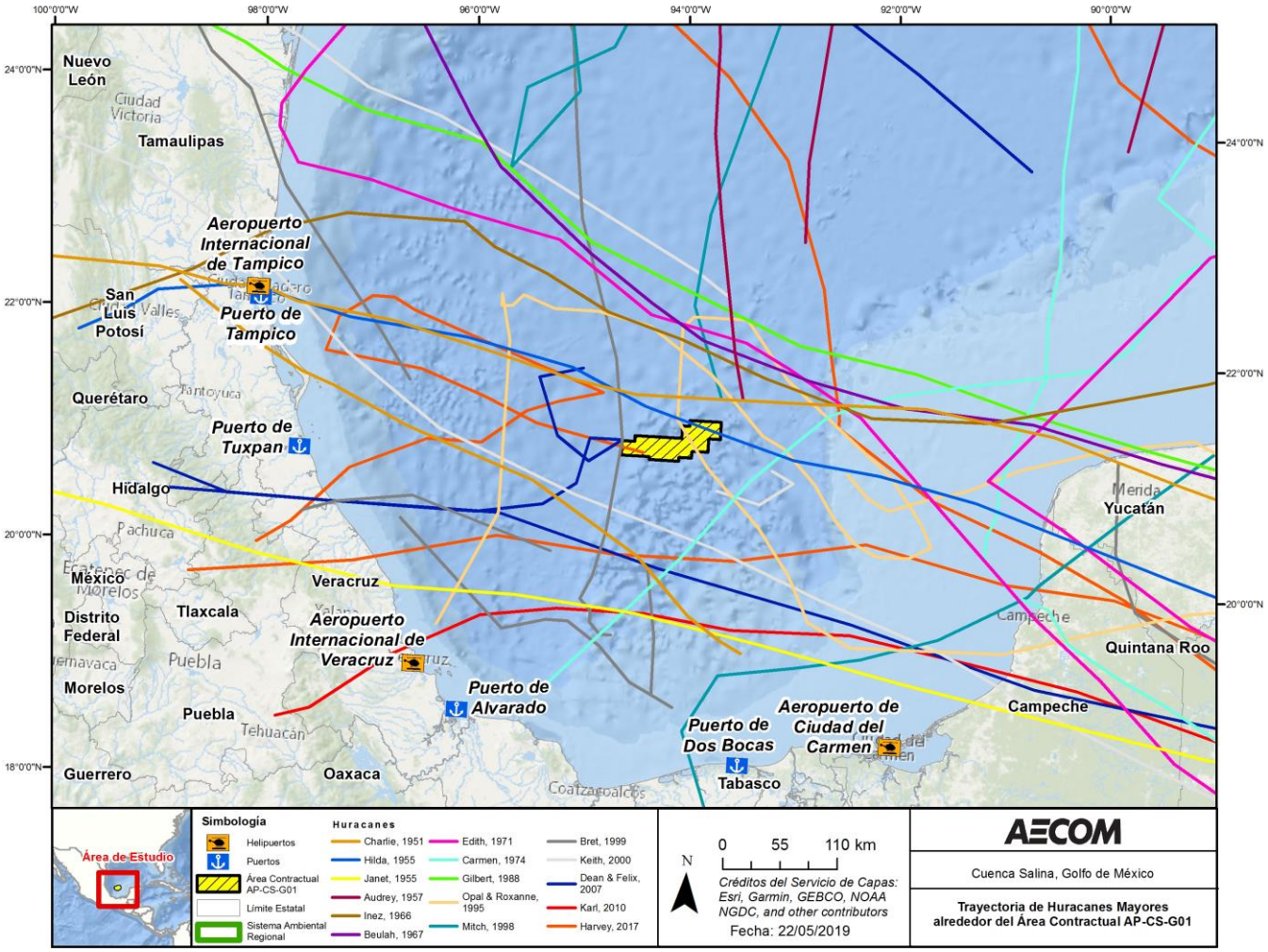


Fuente: Vázquez de la Cerda, 2005

1.1.2.8 Eventos Extremos

El periodo de huracanes y ciclones tropicales en el Golfo de México generalmente está comprendido entre junio y octubre, donde septiembre representa el mes con mayor incidencia (NOAA-NHC, 2018). Un promedio de 10 tormentas tropicales son generadas en el Océano Atlántico durante esta temporada, de las cuales aproximadamente seis se intensifican hasta convertirse en huracanes y dos o tres de ellos llegan a convertirse en huracanes mayores (categoría ≥ 3, dentro de la escala Saffir-Simpson, NHC 2018). Dentro de los últimos 68 años (1950-2017), 132 huracanes han atravesado alguna porción del Golfo de México, en donde 57 de ellos fueron huracanes mayores (categoría ≥ 3), y 18 pasaron dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (**Figura 1-11** y **Tabla 1-3**). Estos huracanes fueron: Charlie (1951), Hilda (1955), Janet (1955), Audrey (1957), Inez (1966), Beulah (1967), Edith (1971), Carmen (1974), Gilbert (1988), Opal (1995), Roxanne (1995), Mitch (1998), Bret (1999), Keith (2000), Dean (2007), Félix (2007), Karl (2010), y Harvey (2017). Los huracanes Dean y Roxanne, han causado severos daños a plataformas petroleras en el sur del Golfo de México (Knapp *et al*., 2010).

Figura 1-11. Trayectoria de Huracanes Mayores (Categoría ≥ 3) dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017)



Fuente: NOAA-NHC 2018

Tabla 1-3. Resumen de Huracanes Mayores sucedidos dentro de un radio de 350 km del Área Contractual (1950 – 2017)

***Nota**: La categoría de cada huracán está basada en la escala Saffir-Simpson*

Nombre	Año	Fecha	Categoría	Viento máximo (km hr-1)	Mínima presión atmosférica (mbar)
Charlie	1951	Ago 12 – Ago 30	4	213	968
Hilda	1955	Sep 12 – Sep 20	3	205	952
Janet	1955	Sep 21 – Sep 30	5	280	914
Audrey	1957	Jun 25 – Jun 29	4	232	946
Inez	1966	Sep 21 – Oct 11	4	240	929
Beulah	1967	Sep 5 – Sep 22	5	260	923
Edith	1971	Sep 5 - Sep 18	5	259	943
Carmen	1974	Ago 29 – Sep10	4	241	928
Gilbert	1988	Sep 8 – Sep 20	5	295	888
Opal	1995	Sep 27 – Oct 6	4	241	916
Roxanne	1995	Oct 7 – Oct 11	3	185	956
Mitch	1998	Oct 22 – Nov 9	5	287	905
Bret	1999	Ago 18 – Ago 25	4	232	944
Keith	2000	Sep 28 – Oct 6	4	222	939
Dean	2007	Ago 13 – Ago 27	5	280	905
Félix	2007	Ago 31 - Sep 6	5	278	930
Karl	2010	Sep 14 – Sep 18	3	205	956
Harvey	2017	Ago 17 – Ago 31	4	213	941

Fuente: Knapp et al*., 2010; NOAA-NDBC, 2018 y 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 en la susceptibilidad de la zona a fenómenos naturales y efectos meteorológicos adversos. Además, se describen los aspectos considerados en el diseño mecánico y del sistema de protección contra incendio. El diseño civil no se toma en cuenta debido a que la perforación exploratoria no se considera como un tipo de construcción para los propósitos de esta ERA (la actividad se encuentra limitada a operaciones y mantenimiento).

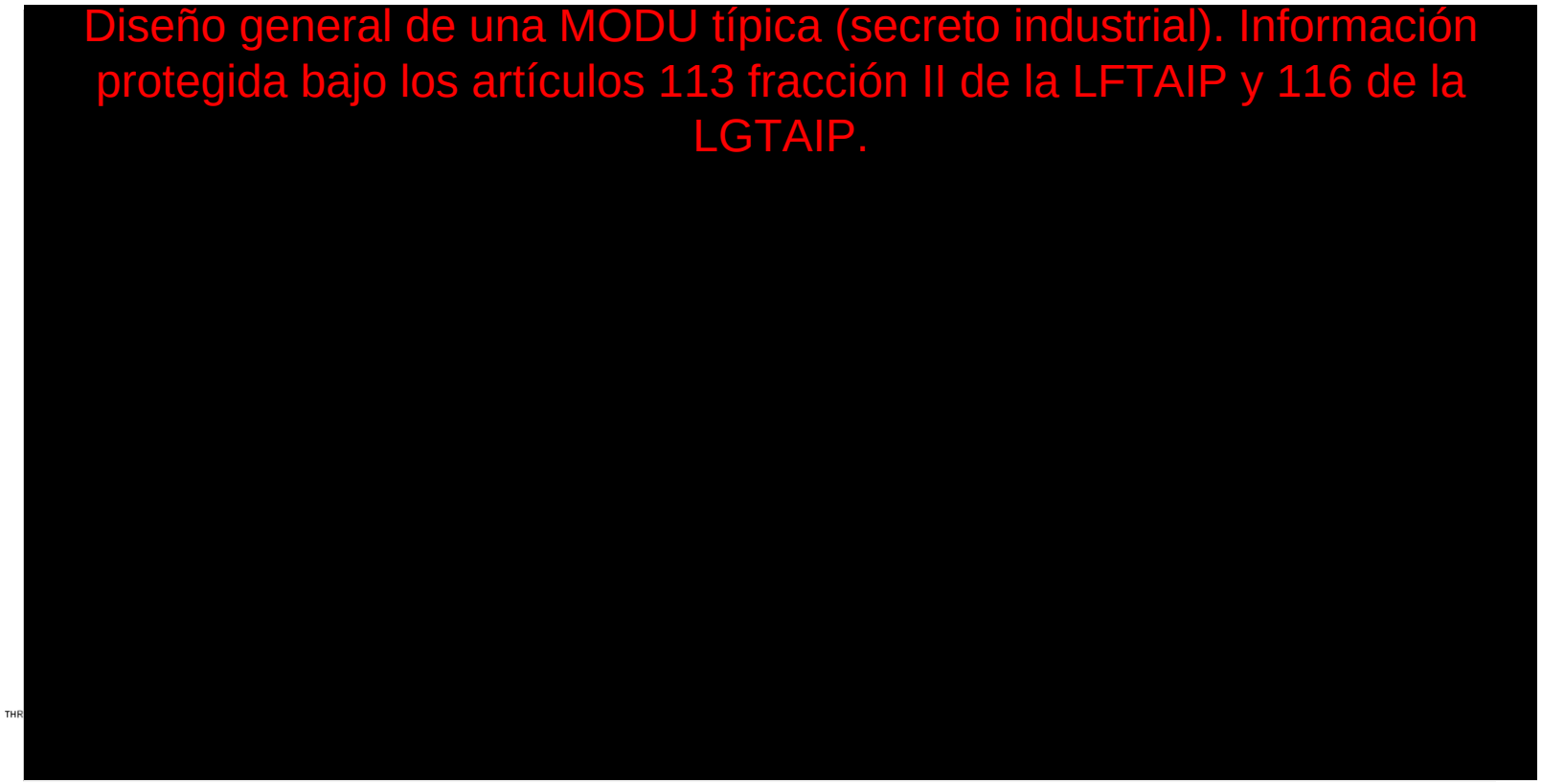
Shell contratará la MODU con una empresa especializada tal como Transocean, referida de ahora en adelante como el contratista de perforación. Adicionalmente, algunos equipos a bordo, así como servicios adicionales que formen parte del Proyecto, serán contratados con otras empresas, referidas de ahora en adelante 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 (IACS, por sus siglas en inglés), tal como: *Det Norske Veritas* (DNV), *American Bureau of Shipping* (ABS) o *Bureau Veritas* (BV), que apruebe el diseño de los equipos para las posibles condiciones ambientales del sitio (*e.g.*, huracanes, mareas, corrientes, y oleaje), y certifique que los equipos, procedimientos, sistemas o servicios cumplan con los estándares nacionales e internacionales aplicables.

Por el momento, Shell no ha determinado la MODU que será utilizada durante el Proyecto, pero lo más factible es que provenga de la compañía Transocean, generación DSME 12000 Ultra-Deepwater, u otro buque de perforación con características similares. La MODU utilizará criterios de meteorología y oceanografía iguales o similares a las siguientes condiciones operativas (con base en el buque TOI DW DSME 12000):

- Profundidad máxima del agua: 12,000 pies (~3,657 m);
- Condiciones de tormenta, velocidad máxima del viento: 51.7 nudos (~26.6 m/s); y
- Condiciones de tormenta, altura de ola máxima: 22.6 pies (~6.9 m).

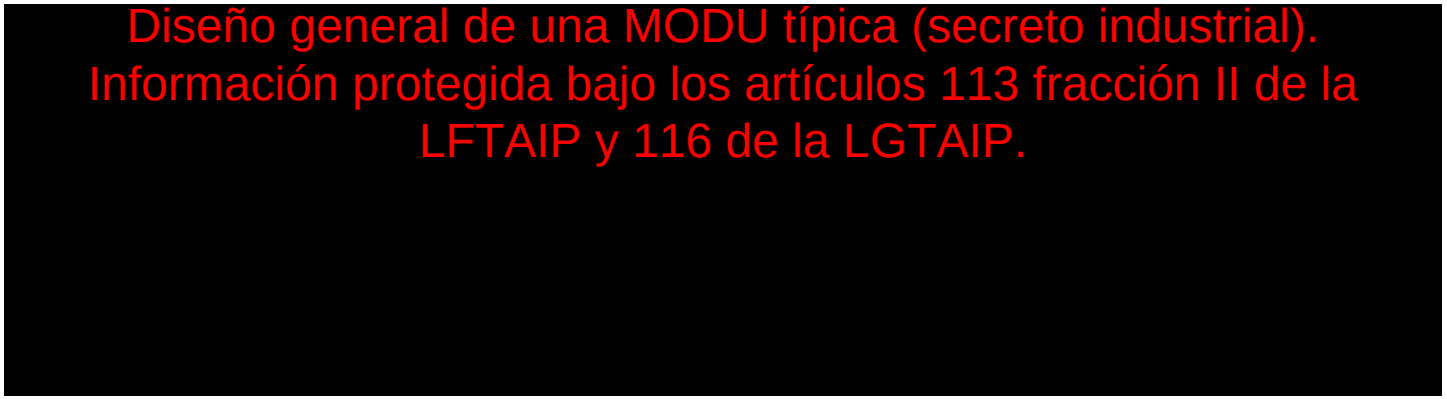
La **Figura 1-12** presenta el diseño general de un buque de perforación típico, basado en la Serie Transocean Ultra-Deepwater DSME 12000.

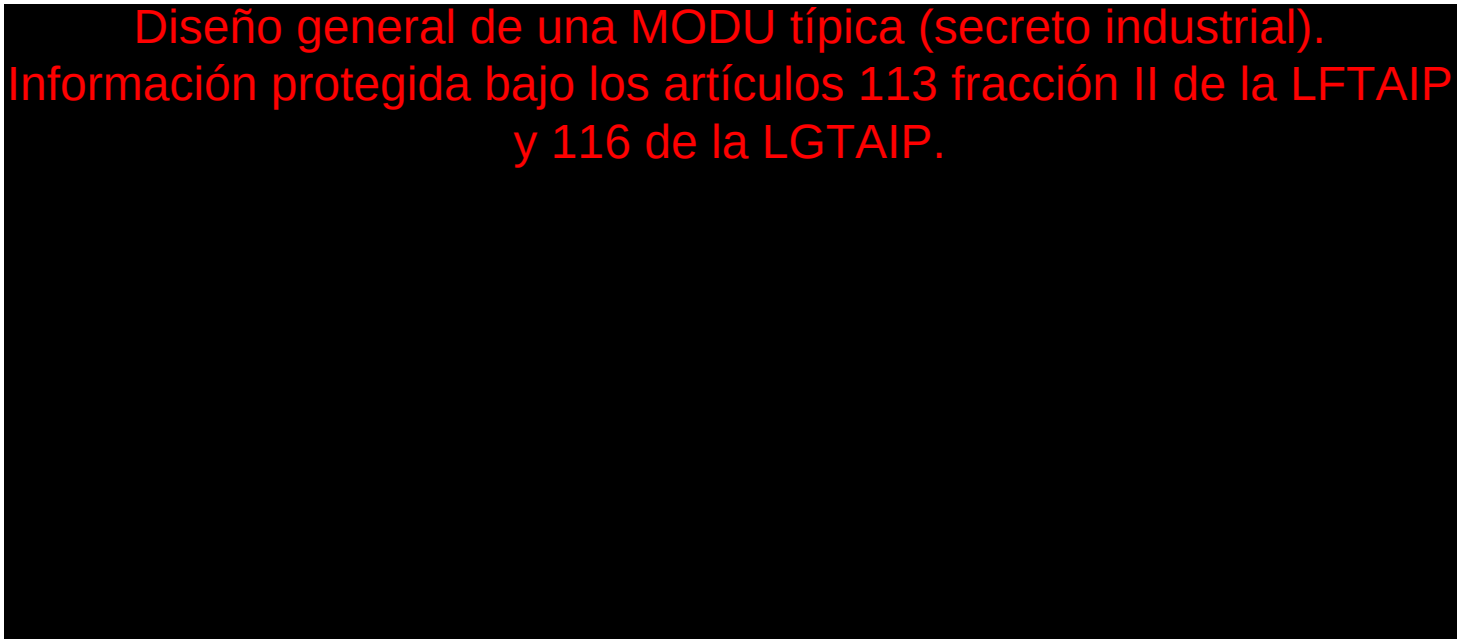
Figura 1-12. Diseño General de una MODU típica (basado en el buque TOI DW DSME 12000)



Fuente: TOI DW DSME 12000

Figura 1-12. Diseño General de una MODU típica (basado en el buque TOI DW DSME 12000) (continuación)





Fuente: TOI DW DSME 12000

Se prevé que el Proyecto cumpla los estándares internacionales sugeridos 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 actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos* de ASEA y los Lineamientos de Perforación de Pozos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, los cuales se encuentran descritos en la solicitud de Autorización del Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente (SASISOPA) del Sector Hidrocarburos a implementar en el Área Contractual AP-CS-G01, ingresada a la ASEA el 4 de abril de 2019.

Lo anterior, a través del documento *"Listado de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-CS-G01"* del 6 de marzo de 2019, en el cual se especifican los estándares que Shell implementará en el desarrollo de sus actividades y su justificación. Dicho documento se incluye en el **Capítulo 5**.

Los estándares que implementará Shell corresponden tanto a estándares internos, como a estándares 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 de Petróleo de Noruega (*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 (*The International Organization for Standardization*, ISO)
8. La Asociación Nacional de Protección contra Incendio de Estados Unidos (*United States of America National Fire Protection Association*, NFPA)

De igual forma, se tiene previsto que el Proyecto cumpla con los instrumentos legales, regulatorios o administrativos descritos a detalle en el Capítulo 3 de la MIA correspondiente. Adicionalmente, el Proyecto estará alineado con lo establecido en la Conformación y en la Autorización del SASISOPA a implementar por Shell, con la finalidad de identificar y evaluar los riesgos de manera apropiada, e implementar las mejores prácticas de manera continua durante el desarrollo del Proyecto.

1.1.4 Proyecto Civil

Como se mencionó anteriormente, la perforación exploratoria no es considerada una forma de proyecto civil para los propósitos de este ERA, ya que la actividad del Proyecto se limita a operación y mantenimiento. Debido a que las actividades se llevarán a cabo en mar abierto (columna de agua y lecho marino), la infraestructura necesaria será trasladada al sitio lista para operar.

El posicionamiento de la MODU no requiere trabajos de ingeniería civil debido a que utiliza un sistema de posicionamiento dinámico para mantener su posición, por lo tanto, no requiere de anclajes. Sin embargo, para llevar a cabo de forma adecuada el posicionamiento del pozo en el lecho marino, se requieren estudios geotécnicos y estudios de peligros de poca profundidad. Los estudios geotécnicos proporcionan las características físicas y mecánicas debajo del lecho marino para la planeación de la instalación del tubo conductor, la tubería de revestimiento y el cabezal del pozo. El estudio de peligros de poca profundidad identifica las características geológicas (burbujas de gas, hidratos de gas, fallas cercanas a la superficie, flujos de acuíferos someros, sedimentos no consolidados o anomalías del lecho marino) que podrían representar un riesgo para las instalaciones de perforación planeadas. Ambos estudios serán realizados por empresas especializadas en la materia.

1.1.5 Proyecto Mecánico

La cantidad exacta de pozos de exploración que se perforarán en el Área Contractual está sujeta a la maduración de las actividades del Proyecto en curso. Sin embargo, el primer pozo está previsto provisionalmente para el cuarto trimestre de 2019 (octubre-diciembre). La **Figura 1-2** muestra una ubicación preliminar del Pozo Tipo (Latitud: 21.290°, Longitud: -93.710° WGS 84). La ubicación preliminar se encuentra en aguas profundas con un tirante aproximado de 2,757 m.

Se han identificado prospectos adicionales en el Área Contractual y se estima que se podrían perforar hasta 4 pozos exploratorios adicionales durante el período de exploración (10 años), los cuales estarían sujetos a la aprobación de la CNH. Las coordenadas geográficas de los prospectos adicionales aún no han sido determinadas dentro del Área Contractual. Los equipos de perforación y elementos auxiliares contratados por Shell cumplirán con la certificación correspondiente y los estándares de diseño aplicables. Las características fundamentales de los principales elementos del equipo se describen en la **Sección 1.3.5 Equipos de Proceso y Auxiliares**.

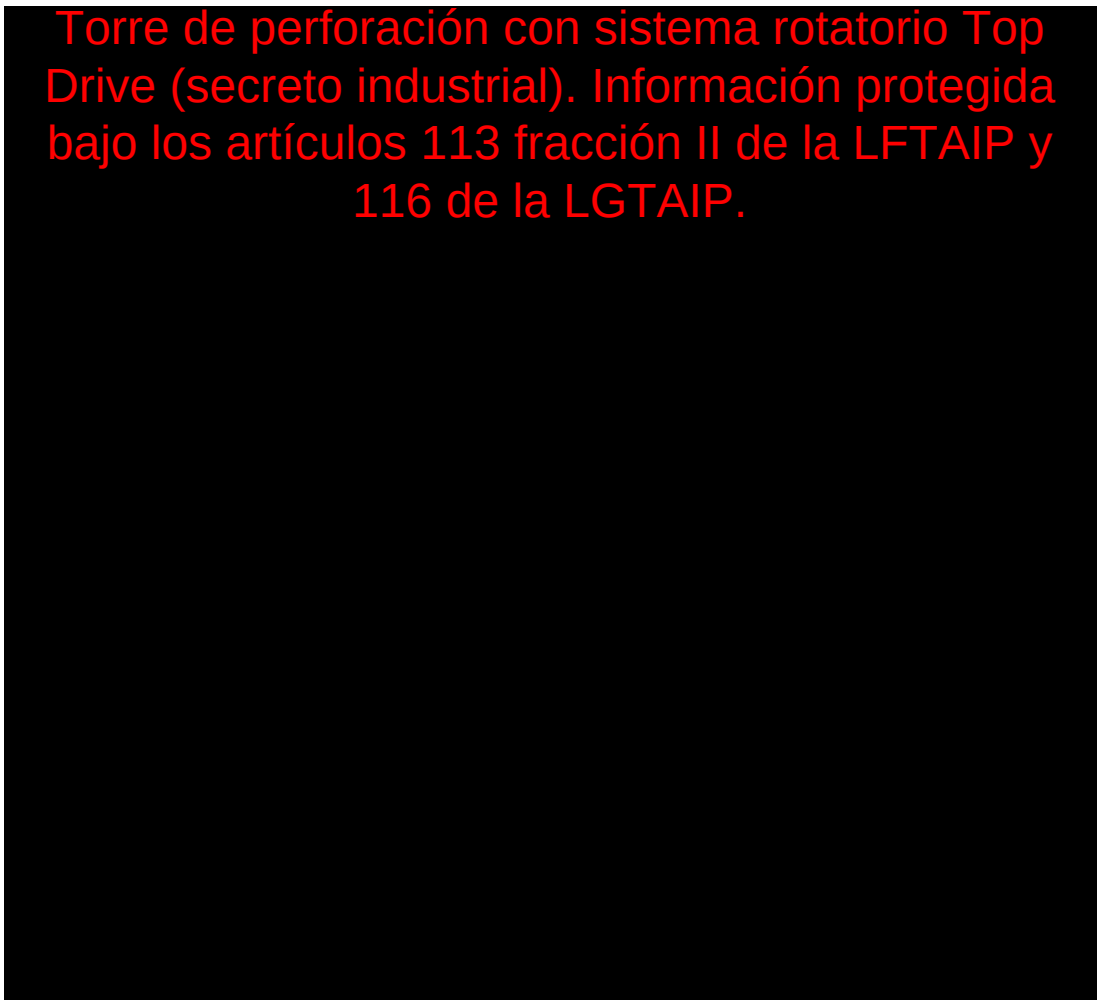
1.1.5.1 MODU

Como se mencionó anteriormente, el tipo de MODU específico que Shell contratará no ha sido determinado aún, sin embargo, se prevé que sea un buque de perforación perteneciente a la compañía Transocean de la generación DSME 12000 Ultra-Deepwater (con capacidad de perforar en aguas ultra profundas) o, en su caso, un buque de perforación alternativo con características similares. Los buques de perforación se caracterizan por la presencia de una apertura en la sección media del casco, conocida como "pozo central" (moonpool) con una torre de perforación colocada sobre ella. La selección del buque de perforación se basará en los planes de perforación, los requisitos técnicos y la disponibilidad.

La torre de perforación (estructura similar a una grúa) y los malacates (equipo de elevación principal) se montan en el piso de perforación. La línea de perforación (alambre de acero) pasa desde los malacates a la parte superior de la torre de perforación a través del bloque de corona (arreglo de poleas) y del bloque viajero (conjunto de poleas), el cual puede desplazarse hacia arriba o hacia abajo del piso de perforación. El bloque viajero sujeta a un gancho con forma de asa el cual sujeta a la sarta de perforación junto con el sistema rotativo estándar “Top Drive” que hace que gire la sarta de perforación. El sistema funciona como una grúa que levanta la sarta de perforación (tuberías de perforación unidas para transmitir fluido de perforación, peso y el torque a la barrena de perforación) dentro de la torre de perforación y luego la baja a través del pozo central hasta la superficie del mar (**Figura 1-13**).

Un sistema de compensación vertical reduce la influencia del oleaje para mantener la sarta de perforación en posición estable en relación con el lecho marino, mientras se agregan tramos de tubería de perforación (de aproximadamente 9 m) a la sarta de perforación, la cual, desciende progresivamente.

Figura 1-13. Torre de Perforación Con Sistema Rotatorio Top Drive



Fuente: Ocean Drilling Program 2002.

El Top Drive es un dispositivo mecánico que hace que rote la sarta y la barrena de perforación e inyecta el fluido de perforación a través de la sarta. Debido a que el fluido circula en un sistema cerrado, primero lubrica la barrena y posteriormente regresa junto con los recortes de perforación a la superficie. El Top Drive puede desplazarse hacia arriba o descender debido al movimiento vertical que ejerce la acción del malacate. La perforación del lecho marino es realizada por medio de la barrena unida al extremo inferior de la sarta de perforación.

1.1.5.2 Control del Pozo

Durante la perforación de los pozos, se prevé utilizar un sistema de Perforación con Presión Controlada (MPD, por sus siglas en inglés). El sistema MPD está diseñado para mantener una presión de fondo de pozo constante durante algunas etapas de la construcción del mismo, por debajo de la tubería de revestimiento de 22”. El MPD se empleará para reducir riesgos asociados a la perforación y mejorar la estabilidad del agujero del pozo. El sistema MPD utilizará contrapresión aplicada en superficie que complementará la presión hidrostática ejercida por el peso propio de los fluidos de perforación, con el propósito de lograr un sobre balance y, de esta forma, permitir que el pozo sea perforado manteniendo la densidad equivalente de circulación (ECD, por sus siglas en inglés) dentro del intervalo del gradiente de la presión de fractura y presión de formación. En ningún momento, la presión de fondo de pozo será menor o equivalente a la presión de formación durante las operaciones.

1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones (BOP)

En el caso de que se pierda el control primario del pozo, las medidas del control secundario deben aplicarse. Estas medidas incluyen la utilización un preventor de reventones (BOP, por sus siglas en inglés) para evitar el flujo de fluidos del reservorio hacia el pozo. El BOP se instala en la parte superior del pozo al nivel del lecho marino creando un sello hermético a presión y permitiendo la circulación de los fluidos de perforación. El BOP está equipado con tres sistemas para evitar el flujo de fluidos del reservorio hacia el riser y posteriormente a la MODU:

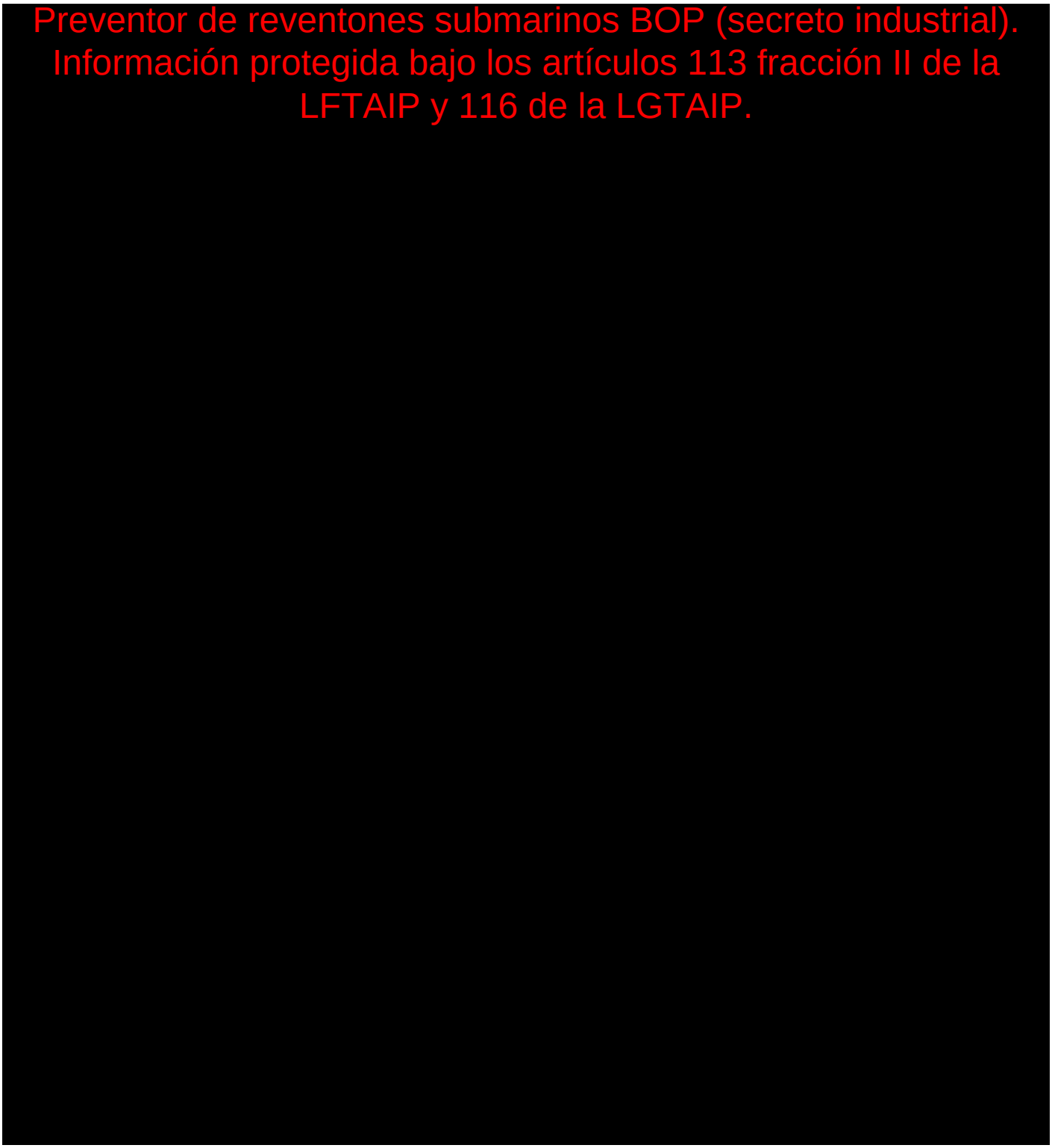
- Preventor anular – sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación con un sello de caucho;
- Ariete de tubería – sella el espacio anular alrededor de la sarta de perforación con dos bloques de acero opuestos; y
- Ariete ciego de corte – corta la columna de perforación en el pozo para brindar aislamiento o sellado completo. Generalmente se utiliza como último recurso.

El preventor anular y los arietes ciegos de corte se activan manualmente. La activación del ariete de tubería es manual o automatizado por el sistema de emergencia. Un BOP típico consiste en un conjunto de hasta seis preventores ariete y uno o dos anulares. Se prevé que Shell utilizará tres arietes ciegos de corte, dos arietes de tubería (uno variable y uno de diámetro fijo). La configuración estándar del BOP tiene los preventores de ariete ubicados en la parte inferior y los preventores anulares en la parte superior.

En caso de que se presenten brotes o presiones más elevadas de lo previsto durante la perforación, el BOP deberá activarse para proporcionar tiempo para incrementar y circular un fluido de perforación más denso.

De acuerdo con la Conformación y el Programa de Implementación del SASISOPA de Shell, el BOP será certificado conforme a los estándares internacionales y deberá de ser capaz de soportar presiones de pozo superiores a las esperadas. El BOP será probado desde la instalación y se le realizarán pruebas periódicas durante las operaciones de perforación. Las pruebas y el mantenimiento del BOP serán verificadas por terceros. La **Figura 1-14** muestra un diagrama ejemplo de BOP.

Figura 1-14. Preventor de Reventones Submarino



Fuente: TOI DW DSME 12000

1.2 Proyecto Sistema Contra Incendios

El Código para la Construcción y el Equipo de Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera de la IMO requiere que se cuente con sistemas de detección automática de incendios y sistemas de alarma, así como sistemas de extintores fijos y portátiles. La MODU contratada deberá cumplir con las reglas aplicables de las sociedades de clasificación. Los requerimientos principales se describen con mayor detalle en las siguientes secciones.

1.2.1 Sistema de Bombeo del Agua Contra Incendio

Estarán disponibles tres bombas de agua con capacidad de 675 m^3/hr cada una y dos bombas auxiliares de tipo Jockey de 45 m^3/hr cada una, para extraer agua directamente del mar y descargarla en la tubería principal de la red contra incendios. La capacidad mínima de bombeo deberá poder suministrar a la red contra incendios y proveer, al menos, dos chorros de agua simultáneos con una presión constante. Las bombas de agua se activarán automáticamente por el sistema contra incendios y de detección de gas, de forma secuencial cuando caiga la presión de la red principal por debajo de los valores predeterminados.

1.2.2 Red Contra Incendios

El Código de la IMO y las reglas relevantes por las sociedades de clasificación, requieren que el diseño y la construcción de la red contra incendios de la MODU cumplan con los siguientes requisitos:

- Los diámetros de las tuberías de la red contra incendios y de servicio de agua, deberán estar diseñadas para obtener la descarga máxima posible de las bombas de incendio cuando se requiera que funcionen simultáneamente.
- La presión en la red contra incendios, con las bombas de incendio operando simultáneamente, deberá ser la adecuada para una operación segura y eficiente de todos los equipos suministrados.
- La red contra incendios deberá desviarse de áreas peligrosas y de ser posible, se dispondrá de tal manera que se haga un uso máximo de cualquier blindaje térmico o protección física de la MODU.
- La red contra incendios deberá contar con válvulas de aislamiento para que pueda ser utilizada en caso de algunos sectores tengan daños físicos.
- La red contra incendios deberá tener solamente conexiones dedicadas a la extinción de incendios.
- En las tomas de agua e hidrantes, no deberán utilizarse materiales que no resistan apropiadamente el calor, 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 pueda retirarse sin problemas mientras las bombas estén en funcionamiento.

1.2.3 Hidrantes y Mangueras

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

- El número y la posición de los hidrantes debe garantizar al menos dos chorros de agua de diferentes hidrantes, en donde al menos uno de ellos, debe ser de tal longitud que pueda alcanzar cualquier parte de la MODU que sea accesible para la tripulación mientras se navega 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 lo establecido por las sociedades de 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 momento y se mantendrán en posiciones visibles cerca de los hidrantes o conexiones del servicio de agua.

- Los gabinetes para hidrantes y mangueras contra incendios deberán contar con mangueras de diámetros y longitudes específicas y boquillas multiusos con juntas de conexión bajo los siguientes estándares:

  1. Manguera DN40 x 20M con boquilla de chorro/spray de 19 mm para el área de alojamiento;
  2. Manguera DN50 x 15M con boquilla de chorro/spray de 19 mm en el área de maquinaria; y
  3. Manguera DN50 x 20M con boquilla de chorro/spray de 19 mm en áreas abiertas y otros espacios.

1.2.4 Sistemas de Detección de Incendios y Gas

Los espacios con riesgo de incendio deben contar con sistemas automáticos de detección y sistemas de alarma. Estos incluyen las zonas de alojamiento, las estaciones de control y estaciones de servicio. Las zonas de alojamiento deberán contar con detectores de humo. En el **Capítulo 5** se proporciona un plano del sistema contra incendios y respuesta a emergencias proporcionado por la compañía Transocean. El sistema local de extinción de incendios tendrá capacidad de activación automática y manual; estará interconectado con el Sistema de Detección de Incendios y Gas.

Los detectores de incendios que serán utilizados para cada área estarán adecuados para cada tipo de incendio que pudiera ocurrir en dichas áreas, incluyendo la capacidad de evitar falsas alarmas (**Tabla 1-4**).

Tabla 1-4. Tipos de Detectores de Incendios por Ubicación

Área	Principio de Detección
Piso de perforación	Flama
Áreas de procesos, cuarto para desgasificador, cuarto para zaranda vibratoria, cuarto para tanque de fluido de perforación	Flama o calor
Áreas de instalaciones 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 de compresores de aire	Humo o calor
Área de almacenamiento de costales o bolsas a granel, talleres	Flama o calor
Procesamiento de fluidos de perforación, almacenamiento de combustóleo, cuarto para cementación, cuarto de máquinas (diésel)	Flama o calor
Camarotes, pasillos, cuartos/oficinas, escaleras, cuartos públicos	Humo

Fuente: Det Norske Veritas OS-D310 Fire Protection Standard

Un sistema automatizado de detectores y alarmas deberá monitorear continuamente todas las áreas cerradas de la unidad en las que una acumulación de gas inflamable pudiera ocurrir. La activación de un solo detector de incendios solamente disparará la alarma de advertencia de incendio al Sistema de Detección de Incendios y Gas. La activación

de un detector de fuego y un detector de humo (incendio confirmado) de manera simultánea, en un área protegida, activará la bomba y abrirá la válvula correspondiente de la red contra incendios.

1.3 Descripción Detallada del Proceso

El objetivo del Proyecto es evaluar el potencial de la región para la producción comercial de hidrocarburos. El período inicial de exploración tiene como objetivo descubrir las estructuras geológicas en el subsuelo para identificar si alguna de esas estructuras tiene reservas de hidrocarburos y determinar, de ser descubiertas, la viabilidad comercial de las reservas.

1.3.1 Secuencia de Perforación

La perforación en aguas profundas se realiza mediante un avance cuidadoso del equipo de perforación a una profundidad deseada debajo del lecho marino y se utiliza el fluido de perforación para ayudar a controlar y administrar estas actividades. El diseño exacto del pozo aún no se ha determinado, pero el enfoque típico para la construcción del pozo se puede dividir en dos componentes principales:

- Una fase inicial conocida como "perforación sin tubo ascendente" o “riserless” (es decir, un sistema abierto sin conexión directa de retorno de fluido y recortes de perforación a la MODU) para perforar el "agujero superior" y
- Una fase secundaria conocida como "perforación con tubo ascendente" o “con riser” (es decir, sistema de circuito cerrado con conexión directa de retorno de fluido y recortes de perforación a la MODU).

Durante la fase de perforación riserless, la sarta de perforación desciende hasta el lecho marino. Luego se utiliza para remover sedimentos marinos por medio de jeteo hasta una profundidad de aproximadamente 60 m a 100 m por debajo del lecho marino. A medida que el material es removido por jeteo, se instala simultáneamente un tubo de acero estructural, conocida como el tubo conductor. En esta etapa inicial, el tubo conductor se emplea para evitar que los sedimentos removidos vuelvan a caer en el vacío, así como para dirigir la sarta de perforación. En etapas posteriores de perforación, el tubo conductor se usará como la base para el cabezal del pozo, el equipo de control del pozo y las tuberías de revestimiento.

Después de la instalación del tubo conductor, una sección del agujero del pozo se perfora típicamente a varios cientos de metros debajo del lecho marino. Una sección de tubería de acero llamada “tubería de revestimiento de superficie”, se introduce en el pozo y se cementa en su lugar para evitar que se colapse. Una vez que se ha ejecutado y cementado la tubería de revestimiento de superficie, se completa la fase de perforación riserless para la mayoría de los pozos estándar.

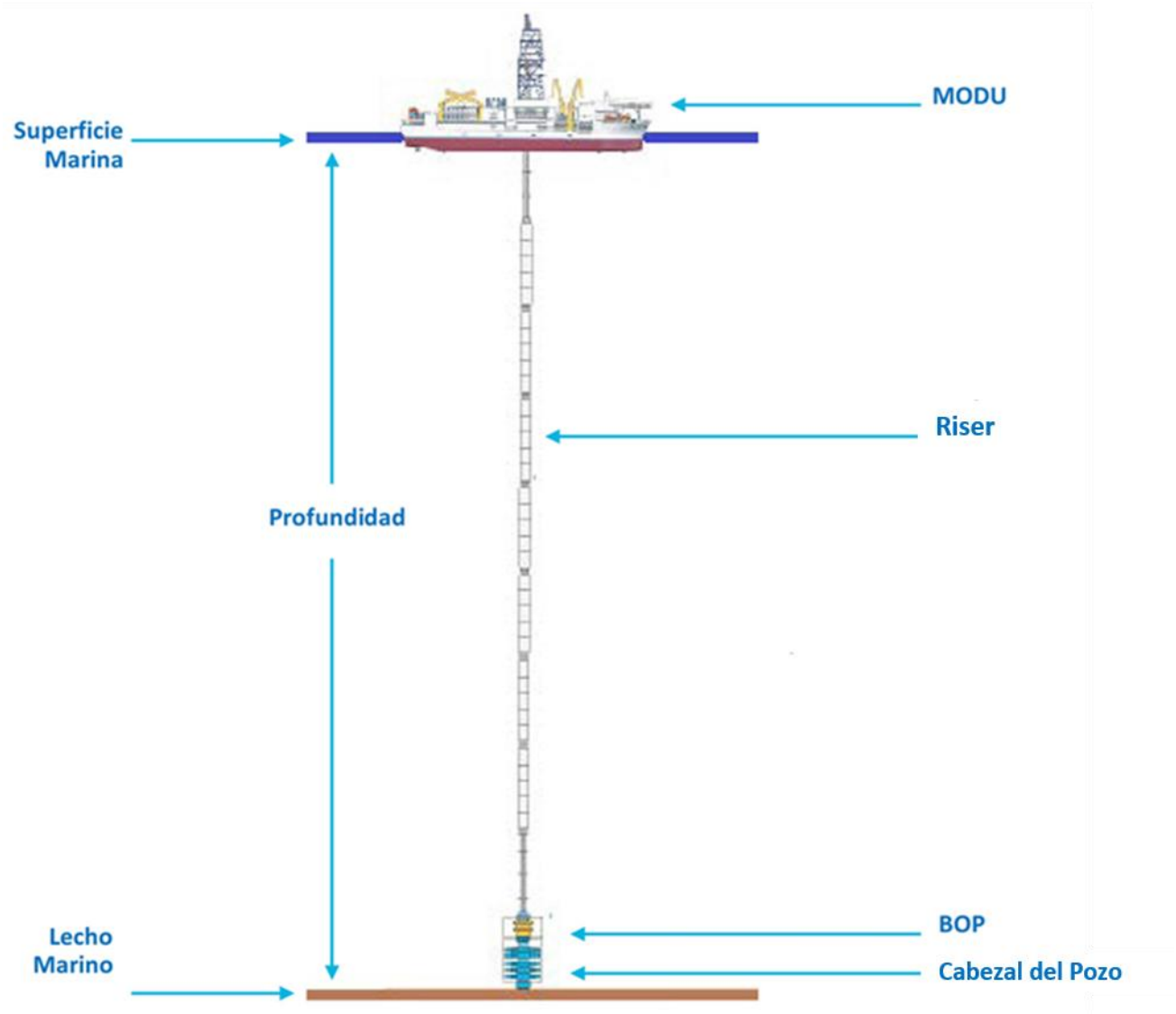
La profundidad a la que continúa la perforación riserless depende del diseño de cada pozo específico y está típicamente influenciada por los resultados de una evaluación sísmica previa a la perforación de los peligros y la presión de la perforación. Esta evaluación de peligros de poca profundidad consiste en una interpretación estructural y estratigráfica de datos sísmicos para delinear cualitativamente las zonas de presión anormal, los gases poco profundos, la estabilidad del lecho marino, los flujos de poca profundidad y los hidratos de gas.

Una vez completada la fase riserless, comienza la fase con riser. El primer paso consiste en instalar un BOP en la parte superior del cabezal del pozo y se conecta a la MODU por medio del riser (**Figura 1-15**). El BOP consta de una serie de dispositivos de cierre individuales que se utilizan para sellar y controlar cualquier presión extrema o flujo descontrolado desde el yacimiento, los cuales son descritos en la **Sección 1.1.5.3**.

Con el riser conectado al BOP, se crea una conexión entre la MODU y el pozo que se conoce como el "sistema ascendente". Este sistema permite que los fluidos de perforación circulen en el equipo de perforación, asciendan hacia la MODU, se procesen, y se vuelvan a utilizar después del tratamiento. Con el riser en su lugar, se perfora la siguiente sección más profunda del pozo y, nuevamente, se baja una tubería adicional y se cementa en su lugar.

Esto continúa hasta que el pozo alcanza la profundidad deseada. El ensamblaje completo del tubo conductor y las secciones subsiguientes se conoce como tubería de revestimiento.

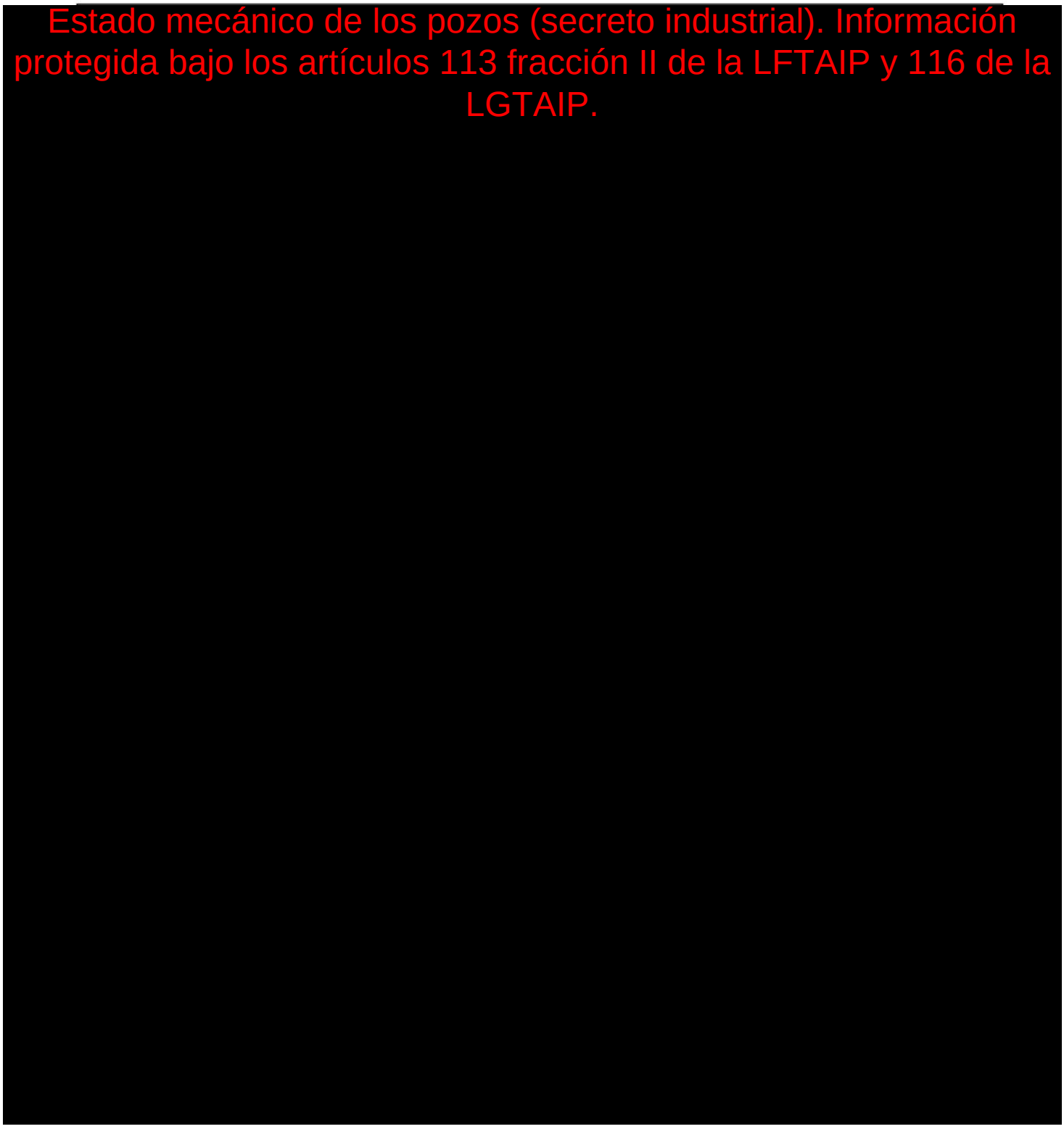
Figura 1-15. Diagrama de una MODU Típica con Tubo Ascendente y BOP



Fuente: Adaptado de JAMSTEC, 2015

Se implementarán técnicas de registro de pozo para determinar la presencia de hidrocarburos producibles. En base a estos resultados, el pozo será revestido (posiblemente probado), abandonado temporalmente o abandonado permanentemente. La **Figura 1-16** muestra la geometría teórica de la tubería de revestimiento según lo planeado tentativamente para los pozos del Proyecto al momento de redacción de este documento, (donde PM representa la "profundidad medida" en metros por debajo del nivel medio del mar). El diseño es solo para fines ilustrativos y puede estar sujeto a cambios. Se espera que un pozo típico alcance una profundidad total de aproximadamente 7 kilómetros (2,757 m de profundidad de agua más 4,327 m de profundidad de pozo) por debajo del nivel medio del mar. Se espera que el tubo conductor tenga un diámetro de 36 pulgadas (91.44 cm) (instalado simultáneamente durante la fase inicial de jeteo). Una vez en su lugar, la primera sección se perforará con un diámetro de 26 pulgadas (66.04 cm). Luego se instalará una tubería de revestimiento de superficie de 22 pulgadas (55.88 cm). Posteriormente, se perforarán secciones de diámetros que disminuyen secuencialmente, como se muestra en el siguiente esquema. Como principio general, el diámetro del pozo se mantendrá al tamaño mínimo posible (teniendo en cuenta la viabilidad técnica, el costo y la seguridad).

Figura 1-16. Arquitectura Teórica de la Sarta de Perforación Según lo Planeado para el o los Pozos del Proyecto (los Diámetros de la Sección se Presentan en Pulgadas).



Fuente: Shell, 2019

Para la primera perforación del Pozo Tipo durante el Período Inicial de Exploración, la duración de la campaña de perforación se muestra en la siguiente **Tabla 1-5**. En total, la duración de la campaña de perforación dependerá de la profundidad final del pozo y tomará aproximadamente de 70 a 120 días, incluida la movilización, la perforación, la adquisición de datos técnicos del registro del pozo, el perfil sísmico vertical, y el taponamiento/abandono. Los días de perforación para los pozos subsiguientes podrían aumentar o disminuir según la profundidad deseada del pozo a perforar. En la práctica, los pozos del Proyecto podrían no perforarse secuencialmente y, en cambio, podrían perforarse individualmente en cualquier momento durante el Período de Exploración. El Período de Exploración (10 años) se considera como la duración del Proyecto dentro del contexto de esta ERA.

Tabla 1-5. Etapas Iniciales del Período de Exploración

Etapa	Nombre	Actividades	Duración Aproximada
1	Movilización y prospección del sitio de perforación		7-14 días
2	Operaciones	Perforación	50-80 días
		Adquisición de Registros del Pozo	4-10 días
		Perfil sísmico vertical (VSP)	1 - 2 días
3	Abandono y desmovilización		10-15 días

1.3.1.1 Control del Pozo

La información acerca del control del pozo se presentó en la **Sección 1.1.5.2**, en donde se explica que se prevé utilizar un sistema de Perforación con Presión Controlada. El sistema MPD está diseñado para mantener una presión de fondo de pozo constante durante algunas etapas de la construcción del mismo, por debajo de la tubería de revestimiento de 22”. Los ingenieros a cargo de los fluidos de perforación realizarán revisiones continuas para mantener la presión del sistema constante en caso de picos o descensos de presión.

1.3.1.2 Cierre, Desmovilización y Abandono

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

Si no se encuentra una reserva comercialmente explotable, el pozo será taponado y abandonado permanentemente, de acuerdo con las leyes Federales Mexicanas, regulaciones y mejores prácticas internacionales. Shell presentará ante la ASEA y la CNH (según corresponda), el Aviso de Cambio de Operaciones (previo y después de las actividades de desmovilización y abandono), el Programa de Desmantelamiento y el de Abandono así como el Informe de Abandono, cuando las actividades de cierre, desmovilización y abandono hayan sido completadas.

Las actividades típicas de abandono incluyen el aislamiento del pozo utilizando cemento o tapones mecánicos para evitar el flujo de hidrocarburos hacia 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 la limpieza del sitio después de completar las operaciones de perforación para proporcionar un estado de la condición del lecho marino alrededor del pozo. El cabezal de pozo de perforación permanecerá en su lugar (a esta profundidad del agua, no interferiría con la pesca o las actividades humanas). La MODU abandonará la ubicación y cesará todo el transporte de embarcaciones relacionado con la perforación. Se desecharán los residuos finales generados durante el Proyecto de acuerdo con las regulaciones mexicanas aplicables.

1.3.2 Materias Primas, Productos y Subproductos

1.3.2.1 Perforación

Se utilizarán fluidos de perforación, también conocidos como “lodos”, para controlar la presión del pozo, prevenir la entrada de fluidos de formación, lubricar la barrena, remover los recortes del pozo y transportarlos hacia la superficie. Se utilizará fluido de perforación base agua (WBDF, por sus siglas en inglés) y fluido de perforación sintético (NADF, por sus siglas en inglés), de acuerdo con el diseño del pozo y las condiciones geológicas existentes. La base del fluido para WBDF es agua de mar, y para el NADF, éste será formulado con fluido base No-Acuoso 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 el ambiente acuático. Los fluidos del Grupo III son biodegradables, no se bioacumulan y no están disponibles para captación (IOGP, 2016).

Se podrían agregar agentes densificantes u otras sustancias químicas, típicamente como la goma guar, barita y bentonita, para incrementar la densidad o viscosidad, según sea necesario.

El WBDF, NADF y los agentes densificantes no contienen sustancias incluidas en los Listados de AAR. La **Tabla 1-6** enlista los materiales de perforación típicos y sus números de registro del Servicio de Resúmenes Químicos (CAS, por sus siglas en inglés). La NOM-052-SEMARNAT-2005 establece las características, el procedimiento de identificación, clasificación y los listados de residuos peligrosos, además de establecer la base para caracterizar las sustancias como (C) corrosivas, (R) reactivas, (E) explosivas, (T) tóxicas, (I) inflamables o (B) biológico-infecciosas, referidas con el acrónimo “CRETIB”. Como resultado de los estudios técnicos y el análisis CRETIB presentado ante las autoridades por Petróleos Mexicanos (PEMEX), los recortes de perforación y, en consecuencia, los fluidos de perforación, no se consideran peligrosos (PEMEX 2003).

Tabla 1-6. Clasificación del Material de Perforación

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

En ciertas condiciones, otras sustancias químicas y aditivos pueden utilizarse para tratar los fluidos de perforación. Estos productos pueden ser empacados en tambos o sacos y almacenarse en cantidades menores. Estos productos no se consideran peligrosos con base en los Listados de AAR. La **Tabla 1-7** enlista los productos típicos, concentraciones y funciones.

Tabla 1-7. Aditivos del Fluido de Perforación

Producto	Función	Rango de Concentración Típico (kg/m³)
Goma Guar	Viscosidad	10
Hidróxido de Sodio	Ajuste de pH	1
Carbonato de Sodio	Ajuste de pH	1
Hidróxido de calcio (Cal)	Control de pH	10 a 18
Carbonato de Calcio	Material para Pérdida de Circulación	5 a 100
Silicato cristalino	Control de Filtración	5 a 15

1.3.2.2 Flujo No Planeado o No Controlado

Las condiciones propicias para un reventón se generan cuando se pierde el control de la presión del fluido del yacimiento. Las presiones del pozo son controladas normalmente por sobrebalance hidrostático durante la perforación, como se explica en la **Sección 1.1.5.2 Control del Pozo**. Si esto falla, se activarán medidas de seguridad adicionales, según se describe en la **Sección 1.1.5.3 Sistema de Prevención de Reventones**.

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

Los escenarios potenciales de reventones en las operaciones de perforación incluyen liberaciones tanto en la parte superior como submarina, ya sea pozo abierto o de un pozo con restricciones (*e.g.*, la sarta de perforación en el pozo) y con diferentes trayectorias de flujo, tal como hacia el agujero de perforación directamente, fuera de la tubería de revestimiento o a través del espacio anular. La **Tabla 1-8**Tabla 1-8. presenta un resumen de los escenarios modelados de reventón de pozo submarino, las medidas de mitigación y los volúmenes de descarga potenciales respectivos. Estos se describen con mayor detalle en el **Capítulo 2**.

Tabla 1-8. Escenarios Submarinos Modelados

Escenario	Descripción	Volumen de Descarga
1	Reventón Submarino – Temporada de Lluvias	150,000 bbl/día (23,848 m^3/día) por 30 días
2	Reventón Submarino – Temporada de Secas	150,000 bbl/día (23,848 m^3/día) por 30 días

1.3.3 Hojas de Seguridad

Las Hojas de Seguridad contienen información de los peligros potenciales de un producto o sustancia química (salud, inflamabilidad, reactividad y ambiente), procedimientos de trabajo seguro y emergencia en caso de un derrame o liberación accidental. A continuación se resumen las consideraciones de seguridad para las sustancias de los Listados 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. Las hojas de seguridad correspondientes se anexan en el **Capítulo 5**.

1.3.3.1 Riesgos del 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 la ubicación del Pozo Tipo no se conoce con exactitud, pero se prevé que sea dentro del intervalo para crudo medio de 25 a 35 API (Instituto Americano del Petróleo). El petróleo crudo se encuentra clasificado como un líquido inflamable Categoría 3, de acuerdo a la NFPA,

y podría tener una apariencia de color café. La **Tabla 1-9** presenta los valores del Crudo Istmo a manera de ejemplo de un crudo medio.

Tabla 1-9. Propiedades del Crudo Istmo

Parámetro	Valor
Temperatura de Ebullición (ºC)	538
Punto de inflamabilidad (ºC)	23-38
Peso Específico	0.860 a 15.5 °C
Color	Café
Olor	Desagradable
Solubilidad en Agua	Insoluble

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

- **Salud 1. Ligeramente peligroso:** Irritación o posible lesión reversible. Ligeramente irritante, reversible dentro de 7 días.
- **Inflamabilidad 3:** 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.

1.3.3.2 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.

El resumen de la hoja de seguridad del gas natural elaborada por PEMEX, se presenta como referencia en la **Tabla 1-10.**

Tabla 1-10. Propiedades del Gas Natural

Parámetro	Valor
Fórmula Molecular	Mezcla (CH_4 + C_2H_6 + C_3H_8 + C_4H_{10})
Temperatura de Ebullición a 1 atmósfera	– 165.5°C
Temperatura de Fusión	– 182.0°C
Densidad Relativa de los Vapores (Aire = 1) a 15.5 °C	0.61 (Más ligero que el aire)
Densidad del Líquido (Agua = 1) a 0°/4 °C	0.554
Tasa de Expansión	1 litro de líquido se convierte en 600 litros de gas
Solubilidad en Agua a 20 °C	Ligeramente soluble (de 0.1 @ 1.0%)
Apariencia y Color	Gas incoloro, insípido y con ligero olor a huevo podrido
Punto de Inflamabilidad	– 222.0°C
Temperatura de ignición espontánea	525.22°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 23°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.

1.3.3.3 Sulfuro de Hidrógeno

Aunque no se espera, existe una posibilidad muy remota de encontrar sulfuro de hidrógeno (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 sulfuro de hidrógeno 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 1-11** hace referencia a las propiedades del sulfuro de hidrógeno.

Tabla 1-11. Propiedades del Sulfuro de Hidrógeno

Parámetro	Valor
Temperatura de Ebullición a una Atmósfera	– 60°C
Densidad Relativa de vapor (Aire = 1)	1.19
Solubilidad en Agua a 20°C	0.5%
Apariencia y Color	Gas incoloro de olor característico a huevos podridos
Punto de Fusión a 1 atm	– 85°C
Temperatura de Autoignición	260°C
Límite de Explosividad Inferior	4.3 %
Límite de Explosividad Superior	46 %

De acuerdo con la clasificación de la NFPA, los peligros del sulfuro de hidrógeno 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 23°C:** Sustancias que se vaporizan rápidamente 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 Almacenamiento

La MODU mantendrá un inventario de líquidos, substancias y artículos consumibles que se utilicen en los servicios esenciales y operaciones de perforación. Algunos fluidos y materiales serán almacenados a granel en tanques de almacenamiento. La capacidad y el número de tanques dependerán de la MODU específica contratada por Shell. La **Tabla 1-12** enlista los materiales y las capacidades de almacenamiento de los tanques típicos. Ninguna de las sustancias se considera peligrosa según los Listados AAR.

Tabla 1-12. Capacidades de Almacenamiento Típicos en MODUs (Buque de Perforación)

Material	Capacidad
Fluido de perforación	1,408 m^3 activo / 1,678 m^3 en reserva
Agua para perforación	3,000 m^3
Agua potable	1,300 m3
Salmuera	1,600 m^3
Aceite base para el fluido de perforación sintético	850 m^3
Combustible	8,000 m^3
Material a granel (Productos químicos para el fluido de perforación y cemento)	850 m^3
Material en sacos	10,000 sacos

Fuente: TOI DW DSME 12000

1.3.5 Equipos de Proceso y Auxiliares

Los principales equipos e instalaciones que se utilizarán durante el periodo de exploración se describen a continuación.

1.3.5.1 MODU

Shell planea utilizar un buque de perforación durante el periodo de perforación (de 70 a 120 días) del Pozo Tipo. Las especificaciones y las características técnicas de este tipo de embarcación se presentan en la **Tabla 1-13**, **Tabla 1-14** y

Tabla 1-15. (coincidiendo con el ejemplo del buque de perforación de la **Figura 1-12** TOI DWE DSME 12000). Las especificaciones de la MODU contratada podrían variar de los valores listados a continuación.

Tabla 1-13. Parámetros Genéricos de Operación de una MODU (Buque de Perforación)

(Con base en la generación TOI DWE DSME 12000)

Parámetro	Valores	
Velocidad Máxima de Tránsito	12.5 nudos	
Condiciones de Operación	Oleaje: 18.7 pies	Viento: 60 nudos
Condiciones de Tormenta	Oleaje: 22.6 pies	Viento: 120.7 nudos
Profundidad del Agua	Equipado: 10,000 pies (3,048 m)	Máximo: 12,000 pies (3,657 m)
Profundidad de Perforación	Máximo: 40,000 ft	

Fuente: TOI DW DSME 12000

Tabla 1-14. Dimensiones/Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación)

(Con base en la generación TOI DWE DSME 12000)

Parámetro	Valores	
Longitud (Eslora)	781 pies	238 m
Amplitud (Manga)	138 pies	42 m
Profundidad (Puntal)	62 pies	19 m
Calado de Tránsito	29 pies	8.8 m
Calado de Operación	39 pies	12 m
Desplazamiento de Carga Máxima	114,608 toneladas estándares (ton std)	103,971 toneladas métricas
Carga de Plataforma Variable - Funcionamiento	30,692 ton std	27,844 toneladas métricas
Carga de Plataforma Variable - Tránsito	19,734 ton std	17,903 toneladas métricas

Fuente: TOI DW DSME 12000

Tabla 1-15. Equipo y Capacidades Genéricas de una MODU (Buque de Perforación)

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 el motor superior (referido como Top Drive). • Estantes para riser. • 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 asociados de perforación (combustóleo, productos químicos para el fluido de perforación, químicos para cemento, etc.) y equipos (herramientas de perforación, herramientas de finalización, equipos de prueba, etc.). • Equipo de control de pozos incluyendo BOP submarino, estrangulador y separador de gas-fluido de perforación. Las funciones del BOP submarino son operadas por controles múltiplex, incluida la capacidad de desconexión de emergencia. • Risers marinos.
Marino	• Generador de energía a base 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 gestión del buque que monitorea y controla el lastre para mantener la estabilidad del buque. • Apoyo de navegación, incluyendo la ayuda de trazado automático de radar (ARPA) para proporcionar una alerta temprana de los buques u objetos a la deriva en un curso de colisión con el equipo de perforación. • Cuatro tomas de agua de mar con flujos de entrada continuos que van de 175 m^3 a 2,545 m^3 por hora. El ingreso de bioincrustaciones marinas se previene por medio de rejillas, filtros y un sistema de protección contra crecimiento marino con un ánodo de cobre/aluminio instalado en cada filtro de agua de mar.
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, comedor, 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, una 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 gestión 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 agua nebulizada en las salas de máquinas, equipos de derrames, botes salvavidas, balsas para evacuación de emergencia, instalaciones médicas.

1.3.5.2 Árbol Submarino

El Árbol Submarino (SSTT, por sus siglas en inglés), es un bloque de válvulas instalado dentro del perfil interno del BOP. 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 corte la junta.

Internamente, el SSTT tiene un orificio que permite acceso a herramientas operadas por cable. Todas las transiciones internas del orificio se estrechan gradualmente para no interferir o engancharse con las herramientas operadas por cable. El SSTT tiene la habilidad de cortar cables y tubería flexible, utilizados para desplegar las herramientas de medición del yacimiento.

1.3.5.3 Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo

La Válvula de Seguridad de Fondo de Pozo (SSSV, por sus siglas en inglés), es un dispositivo de seguridad instalado debajo del lecho marino en el cabezal del 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 Pruebas de Verificación

El equipo descrito anteriormente en la **Sección 1.3.5 Equipos de Proceso y Auxiliares** estará certificado por la Asociación Internacional de Sociedades de Clasificación, tales como DNV, ABS o BV.

1.4 Condiciones de Operación

Debido a que las características exactas del yacimiento del Área Contractual son desconocidas, todas las operaciones se monitorean y controlan cuidadosamente desde varios cuartos de control a bordo de la MODU.

La **Tabla 1-16** enlista los rangos de presiones y temperaturas de trabajo del equipo del proceso disponible. Las especificaciones pueden variar con respecto a las especificaciones del equipo a ser obtenido.

Tabla 1-16. Presiones y Temperaturas de Trabajo Típicas

Proceso	Presión de Trabajo (psi)	Temperatura de Trabajo (°C)
Árbol Submarino	10,000 – 15,000	-18 – 121
Tubería Flexible de Alta Presión	5,000 – 15,000	N/A

Fuente: Expro Group, 2018.

Los diagramas definitivos de tubería e instrumentación aún no están disponibles en esta etapa del Proyecto.

1.4.1 Especificaciones del Cuarto de Control

La MODU estará equipada con un sistema de control de perforación. La MODU tendrá ocho estaciones de trabajo instaladas en las siguientes ubicaciones como parte del sistema de control:

- 4 estaciones de trabajo para cuarto de mando de perforación;
- 1 estación de trabajo en la sala de control de fluidos de perforación;
- 1 estación de trabajo en la oficina principal;
- 1 estación de trabajo en la oficina del supervisor de perforación; y

- 1 estación de trabajo en el cuarto de control de máquinas.

Las operaciones controladas específicas se pueden ejecutar y monitorear de forma remota desde las estaciones de trabajo. Los siguientes parámetros y sistemas serán monitoreados, registrados y operados:

- Presión y temperatura de flujo / cabezal de pozo.
- Características y flujos de petróleo, gas y agua.
- Presión y temperatura de las tuberías de revestimiento / anillo.
- Sistema de parada de seguridad.

1.4.2 Sistemas de Aislamiento

El diseño de la MODU separa las principales áreas de operación, minimizando el riesgo para los operadores, 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 Emergencia

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 (PSD, por sus siglas en inglés)
- Paro de Emergencia (ESD, por sus siglas en inglés)

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 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 proceso con un efecto mínimo en el caudal, hasta un paro total de los procesos. Los procedimientos acordados para los paros de procesos estipulan los pasos a seguir por el equipo de la plataforma de perforación en caso de un "brote" (un repentino ingreso de fluidos de formación al agujero del pozo).

La presión se registra y se monitorea en diferentes puntos a través de sensores. Un sistema de control basado en medidores de alta y baja presión detendrá el flujo hacia la superficie si la presión no se encuentra dentro de los límites establecidos. Los depósitos de presión están protegidos por válvulas piloto que activarán automáticamente las válvulas de seguridad de los depósitos 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 en caso de una emergencia.

En el caso de una pérdida de señal o de energía, los componentes se moverán hacia la posición predeterminada más segura.

1.4.2.1.2 Paro de Emergencia

Los sistemas ESD monitorean y detectan condiciones peligrosas o de emergencia que se desarrollan a bordo de la MODU, por ejemplo: detección de incendios o gases, despresurización, funcionamiento del generador de emergencia, etc. y actúan para prevenir que dichas situaciones peligrosas se intensifiquen. El sistema ESD funciona en dos modos: modo automático y modo manual. Hay cinco niveles principales de ESD:

- Nivel ESD 0 - Paro catastrófico: Los demás niveles de paro son activados y se aíslan todas las baterías. El único equipo que queda en operación es la luz de emergencia de escape, las luces de obstrucción y el sistema mundial de socorro y seguridad marítimos (GMDSS, por sus siglas en inglés). Los demás niveles de paro son activados.
- Nivel ESD 1: Paro de energía de emergencia: Los niveles de paro subsiguientes son activados y se realiza un corte en el suministro eléctrico del generador de emergencia. Solamente el UPS y las baterías se mantienen en operación para los servicios básicos de comunicación y para la evacuación de la unidad.
- Nivel ESD 2A, 2B, 2C - Paro de la alimentación eléctrica principal (estribor, centro y puerto): En caso de que sea detectada la presencia de gas, se apagan los generadores y se aísla el sistema principal de distribución eléctrica. Después de ser iniciado, se activan los sistemas de ventilación (controlados por el sistema de detección de incendios y gas). Así mismo, las válvulas de cierre rápido del sistema de combustible son cerradas.
- Nivel ESD 3 y Nivel ESD 4- Paro de actividades de perforación: Aislamiento eléctrico de los paneles de control, de los sistemas de comunicación no esenciales y de la iluminación.
- Nivel ESD 5 - Paro de emergencia local.

1.4.2.2 Sistema de Contención de Derrames

Los diseños de la MODU 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 la Secretaría de Marina SEMAR. Los kits de derrame para contener y limpiar pequeñas fugas relacionadas con las operaciones, se encontrarán ubicados en lugares de fácil acceso para la tripulación. La intención de Shell es que los buques del Proyecto sigan los requerimientos aplicables para prevenir y controlar la contaminación por derrames de hidrocarburos. Esto incluye el tener a bordo un Plan de Emergencia por Contaminación con Hidrocarburos (SOPEP, por sus siglas en inglés), aprobado por la autoridad de abanderamiento según MARPOL 73/78, Anexo I, Reglamento para la prevención de la contaminación por hidrocarburos.

1.5 Análisis y Evaluación de Riesgos

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 en las operaciones relacionadas o similares.

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

La Oficina de Administración de Energía Oceánica de los Estados Unidos (BOEM, por sus siglas en inglés) reporta que desde 1964 hasta el año 2015, en la plataforma continental del Golfo de México en Estados Unidos, existieron 2,440 derrames mayores o iguales a 50 barriles. Estos derrames han sumado un total de 5,187,416 barriles de petróleo crudo, refinado, fluidos base sintético y otros químicos. De estos derrames, solo 17 de ellos, que corresponde al 0.7% del total, fueron mayores a 1,000 barriles.

La **Tabla 1-17** muestra que desde 2006 hasta 2015, un total de 4,910,951 barriles de petróleo crudo fueron derramados por 335 fuentes, en donde se utilizó una estimación inicial de 4,900,000 barriles, originados por el incidente de la plataforma Deepwater Horizon. En enero de 2015, el Tribunal Federal de los Estados Unidos, determinó una estimación más precisa de 3,190,000 barriles de petróleo. Lo anterior conduciría a un derrame total de petróleo, entre el 2006 al 2015, de 3,200,916 barriles. Adicionalmente, la **Tabla 1-17** proporciona mayores detalles en las tasas de derrame en plataformas y tendencias del volumen derramado, con base en el petróleo producido desde 1964 hasta 2015.

La **Tabla 1-18** muestra los datos de los mayores derrames de petróleo (BOEM, 2011). El informe de BOEM 2016 establece que no se identificaron derrames adicionales de gran volumen, desde el último informe, que cubrió el período desde 1964 hasta el 2015 (período que también cubre la **Tabla 1-18**).

Tabla 1-17. Tasas de Derrame en Plataforma y Tendencias de Volumen Derramado, con base en el Petróleo Producido desde 1964 hasta 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[3]	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 2004 el Servicio de Administración de Minerales (Minerals Management Service) cambió los estándares para reportar los derrames, con el propósito de incluir los inventarios de las estructuras en la Plataforma Continental Exterior (OCS, por sus siglas en inglés) que fueron destruidas, dañadas en gran medida o desaparecidas. Estos derrames pasivos han impactado el número y volumen de los derrames, aunque estos derrames no fueron observados ni requirieron respuesta.
[3]Estas cifras están basadas en una estimación original del incidente de la plataforma Deepwater Horizon, donde fueron vertidos 4.9 millones de barriles de petróleo. En enero de 2015, un Tribunal Federal de los Estados Unidos determinó que la estimación más adecuada era de 3.19 millones de barriles de petróleo.

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

Tabla 1-18. Derrames grandes en plataformas (≥ 1,000 bbl), en la Plataforma Continental Exterior de los Estados Unidos, desde 1964 hasta 2015

Fecha del derrame	Prof. del agua (pies)	Distancia de la Costa (millas)	Volumen derramado (barriles)	Empresa	Descripción del Derrame: Causa y Consecuencias
8/4/1964	94	48	2,559	Continental Oil	Buque de carga impactó con Plataforma A, originándose incendio; la plataforma y el buque de carga sufrieron daños.
3/10/1964			11,869	Event Total	Cinco 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; pérdida del tanque de almacenamiento.
19/7/1965	15	7	1,688	Pan American	Perforación del Pozo #7; reventones (por 8 días); daño mínimo.
28/1/1969	190	6	80,000	Union Oil	Perforación del Pozo A-21, reventón (por 10 días), 50,000 bbl durante el reventón, filtración de 30,000 bbl (durante las siguientes décadas); 4,000 aves muertas; cantidades considerables de petróleo en las playas.
16/3/1969	30	6	2,500	Mobil Oil	La plataforma sumergible Rimtide perforando en aguas inestables fue impactada por un buque de suministro; se originó el desplazamiento de la plataforma y el corte del cabezal del pozo; reventón (3 a 4 días).
10/2/1970	39	14	65,000	Chevron Oil	Plataforma C, incendio por causa desconocida, reventón de 12 pozos (49 días); pérdida de la plataforma; cantidades pequeñas de petróleo en la playa.
1/12/1970	60	8	53,000	Shell Oil	Plataforma B, trabajos en el cable de perforación, explosión de gas, incendio, reventón (138 días). Cuatro fatalidades, 36 heridos, pérdida de la plataforma, pérdida de dos equipos de perforación, cantidades pequeñas de petróleo en las playas.
9/1/1973	110	17	9,935	Signal O&G	Falla estructural del tanque de almacenamiento de petróleo en la plataforma A.
26/1/1973	61	15	7,000	Chevron Oil	Hundimiento de la barcaza de almacenamiento de la plataforma CA en aguas inestables.
23/11/1979	280	10	1,500	Texoma Production	Perforación del tanque de diésel de la Unidad de Perforación Marina Móvil (MODU) Pacesetter III, originado por el impacto de un barco de trabajo en aguas inestables.
14/11/1980	60	27	1,456	Texaco Oil	Desbordamiento del tanque de almacenamiento de la Plataforma A, durante la evacuación del Huracán Jeanne.

Fecha del derrame	Prof. del agua (pies)	Distancia de la Costa (millas)	Volumen derramado (barriles)	Empresa	Descripción del Derrame: Causa y Consecuencias
24/9/2005			5,066	Event Total	Una plataforma y dos equipos de perforación destruidos por el Huracán Rita.
	230	78	2,000	Forest Oil	Destrucción de la Plataforma J, derrame de petróleo en cubierta y en el riser (tubo ascendente).
	238	78	1,494	Hunt Petroleum	La plataforma auto elevable tipo Jack-up Rowan Fort Worth fue arrastrada; jamás se encontró.
	182	69	1,572	Remington O&G	Las columnas de la plataforma auto elevable Jack-up Rig Rowan Odessa colapsaron.
20/4/2010	4,992	53	4,900,000 *(* ver nota al pie de tabla*)	BP E&P	En la plataforma Deepwater Horizon se originó una explosión de gas con reventones (87 días para taponear el pozo), incendios. Once fatalidades, heridas múltiples, pérdida de equipos de perforación. Petróleo en playas, afectación en fauna, y cierre temporal de zonas de pesca.

*4,900,000 es la cifra publicada en el informe BOEM/BSEE basado en 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: BOEM/BSEE 2016, originalmente de DOI/BSEE OCS Spill Database, Diciembre de 2015

1.5.1.2 Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX

PEMEX lleva un registro tanto de los derrames nacionales costa afuera como aquellos ocurridos en tierra. Estos derrames han sido causados principalmente por vandalismo en lo que respecta a las instalaciones en tierra y por corrosión o fallas mecánicas tanto en tuberías terrestres como marinas.

La **Tabla 1-19** presenta el número de derrames registrados por PEMEX así como el volumen de petróleo derramado (de 1979 a 2012 únicamente). Los datos registrados en la tabla muestran cierta variabilidad (desde el 2005 se dejan de diferenciar datos en los ambientes marinos y terrestres, además de no registrarse volúmenes a partir del año 2012).

Tabla 1-19. Incidentes de Derrames de Hidrocarburos de PEMEX

Año	Ambiente	Número Total de Derrames[1]	Derrames de PEMEX Exploración	Volumen total derramado (barriles)[2]	Volumen derramado por Pemex Exploración (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 y actividades de gas y petroquímica). Del 2005 en adelante, los datos no muestran una distinción entre los ambientes terrestres y marinos.
[2]A partir del año 2013 en adelante no se publican volúmenes derramados.

Fuente: Modificado de SEMARNAT, 2017

1.5.1.3 Peor Escenario

El incidente con las mayores consecuencias para las operaciones de perforación es el de un reventón de pozo. Se dice que una liberación de hidrocarburos del pozo ha ocurrido cuando los hidrocarburos fluyen del pozo accidentalmente, pero el flujo es detenido por un sistema de barreras que se encuentran disponibles al momento del incidente. Un reventón de pozo tiene lugar cuando el fluido de la formación brota del pozo o entre las capas de formación, una vez que todas las barreras técnicas previamente definidas han fallado. Este evento es de muy baja ocurrencia. La frecuencia de un incidente de reventón en un pozo de exploración típico con BOP instalado, incluyendo los arietes ciegos de corte y siguiendo el principio de dos barreras, es de 1.2×10^{-4} (0.00012, o 0.012%) por pozo de exploración perforado (Lloyds Register, 2017).

Existen diversas causas que originan la pérdida de control de un pozo y que puedan desencadenar en un incidente de reventón del pozo. Las medidas de control del pozo se implementan en el sitio como parte de las operaciones de perforación, con el propósito de mantener el control de la presión de los fluidos en el pozo. Si las barreras de control fallan, podría generarse un flujo no controlado en los fluidos de formación, lo cual podría resultar en un incidente de reventón del pozo.

Los incidentes de reventones pueden prevenirse, en primera instancia, utilizando medidas de control primarias en los pozos. Lo anterior incluye la predicción y el monitoreo de las presiones de la formación y, en consecuencia, el control de la densidad del fluido de perforación. Durante la perforación del pozo, la brigada de perforación empleará el equipo y los procedimientos para mantener una sobrepresión *(i.e.*, una presión en el pozo que resulta mayor que la presión del fluido de la formación) para prevenir un ingreso de hidrocarburos hacia el pozo. Para ello, la densidad (*i.e.*, el peso por unidad de volumen) del fluido de perforación se controla para mantener una sobrepresión contra la formación, lo cual mantiene al pozo estable. La perforación y las propiedades geológicas se monitorean durante las operaciones y la densidad del fluido de perforación se incrementa o se disminuye en consecuencia, con el propósito de mantener una sobrepresión constante, lo cual mantiene el pozo estable.

Shell utiliza procedimientos estandarizados de planificación y diseño, además de ejecutar todas las operaciones de perforación de acorde con un programa de operaciones de pozos. Los procedimientos de ingeniería están diseñados para brindar una implementación consistente con el diseño y la planificación del pozo. Estos procedimientos incluyen los estándares y prácticas actuales de la industria. Además, Shell trabaja con contratistas de perforación calificados y con experiencia, y emplea procesos de aseguramiento de calidad, como el proceso de admisión de la MODU, para confirmar que el equipo es el adecuado para el propósito, además de satisfacer los estándares de Shell, contratistas y de las normas vigentes. Shell utiliza documentos puente para la definición de roles y responsabilidades del personal, además que la verificación y la supervisión brinda a Shell, la garantía que los contratistas efectúan sus entregas de acorde a sus sistemas de gestión. Los documentos puente aportan claridad en la administración y gestión de los asuntos relacionados con la salud, seguridad y ambiente para cada una de las actividades y operaciones particulares.

La MODU estará provista con medidas de control de pozo secundarias, en el evento poco probable de que las medidas de control primarias en el pozo fallen. El equipo de control secundario del pozo activará un sistema de paro de emergencia que permitirá cerrar el pozo. Se utilizará un BOP que cumpla con el estándar 53 API, según el cual, deberá soportar una presión de trabajo de 15,000 libras por pulgada cuadrada (psi), además de estar equipada con válvulas operadas hidráulicamente y mecanismos de sello que incluyen arietes ciegos de corte.

Si las barreras primarias y secundarias de control del pozo fallan, podría originarse una pérdida del control del pozo que resulte en un incidente de reventón.

1.5.2 Metodologías de Identificación y Jerarquización de Riesgos

La evaluación de riesgos consiste en determinar la importancia de un riesgo, con base en su impacto potencial y su probabilidad de ocurrencia.

1.5.2.1 Alcance de la Identificación y Evaluación de Riesgos

La evaluación de riesgos para este Proyecto se encuentra limitada a las actividades de exploración, es decir, la construcción del pozo inicial, así como pozos adicionales potenciales. Durante la presente fase del Proyecto, aún no ha sido posible determinar ciertos detalles técnicos del mismo, por ejemplo, la MODU específica que se utilizará. Por lo tanto, los escenarios descritos en esta sección se basan en los detalles esperados del Proyecto. La identificación y evaluación de riesgos será revisada nuevamente, si fuera apropiado, en caso de que el equipo contratado cambie significativamente y se presentará el Dictamen Técnico del Análisis de Riesgos de la etapa de ingeniería de detalle del Proyecto en el Aviso de Inicio de Actividades que se debe presentar a la ASEA. Durante las etapas de perforación, se llevará a cabo un registro detallado de riesgos.

Como parte del proceso de identificación y evaluación de riesgos, se han considerado todas las actividades del Proyecto, de modo que todos los escenarios de riesgos potenciales se han cotejado contra el registro de riesgos internos de Shell. Únicamente aquellos escenarios que pudieran desencadenar en la liberación de sustancias presentes en los Listados AAR, se han incluido en este ERA. Así mismo los riesgos identificados y evaluados en esta ERA, están alineados con la información presentada en la solicitud de Autorización del SASISOPA a implementar en el Proyecto. Cabe señalar que otros escenarios de riesgo que pudieran resultar en una liberación accidental de sustancias no descritas en los Listados AAR, están documentados en la MIA del Proyecto y en la información prevista para la autorización del SASISOPA a implementar en el Proyecto.

1.5.2.2 Metodología para la Identificación Evaluación de Riesgos

Los riesgos identificados que forman parte del Registro de Peligros de Shell, han sido actualizados conforme al procesos de identificación de Transocean para el Caso en Salud, Seguridad y Medio Ambiente (HSE, por sus siglas en inglés) de Transocean Deepwater Thalassa (de ahora en adelante, Caso HSE de Deepwater Thalassa) un buque de perforación (MODU) cuyas características generales son similares al buque de perforación que Shell prevé utilizar durante el Proyecto. Dicho proceso de identificación se alinea con los pasos descritos en el ISO 17776: 2000 (Industrias de Petróleo y Gas Natural - Instalaciones de producción costa afuera - Directrices sobre herramientas y técnicas para la identificación de peligros y la evaluación de riesgos). La metodología para la evaluación de riesgos presentada en esta sección se basa en el Procedimiento para la Administración de Peligros, y Riesgos y Aspecto Ambientales de Shell (HSE-PR-SEEM-008 presentado y aprobado en Registro de la Conformación del SASISOPA). A continuación, se presenta un resumen del proceso completo de Identificación y Evaluación de Riesgos, los cuales se alinean con las recomendaciones indicados en las Guías de SEMARNAT y ASEA.

- **La Identificación de peligros** se realizó a través del método de Identificación de Peligros (HAZID, por sus siglas en inglés) durante sesiones de trabajo multidisciplinario y se actualizó el Registro de Riesgos de Shell.
- Los riesgos potenciales asociados con la identificación de peligros se evaluaron mediante una **Matriz de Evaluación de Riesgos** (**RAM**, por sus siglas en inglés). Dicha matriz corresponde a la matriz de evaluación de riesgos de Shell.
- Las barreras de prevención y mitigación del peligro se identificaron y analizaron mediante la aplicación de la **metodología Bowtie**, con relación a los riesgos potenciales; y
- Se elaboró un resumen de las recomendaciones técnicas–operativas derivadas de la integración y aplicación del HAZID, RAM y la metodología Bowtie. En el **Capítulo 3** se presentan los Bowties para ilustrar estas recomendaciones.

Cada etapa mencionada anteriormente, relativa al resumen de este proceso, se explica con detalle en las siguientes secciones. Los términos asociados con cada etapa también se definen en las secciones respectivas.

1.5.2.2.1 Identificación de Peligros

Las siguientes definiciones serán utilizadas en las secciones subsecuentes para describir el proceso de evaluación de riesgos:

- **Peligros**: son agentes con el potencial de causar daño;
- **Consecuencias**: son el efecto en las personas, los activos, las comunidades y el medio ambiente resultado de la liberación de ese peligro;
- **Las personas**: se refiere a los impactos en la salud y seguridad de los empleados, contratistas, subcontratistas y a la seguridad de la comunidad, *e.g.*, las colisiones de tráfico en la carretera que involucran a terceras personas o las fatalidades o lesiones de terceros como resultado de incidentes operacionales;
- **Los activos**: los daños ocasionados a Shell y a sus alianzas estratégicas bajo o sin control operacional;
- **Las comunidades**: se refiere a las personas, recursos y activos impactados fuera de las instalaciones; y
- **El medio ambiente**: se refiere a los impactos al aire, agua y tierra tanto internos como externos a las instalaciones en cuestión.

La metodología HAZID consiste en un proceso sistemático y estructurado que identifica y documenta los peligros asociados con una operación, con el propósito de identificar peligros potenciales a las personas, activos y/o el medio ambiente. El estudio de un HAZID se realiza desglosando una operación en actividades o áreas y revisando cada una de ellas para identificar peligros y eventos de accidentes asociados. Un HAZID es una técnica cualitativa llevada a cabo por un equipo multidisciplinario, a través de reuniones.

Como parte del Proceso de Administración de Peligros y Efectos elaborado por Shell, Shell ha adoptado para el proceso de identificación de peligros, el Caso HSE de Deepwater Thalassa, Capítulo 4, Volumen 1, Revisión 2. En el **Capítulo 5** se anexa una copia del documento.

El 8 de febrero de 2019 Shell llevó a cabo una reunión multidisciplinaria de evaluación de riesgos, para analizar los peligros identificados en el Caso de HSE de Deepwater Thalassa y para recopilar un registro de peligros y efectos de riesgo relacionados con los riesgos potenciales previstos durante el Proyecto. Las minutas de la reunión con las firmas de los asistentes se encuentran en el **Capítulo 5**. Los peligros y sus efectos en las personas, activos, la comunidad y el ambiente se revisaron y se documentaron en el Registro de Riesgos para ubicación del Pozo Tipo. Mediante el proceso HAZID se identificaron todos los peligros potencialmente asociados con el Proyecto, pero tomando en consideración que él ERA se enfoca en los peligros asociados con las sustancias enunciadas en los Listados AAR. Sólo los peligros asociados con los Listados AAR (y sus cantidades de reporte) se enumeran en la **Tabla 1-21**. Mayor información al respecto se proporciona en la **Sección 1.5.2.4 Metodología de la Evaluación de Riesgos Ambientales**.

Los riesgos asociados con la identificación de peligros se evaluaron utilizando la Matriz de Evaluación de Riesgos de Shell, según se explica en la siguiente sección.

1.5.2.2.2 Evaluación de los Riesgos de los Peligros Identificados para los Peores Escenarios Creíbles, utilizando la Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM):

El procedimiento HAZID es seguido por una evaluación de los riesgos asociados con los peligros identificados. La RAM es una matriz que se usa para la evaluación cualitativa de riesgos. La matriz está basada en el concepto de aplicar la experiencia pasada de eventos o incidentes ocurridos en operaciones similares, para proveer una perspectiva de cómo esos riesgos pueden ser administrados en el futuro. La matriz RAM se encuentra dividida en regiones que representan riesgos que no son tolerables, aceptados con controles y tolerables. La priorización de escenarios a través de esta matriz RAM se establece en función de los rangos de frecuencia y las consecuencias adoptadas y reconocidas por Shell.

La **Figura 1-17** muestra la matriz RAM proporcionada en el Manual de HSE de Shell que se utilizó para calificar los riesgos asociados con los peligros identificados.

Figura 1-17 Matriz de Evaluación de Riesgos de Shell (RAM)

SEVERIDAD	CONSECUENCIAS				PROBABILIDAD				
	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente	A	B	C	D	E
					No se ha escuchado que ocurra en la industria	Se ha escuchado que ha ocurrido en la industria	Ha ocurrdido en la organización o ha ocurrido mas de una vez por año en la industria	Ha ocurrido en la locación o ha ocurrido mas de una vez por año en la organización	Ha ocurrido mas de una vez por año la locación
0	Sin lesiones o efectos a la salud	Sin daños	Sin efectos	Sin efectos					
1	Lesion leve o leve efecto en la salud	Daño leve	Efecto leve	Efecto leve					
2	Lesion menor o efecto menor en la salud	Daño menor	Efecto menor	Efecto menor					
3	Lesion mayor o efectos mayor en la salud	Daño moderado	Efecto moderado	Efecto moderado					
4	Incapacidad total permanente o hasta 3 muertes	Daño mayor	Efectos mayor	Efecto mayor					
5	Mas de 3 muertes	Daño masivo	Efectos masivo	Efecto masivo					

Fuente: HSE-PR-SEEM-008 – Procedimiento para la Administración de Peligros, Riesgos y Aspectos Ambientales.

El procedimiento general para la evaluación de riesgos utilizando la matriz RAM se describe a continuación:

- **Identificación de las consecuencias potenciales**: se identifican las consecuencias del “peor caso posible” que podrían desarrollarse a partir de la liberación del peligro bajo las condiciones prevalecientes;
- **Estimación de la severidad y la consecuencia potencial**: para cada consecuencia identificada se evalúa la severidad (0-5) en las cuatro categorías: Personas, Activos, Comunidades y Medio Ambiente;
- **Estimación de la probabilidad**: para cada consecuencia potencial, se estima la probabilidad de la consecuencia en los niveles de probabilidad de la A hacia la E. El nivel de probabilidad se juzga con base en experiencias pasadas. El enfoque hace referencia a la historia para determinar qué acciones se pueden o deben tomar para gestionar un riesgo en el futuro; y
- **Estimación de la clasificación del riesgo de la matriz RAM**: para cada consecuencia potencial, se determina la clasificación de riesgo de la matriz RAM aplicable para cada una de las categorías (Personas Activos, Comunidades y Medio Ambiente) producto de la severidad de la consecuencia y de la probabilidad.

A continuación, se describen las diferentes categorías de riesgo definidas a través de la matriz RAM:

Categoría de Riesgos Tolerables (áreas azul claro y oscuro de la matriz RAM)

Los riesgos que caen bajo las áreas azul claro y oscuro de la matriz RAM se consideran de prioridad baja y tolerables. Estos riesgos de bajo impacto no requieren acciones preventivas o correctivas adicionales. Estos riesgos representan una situación de riesgo tolerable, y los programas de trabajo deben continuarse para mantener la integridad en los niveles de protección. Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área azul claro de la matriz RAM son: 0-A, 0-B, 0-C, 0-D, 0-E, 1-A, 1-B y 2-A. Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área azul oscuro de la matriz RAM son: 1-C, 1-D, 1-E, 2-B, 2-C, 3-A, 3-B y 4-A.

Categoría de Riesgos ALARP (tan bajo como sea razonablemente factible, área amarilla de la matriz RAM)

Los riesgos que caen bajo el área amarilla de la matriz RAM son considerados como riesgos de prioridad media y baja probabilidad. Cuando sea razonablemente factible, estos riesgos se eliminan o se sustituyen por peligros de bajo riesgo. El principio de “tan bajo como sea razonablemente factible” (ALARP, por sus siglas en inglés) significa que el riesgo será reducido hasta donde sea razonablemente posible. La **Sección 1.5.2.3 Proceso ALARP** describe este concepto con mayor detalle. Shell utilizará un proceso de notificación y aprobación para garantizar que los riesgos se administran, además de establecer barreras suficientes para gestionar que estos riesgos se sitúen en un nivel ALARP. Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área amarilla de la matriz RAM son: 2-D, 2-E, 3-C, 3-D, 4-B, 4-C, 5-A, y 5-B.

Categoría de Riesgos de Prioridad Alta (área roja de la matriz RAM)

Los riesgos que caen bajo el área roja de la matriz RAM son considerados como riesgos de prioridad alta. Se requieren barreras de prevención para mitigar estos riesgos. Se tiene dos tipos de barreras: preventivas y de mitigación, según se muestra en la **Figura 1-18**. La herramienta Bowtie es una parte del proceso de identificación integral de barreras que Shell utiliza. El Bowtie es una herramienta de administración de riesgo cualitativa que se emplea para la comunicación gráfica de un evento de riesgo, sus causas, consecuencias y barreras. En la metodología Bowtie, una vez identificado el peligro se elige un “evento principal”. Este es el evento cuando se pierde el control sobre el peligro. No existe un daño o efecto negativo todavía, pero es inminente. Se identifican las amenazas que son la causa del evento principal. Así mismo, se identifican las consecuencias derivadas del evento principal. Puede haber más de una consecuencia para cada evento principal. La metodología Bowtie es, por consiguiente, empleada para identificar barreras con el propósito de prevenir un evento principal y reducir las consecuencias de los peligros identificados. En la **Sección 1.5.2.2.3, Metodología Bowtie** se proporcionan más detalles al respecto.

Las clasificaciones de severidad-probabilidad que corresponden al área roja de la matriz RAM son: 3-E, 4-D, 4-E, 5-C, 5-D y 5-E.

1.5.2.2.3 Metodología Bowtie

La administración de barreras contra accidentes es uno de los enfoques clave que Shell utiliza para gestionar sus principales eventos de riesgo.

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

El análisis de barreras en la administración de riesgos utiliza una combinación de equipo, procesos y procedimientos llevados a cabo por personal competente, así como barreras para prevenir condiciones que podrían surgir y permitir que un peligro se convierta en un evento indeseable. Si el evento indeseable ocurre, se implementarán más barreras para mitigar y minimizar las consecuencias negativas asociadas con el evento. Las barreras de prevención y mitigación se implementan para administrar el riesgo, tanto para evitar que el evento de riesgo ocurra, como para

mitigar y responder ante un evento de riesgo, en caso de que suceda, con el propósito de gestionar las consecuencias potenciales.

Una forma efectiva de analizar las consecuencias de un evento de peligro y las barreras implementadas para prevenir que el evento de peligro ocurra, es mediante el desarrollo de los análisis Bowtie asociados con cada evento de peligro. Durante la reunión de Evaluación de Riesgo realizada por el equipo multidisciplinario interno de Shell el 8 de febrero de 2019, se efectuó también un análisis relativo a la aplicación de la matriz RAM para la identificación de los riesgos, así como las barreras asociadas para cada peligro identificado. El equipo revisó los análisis Bowtie presentados en el Caso HSE de Deepwater Thalassa, Anexo 4.2: Diagramas Bowtie para los peligros identificados en esta sección. Los diagramas Bowtie asociados con los eventos de peligro se presentan en el **Capítulo 3** conjuntamente con las recomendaciones técnicas-operativas asociadas.

El análisis Bowtie permite una demostración integral con relación a las barreras de prevención y mitigación, apropiadas, robustas y sistemáticas implementadas, que a su vez informan acerca del proceso de planificación de acciones de riesgo, además de mejorar la administración de los riesgos clave para el negocio de Shell. De modo que se efectuaron los análisis Bowtie asociados con riesgos más comunes y persistentes en las actividades de perforación.

Shell ha evaluado los riesgos asociados con la construcción e intervención de un pozo costa afuera y otras actividades asociadas, así como los riesgos marinos. Shell ha identificado las barreras que deben implementarse para prevenir que eventos indeseables ocurran y para mitigar las consecuencias, en caso de que estos eventos llegaran a suceder. Las barreras se han identificado en colaboración con expertos multidisciplinarios en la materia, provenientes de toda la compañía. Para que sean efectivas, cada una de estas barreras requieren ser independientes de otras, y ser capaces de detener completamente el desarrollo de un escenario de riesgo, sin la asistencia de otras barreras, tareas o equipos adicionales. Las barreras de Shell consisten en tareas y actividades críticas bien definidas, lo cual mejora la calidad del sistema y análisis de barreras. Esto incluye medidas para mantener seguro al personal, tal como la prevención de igniciones, la extinción de incendios, la protección contra explosiones y el equipo de monitoreo de H_2S. Se implementarán procedimientos de evacuación y salida del personal. Además, se implementarán planes de respuesta a emergencias que definirán los procedimientos de respuesta ante emergencias, así como las medidas para la contención, recuperación y control de los hidrocarburos liberados.

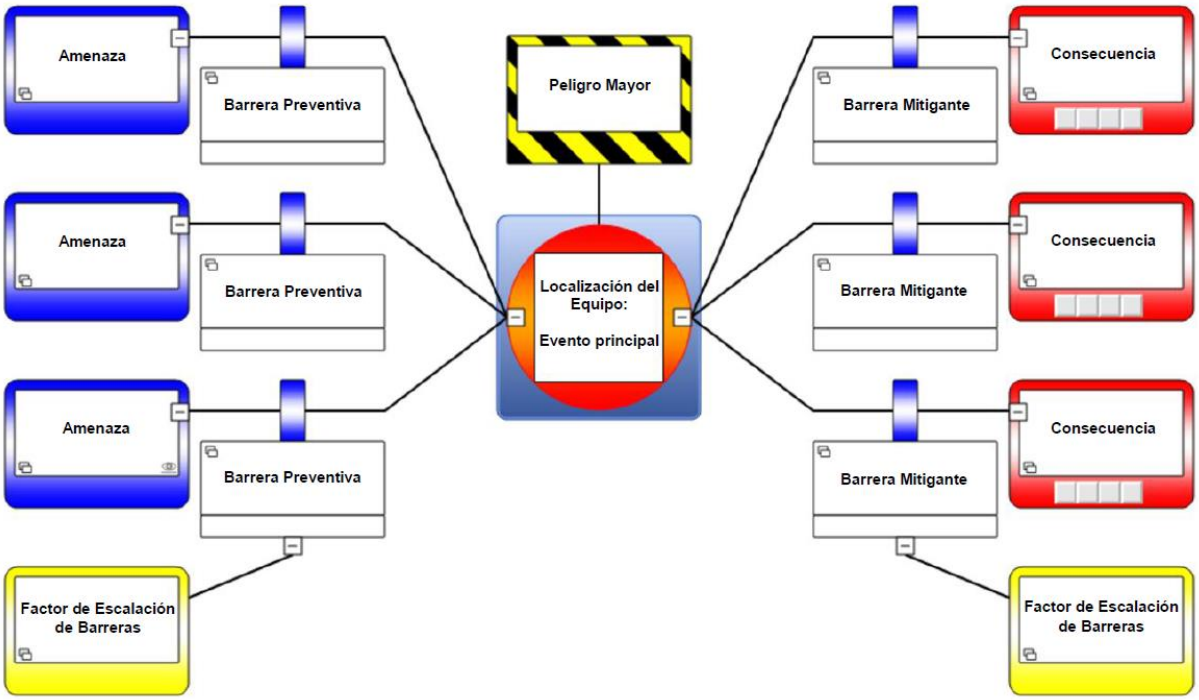
La administración de riesgos es un proceso dinámico. Los riesgos se reevalúan regularmente, y Shell busca continuamente mejorar su conocimiento relativo a las barreras, a fin de garantizar una estrategia robusta de administración de riesgos. Los eventos de riesgo potencial identificados para el Proyecto y descritos aquí, han sido identificados por especialistas en seguridad y personal de riesgo operacional dentro de Shell. Estos eventos se han evaluado con base en las tendencias y eventos históricos de la industria, así como en el programa de perforación propuesto.

La herramienta Bowtie es una parte del proceso de identificación integral de barreras que Shell utiliza. Los análisis Bowtie se desarrollan a través de los siguientes pasos:

1. Se identifican los peligros de una operación particular mediante el uso de una variedad de técnicas, incluyendo la Identificación de Peligros (HAZID).
2. Una vez que el peligro ha sido identificado, se elige un “Evento Principal”. Este es el evento cuando se pierde el control sobre el peligro. No existe un daño o efecto negativo todavía, pero es inminente.
3. Se identifican las amenazas que son la causa del evento principal. Pueden existir amenazas múltiples.
4. Se identifican las consecuencias producto del evento principal. Puede haber más de una consecuencia para cada evento principal.
5. Se determinan las barreras para controlar el escenario. Existen dos tipos de barreras: preventivas y de mitigación, según se ilustra en la **Figura 1-18** a cada lado del diagrama Bowtie.

Figura 1-18. Diagrama Bowtie

Lado izquierdo del Bowtie	Lado derecho del Bowtie
Barreras preventivas que eliminan la amenaza completamente o previenen que las amenazas se conviertan en un Evento Principal.	Barreras de mitigación para controlar o mitigar la pérdida de control. Están diseñadas para evitar que el Evento Principal se agrave en la última consecuencia.



Fuente: Transocean, 2016

1.5.2.3 Proceso ALARP

Shell utiliza un proceso de notificación y aprobación para garantizar que los riesgos se administren, además de establecer suficientes barreras para gestionar los riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente factible (ALARP).

La evaluación y calificación del riesgo se efectúa para considerar la probabilidad y el impacto de eventos específicos. Los riesgos se indican en una matriz que combinan la probabilidad y el impacto de los eventos, con el propósito de 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 dentro de la organización.

Los riesgos más importantes se reportan al director de operaciones de exploración y producción. Otros riesgos se notifican al vicepresidente de pozos regionales y a los gerentes de pozos de estas 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 estos 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 hayan sido identificados y evaluados.

1.5.2.4 Metodología para la Evaluación de Riesgos Ambientales

Como se mencionó en las secciones anteriores, se llevó a cabo una reunión multidisciplinaria en Shell el 8 de febrero de 2019, en donde se identificaron los peligros, además de discutir los análisis Bowties de Shell existentes, de modo que se escogieron los más apropiados para los escenarios presentados en este ERA. Estos escenarios se listan en la **Tabla 1-20.**

Se consideraron las sustancias descritas en los Listados AAR, proporcionadas en la **Tabla 1-21**. Dado que este es un Proyecto de perforación exploratoria, las características detalladas del yacimiento aún no son conocidas. Las cantidades de sustancias incluidas en los Listados AAR que se estiman presentes en el yacimiento de hidrocarburos, se ha utilizado para calcular los volúmenes de descarga que podrían alcanzar las cantidades de reporte según los Listados AAR. Estos volúmenes se han calculado y se encuentran indicados en la **Tabla 1-22**.

Cada uno de los escenarios indicados en la **Tabla 1-21**, ha sido comparado con los volúmenes que desencadenan niveles detectables según los Listados AAR. Si el escenario pudiera derivar en la liberación de sustancias mencionadas en los Listados AAR en cantidades de reporte, dicho escenario se registra en la **Tabla 1-24** como un escenario del ERA.

Para cada escenario del ERA se asignan valores de probabilidad y severidad, según el criterio de evaluación indicados en la **Figura 1-17** y **Tabla 1-25**.

1.5.2.5 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 incluso con los mejores controles es imposible eliminar todas las posibilidades de que un incidente ocurra.

La **Tabla 1-20** presenta los Eventos Principales que podrían desencadenar en una liberación de sustancias incluidas en los Listados AAR. Tomando en consideración las barreras que se implementarán para los peligros, es poco probable que cualquier amenaza de peligro resulte en un escenario de reventón, a menos que sea seguido por una falla total del BOP. En las amenazas de peligro que involucran la pérdida de control del pozo, el BOP será activado como una barrera secundaria y sólo una falla completa del BOP resultará en un reventón.

Tabla 1-20. Resumen de Eventos Principales, Amenazas y Consecuencias.

Escenario	Evento Principal / Consecuencia
Incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas somero previo al inicio de operaciones.	Liberación de gas poco profundo / Liberación encendida, múltiples fatalidades y daño ambiental
Equipo de perforación posicionado incorrectamente.	
Brote de fluidos del yacimiento sin riser. Preventor (BOP) en su lugar.	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental
Brote de fluidos del yacimiento con el Conductor. Preventor (BOP) en su lugar.	
Errores en el diseño o construcción del pozo.	
Brote de fluidos del yacimiento.	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental
Falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero.	
Condiciones climáticas extremas.	Pérdida de Posición / Pérdida de Control de Pozo (falla del riser), daño ambiental
Fallo de sistemas DP o propulsión.	
Condiciones climáticas extremas	Pérdida de estabilidad / Volteo (falla del riser), hundimiento (falla del riser), daño ambiental.
Cambios de peso no planeados/distribución/inundación de compartimento	
Cargas en cubierta	Pérdida de Integridad Hermética / Volteo (falla del riser), hundimiento, (falla del riser), daño ambiental.
Condiciones meteorológicas extremas	
Corrosión	

1.5.2.5.1 Lista de Actividades Altamente Riesgosas:

De acuerdo con el Artículo 30 de la LGEEPA, las autorizaciones para trabajos que pueden causar un desequilibrio ecológico requieren de una MIA. Si se realiza una actividad que involucre substancias descritas en los Listados AAR, también se requiere de un ERA.

Las actividades están definidas por el manejo de las sustancias incluidas en los Listados AAR, las cuales tienen definidas cantidades de reporte. La lista completa de AAR contiene cientos de sustancias, sin embargo, las sustancias de AAR relacionadas con el Proyecto y sus cantidades de reporte correspondientes se listan en la **Tabla 1-21**.

Tabla 1-21. Sustancias incluidas en los Listados de Actividades Altamente riesgosas

Sustancia	Cantidad de Reporte
Primer Listado de AAR – Sustancias Tóxicas	
Sulfuro de Hidrógeno	10 kg
Segundo Listado de AAR – Sustancias Inflamables y Explosivas	
Sulfuro de Hidrógeno	500 kg
Metano	500 kg
Etano	500 kg
Propano	500 kg
Butano	500 kg
Pentano	3,000 kg
Hexano	20,000 kg

Para cuantificar las cantidades que pudieran liberarse, se han estimado volúmenes de liberación para cada sustancia, los cuales se muestran en la **Tabla 1-22**. Dado que el Proyecto se encuentra en fase de exploración, todos los valores empleados en los cálculos son estimados, por lo que pueden variar significativamente de las propiedades del yacimiento actual.

Los especialistas de Shell han estimado las propiedades de los hidrocarburos del yacimiento del Pozo Tipo, con el propósito de proveer las proporciones esperadas de las sustancias listadas en la **Tabla 1-21**. La composición de los fluidos está basada en su análogo de la parte del Golfo de México de Estados Unidos, la cual tiene la más cercana GOR/API (Gas-Oil-Ratio/API) como se predice para este yacimiento. Lo anterior se utiliza para calcular el volumen de gas y petróleo requerido para alcanzar las cantidades de reporte de AAR. La **Tabla 1-22** muestra los volúmenes estimados correspondientes de petróleo y gas requeridos para alcanzar las cantidades de reporte de cada sustancia peligrosa.

Tabla 1-22. Límites de Liberación para Sustancias de AAR para el Yacimiento

	Sulfuro de Hidrógeno	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 de reporte indicada en Listados AAR (kg)	10	500	500	500	500	3,000	20,000
Volumen (m^3) para alcanzar la cantidad de reporte según Listados de AAR	7.0	748.5	395.6	265.7	200.9	4.8	30.5
% de gas del yacimiento	2%	66.29%	10.72%	10.37%	1.56%		
% de hidrocarburos del yacimiento						0.42%	1.57%
Volumen de gas del yacimiento para alcanzar las cantidades de reporte de AAR (m^3)	350	1,129.1	3,690.3	2,562.2	12,878.2		
Volumen de hidrocarburos del yacimiento para alcanzar las cantidades de reporte de AAR (m^3)						1,142.9	1,942.7

Para Shell, las sustancias con mayor probabilidad de llegar a las cantidades de reporte son, el sulfuro de hidrógeno, en caso de que este gas sea liberado, y el pentano, si los hidrocarburos son liberados. Los volúmenes de crudo y gas liberados que podrían desencadenar las cantidades de reporte son:

- 1,142.9 m^3 de petróleo crudo.
- 350 m^3 (en condiciones normales de presión y temperatura) del yacimiento de gas.

Dado que se desconocen las características del yacimiento, estos valores solo son indicativos e ilustran la “mejor estimación” disponible al momento de escribir este ERA. Los volúmenes de liberación de los peores escenarios creíbles se han estimado para cada uno de los escenarios de riesgo. La **Tabla 1-24** indica estos volúmenes y registra si éstos exceden las cantidades de reporte.

El informe de la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (IOGP, por sus siglas en inglés) sobre la Seguridad en los Procesos (práctica recomendada sobre los indicadores clave de desempeño, 2017) utilizan sustancias y cantidades de reporte similares con respecto a los Listados AAR, para categorizar los incidentes de la pérdida de contención primaria (LOPC, según sus siglas en inglés). Shell se adhiere a los estándares de la IOGP.

Para que los eventos sean registrados como Eventos de Seguridad del Proceso (PSE, por sus siglas en inglés), debe liberarse una cantidad mínima de material peligroso en el período de una hora. El Nivel 1 de PSE registra incidentes con las consecuencias más graves. El Nivel 2 de PSE registra incidentes con consecuencias menores.

Para gases y líquidos inflamables con puntos de ebullición por debajo de 35°C, las cantidades se encuentran alineadas con los Listados AAR. Los valores límite de crudo con gravedad API mayor que 15, resultan más conservadores que el equivalente mencionado en los Listados AAR para el pentano y el hexano (ver **Tabla 1-23**).

Tabla 1-23. Cantidades límite de liberación de materiales peligrosos según IOGP por la pérdida de contención primaria (LOPC)

Clase de material peligroso	Nivel 1[1]	Nivel 2[1]
Materiales de peligro tóxico por inhalación – incluye: Sulfuro de Hidrógeno (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 punto de ignición < 23°C (73°F), por ejemplo: Gas licuado del petróleo (LPG) Gas natural licuado (LNG)	≥ 500 kg	≥50 kg
Líquidos inflamables con punto de ebullición > 35°C (95°F) y punto de ignición < 23°C (73°F), por ejemplo: Petróleo crudo con gravedad API>15 API	≥ 7 bbl	≥ 0.7 bbl

[1] Cantidades de liberación al aire libre

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

Tabla 1-24. Resumen de Eventos peligrosos y Volúmenes Estimados de Liberación.

#	Escenario	Evento principal / Consecuencia	Volumen estimado y tipo de liberación	¿Mayor a cantidad de reporte (AAR)?	¿Mayor al límite IOGP?
1	Incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas somero previo al inicio de operaciones. Equipo de perforación posicionado incorrectamente	Liberación de gas poco profundo / Liberación encendida, múltiples fatalidades y daño ambiental	Cantidades rastreables del gas del yacimiento	No	No
2	Brote de fluidos del yacimiento sin riser / Preventor (BOP) en su lugar Brote de fluidos del yacimiento con el Conductor / Preventor (BOP) en su lugar Errores en el diseño o construcción del pozo	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental	~150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí
3	Brote de fluidos del yacimiento Falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero.	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Si
4	Condiciones climáticas extremas Fallo de sistemas DP o propulsión	Pérdida de Posición / Pérdida de Control de Pozo (falla del riser), daño ambiental	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí
5	Condiciones climáticas extremas Cambios de peso no planeados/distribución/inundación de compartimento	Pérdida de estabilidad / Volteo (falla del riser), hundimiento (falla del riser), daño ambiental.	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí
6	Cargas en cubierta Condiciones meteorológicas extremas Corrosión	Pérdida de Integridad Hermética / Volteo (falla del riser), hundimiento, (falla del riser), daño ambiental.	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Sí	Sí

1.5.2.5.2 Vida útil del Escenario, Estimaciones de Volumen y Consideraciones

Es muy poco probable que un reventón de pozo suceda. En el caso poco probable en el cual las medidas de control primarias y secundarias del pozo fallen, y se provoque un incidente de reventón, Shell iniciará una serie de medidas tan pronto como sea factible y cuando sea seguro hacerlo. Varias de estas medidas se desplegarán simultáneamente

para proporcionar una respuesta integral. Además, este enfoque proporciona un nivel de contingencia, de modo que, si las medidas de respuesta inicial no son exitosas, medidas adicionales estarán disponibles para ser desplegadas como respaldo:

- Intervención del BOP: la primera respuesta de Shell sería intentar las medidas de intervención directas destinadas a cerrar el BOP original. Shell mantendrá el equipo y los Vehículos Operados Remotamente (ROVs, por sus siglas en inglés) los cuales serán desplegados para intentar proveer la fuerza hidráulica para cerrar los arietes de corte directamente en el BOP. Se estima que una respuesta de intervención del BOP se efectuará inmediatamente como una medida de respuesta.
- Sistema de contención del pozo (Capping stack): Si se produjera un incidente de reventón seguido de una falla total del BOP, Shell iniciaría inmediatamente la movilización de un sistema primario de contención del pozo. Se estima que la movilización e instalación de la contención tomaría menos de 13 días.
- Pozo de alivio: A medida que las operaciones de contención del pozo se lleven a cabo, se ejecutarán Operaciones Simultáneas (SIMOPS, por sus siglas en inglés) para perforar un pozo de alivio. Un pozo de alivio es un pozo secundario que se perfora con la intención de interceptar el pozo del incidente en alguna distancia predeterminada por debajo del lecho marino. El propósito del pozo de alivio es neutralizar permanentemente el reventón del pozo mediante el bombeo de agua salada, lodo y concreto hacia el pozo con el incidente. Si el incidente es más grave, la respuesta del equipo de trabajo del pozo de alivio iniciará en paralelo con el equipo de trabajo del sistema de contención. Se estima que un pozo de alivio se realizará en menos de 90 días para el peor escenario creíble.

La modelación del derrame de hidrocarburos indicada en el **Capítulo 2** muestra los resultados para el escenario simulado de 30 días de descargas no controladas de petróleo crudo originadas en el lecho marino durante dos temporadas: Verano (abril a septiembre) e Invierno (octubre a marzo). Los 30 días de derrame no controlado se consideran como el Peor Escenario de Descarga Creíble (WCCD, por sus siglas en inglés) debido a que las operaciones de contención se estiman que tomen menos de 13 días para ejecutarse.

El proceso interno de Shell para calcular la velocidad de descarga del pozo en régimen permanente consiste en calcular el WCCD asociado con la pérdida del control del pozo, según se explica a continuación.

Para calcular la tasa del flujo de hidrocarburos por reventón, se utiliza un modelo integrado (desarrollado por Petroleum Experts), el cual abarca tanto el modelo del yacimiento como el modelo del pozo del flujo de salida. De esta manera, el efecto dinámico de la disminución en el tiempo puede capturarse en el pronóstico de 30 días para los volúmenes de descarga. El modelo del yacimiento se alimenta con todas las consideraciones representativas del subsuelo. En el caso de yacimientos múltiples dentro de una sola sección de perforación, los modelos de yacimientos múltiples serán conectados a un modelo de flujo de salida común.

Los modelos de yacimientos pueden consistir en modelos de depósitos con balance de material simple o modelos completos de simulación 3D, si éstos se encuentran disponibles. El uso de los modelos de depósitos con balance de material conectados perfectamente es conservador, pero será el método común para las etapas tempranas del Proyecto, donde la información detallada de campo es escasa. El modelo del pozo con el flujo de salida se basa en la referencia final del diseño del Pozo Tipo y utiliza las correlaciones de flujo apropiadas acorde con las velocidades del flujo potencialmente altas. El nodo superior del pozo se ubicará en el BOP, el cual, para aguas profundas estará instalado en el lecho marino. Se considerará la contrapresión basada en la profundidad del agua y en un gradiente de agua de 0.445 psi/pie. Se consideran tres escenarios diferentes de flujo de salida (agujero abierto, perforación de tubería y espacio anular); la tasa de descarga final calculada para el pozo es un promedio ponderado de la probabilidad de los tres escenarios.

1.5.2.6 Clasificación de Riesgos y Evaluación de Impactos

La matriz RAM mostrada en la **Figura 1-17** presenta los niveles de severidad y probabilidad utilizados en esta evaluación de riesgos. La evaluación considera la **probabilidad** de que un evento ocurra y la **severidad** potencial de las consecuencias al medio ambiente, en caso de que esto suceda.

La probabilidad de que un evento pasado ocurra nuevamente con sus efectos se juzga sobre una base cualitativa, considerando la probabilidad de que este evento ocurra en el futuro. La probabilidad asignada (de eventos pasados) se basa en datos históricos, los cuales pudieron no considerar todas las medidas de control implementadas. El Proyecto cuenta con amplias medidas de control para reducir la probabilidad de que un evento no planificado ocurra, pero la evaluación asume que no pueden descartarse todas las posibilidades de que un evento ocurra. Los niveles de probabilidad (A, B, C, D y E) de la matriz RAM se muestran en la **Figura 1-17**.

La severidad se basa en el daño potencial que puede afectar el medio ambiente. La **Tabla 1-25** contiene las definiciones de severidad utilizadas en esta evaluación de riesgos.

La evaluación de eventos no planificados en este ERA está diseñada para complementar la evaluación de impacto ambiental abarcada en la MIA, la cual será presentada al mismo tiempo que este documento. La evaluación del ERA tiene un alcance más limitado en donde se especifican los escenarios que pudieran liberar cantidades de reporte de las sustancias indicadas en los Listados de AAR.

A los escenarios de la **Tabla 1-24** se les han sido asignados valores de probabilidad y severidad, según se indica en la **Tabla 1-26**.

La severidad del evento no planificado se determina cualitativamente mediante el uso de las categorías descritas en la **Tabla 1-25**.

Tabla 1-25. Categorías del Nivel de Severidad para Eventos No Planificados

	Severidad	Definición
0	**Ningún efecto**	Sin afectar el medio ambiente.
1	**Efecto leve**	Leves daños al medio ambiente contenidos dentro de las instalaciones *Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:* • Pequeños derrames en el área de proceso o tanques que fácilmente se evaporan.
2	**Efecto menor**	Daño ambiental menor, pero ningún efecto duradero. *Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:* • Pequeño derrame en el sitio con potencial de dañar el medio ambiente que no tiene impacto fuera del sitio. • Contaminación del agua subterránea en el sitio con ningún potencial para la contaminación fuera del sitio. • Incumplimiento del límite permisible de un parámetro definido.
3	**Efecto moderado**	Daño ambiental moderado que persistirá o requerirá limpieza. *Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:* • Un derrame con potencial para dañar el ambiente que requiere la remoción y eliminación de más de 100 m^3 de tierra/arena impactada. • Un derrame con potencial para dañar el medio ambiente que alcanza el agua superficial fuera del sitio. • Contaminación de aguas subterráneas fuera del sitio. • Efectos o daños en el hábitat y/o ecología fuera del sitio, por ejemplo, la muerte de peces o la vegetación dañada. • Excedencia repetida del límite de emisión reglamentario o de otro prescrito por más de 3 meses y/o, con efecto potencial a largo plazo.
4	**Efecto importante**	Daños severos medioambientales que requerirán medidas extensivas para restablecer los usos beneficiosos del medio ambiente. *Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:* • Un derrame al agua con potencial para llegar a una orilla y causar daño al medio ambiente. Contaminación de la superficie o del agua subterránea en un área extensa fuera del sitio. • Respuesta de emergencia de derrames de petróleo nivel 2 requerido (acorde con el Plan de Respuesta a Derrames del Proyecto). • Efectos o daños en el hábitat y/o ecología fuera del sitio por más de un año. • Excedencia repetida del límite de emisión reglamentario o de otro prescrito por más de un año.
5	**Efecto masivo**	Daño persistente severo al medio ambiente que conducirá a la pérdida de recursos naturales en un área amplia. *Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a:* • Un derrame que resulta en la contaminación de una gran zona de humedales, océano, parte de un estuario del río de la playa/hábitat costero. • Respuesta de emergencia de derrames de petróleo de nivel 3 requerido (acorde con el Plan de Respuesta a Derrames del Proyecto). • Efectos o daños persistentes en el hábitat y/o la ecología fuera del sitio con un probado efecto a largo plazo.

Tabla 1-26. Resumen de la Evaluación de Riesgos (Probabilidad y Severidad)

#	Escenario	Evento principal / Consecuencia	Volumen estimado y tipo de liberación	Probabilidad	Severidad
1	Incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas somero previo al inicio de operaciones. Equipo de perforación posicionado incorrectamente.	Liberación de gas poco profundo / Liberación encendida, múltiples fatalidades y daño ambiental	Cantidades rastreables del gas del yacimiento	C	4
2	Brote de fluidos del yacimiento sin riser / Preventor (BOP) en su lugar. Brote de fluidos del yacimiento con el Conductor / Preventor (BOP) en su lugar. Errores en el diseño o construcción del pozo.	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental	~150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	B	5
3	Brote de fluidos del yacimiento. Falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero.	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	B	5
4	Condiciones climáticas extremas. Fallo de sistemas DP o propulsión.	Pérdida de Posición / Pérdida de Control de Pozo (falla del riser), daño ambiental	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	B	5
5	Condiciones climáticas extremas Cambios de peso no planeados/distribución/inundación de compartimento	Pérdida de estabilidad / Volteo (falla del riser), hundimiento (falla del riser), daño ambiental.	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	B	5
6	Cargas en cubierta Condiciones meteorológicas extremas Corrosión	Pérdida de Integridad Hermética / Volteo (falla del riser), hundimiento, (falla del riser), daño ambiental.	150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	B	5

** Los valores de reventón de pozo se basan en una tasa promedio de 30 días. La tasa inicial sería de 23,848 m^3/día.*

1.5.2.7 Jerarquización de Escenarios

La RAM de Shell (**Figura 1-17**) y los niveles de severidad para eventos no planificados (**Tabla 1-25**), se combinaron para proporcionar una matriz para la significancia de los escenarios. Los escenarios han sido incluidos en la matriz para clasificarlos como: sin importancia, menores, moderados o de mayor significancia.

Cada escenario del Resumen de Eventos Peligrosos, **Tabla 1-26**, ha sido colocado en la matriz de Importancia del Escenario, **Tabla 1-28**, según su clasificación de severidad y probabilidad. Los escenarios de mayor importancia son los escenarios de reventón de pozos, y falla en el riser, todos clasificados como “mayores” (B5), que si bien, éstos son extremadamente poco probables, las severidad del impacto sería significativa si llegaran a ocurrir.

Tabla 1-27. Importancia del Escenario (Marco de Calificación)

		Probabilidad del Impacto				
		A	**B**	**C**	**D**	**E**
Severidad del Impacto	**0**	Sin importancia	Sin importancia	Sin importancia	Sin importancia	Sin importancia
	1	Sin importancia	Sin importancia	Menor	Menor	Menor
	2	Sin importancia	Menor	Menor	Moderada	Moderada
	3	Menor	Menor	Moderada	Moderada	Mayor
	4	Menor	Moderada	Moderada	Mayor	Mayor
	5	Mayor	Mayor	Mayor	Mayor	Mayor

Tabla 1-28. Importancia del Escenario (Calificación actual)

		Probabilidad del Impacto				
		A	**B**	**C**	**D**	**E**
Severidad del Impacto	**0**					
	1					
	2					
	3					
	4			1		
	5		2,3,4,5,6			

Es importante señalar que la identificación y la evaluación de los riesgos realizada en esta sección, tienen un enfoque particular en el impacto al medio ambiente, como lo es la liberación no controlada de hidrocarburos. Sin embargo, las consecuencias de los eventos aquí analizados, pueden impactar severamente al personal y a los activos de la compañía, por lo que dichas consecuencias (incendio o explosión), son analizadas por medio de radios de afectación de inflamabilidad, explosión y toxicidad en el **Capítulo 2** (conforme a la Guía de SEMARNAT y Guía de ASEA). Debido a que el Proyecto se realiza costa afuera (a aproximadamente 280 km de la costa más cercana) y a que los trabajos de perforación para prospectos adicionales no se realizarán de manera simultánea, no se consideraron interacciones de riesgo, por lo que el riesgo a la comunidad no es evaluado para las consecuencias de explosión e incendio, y solamente se limita al buque de perforación.

Sin embargo, para el evento de liberación no controlada de hidrocarburos, sí se considera el riesgo a la comunidad, en términos de probabilidad de presencia de hidrocarburos y tiempos de arribo a la costa. Dichos resultados se presentan a continuación.

2.0 Descripción de las Zonas de Protección En Torno a las Instalaciones

En esta sección se describen los resultados de la simulación numérica de las consecuencias de los eventos principales identificados en el **Capítulo 1**, **Sección 1.5,** siendo el incendio (de ahora en adelante, dardo de fuego) y la explosión en el buque de perforación. Como causa principal en las simulaciones, el origen se deriva de una falla en el riser, la cual pudiera provenir de diferentes eventos principales como: pérdida de posición y/o del control del pozo, pérdida de estabilidad de la embarcación o pérdida de integridad hermética (ver **Tabla 1-26**, **Sección 1.5** Análisis y Evaluación de Riegos). Los resultados de estas simulaciones se expresan en radios potenciales de afectación para inflamabilidad, explosividad y toxicidad, de acuerdo a los criterios determinados en la Guía de SEMARNAT y Guía de ASEA y se discuten en la **Sección 2.1**.

Adicionalmente a estos escenarios, se presenta la simulación del evento de la liberación no controlada de hidrocarburos en el caso de un reventón de pozo (**Sección 2.2**) y su potencial impacto en el Golfo de México y las costas de la República Mexicana, en donde se contemplan las Áreas Sensibles que pudieran ser impactadas. Dicho evento, pudiera ser resultado de diversos escenarios, tales como brote de fluidos del yacimiento, equipo de perforación posicionado incorrectamente, errores en el diseño de construcción del pozo y falla en la tubería flexible y línea de acero (ver **Tabla 1-26**, **Sección 1.5 Análisis y Evaluación de Riegos**). Los resultados se discuten en la **Sección 2.2**.

2.1 Radios Potenciales de Afectación

2.1.1 Simulación de Escenarios

Para simular y estimar los radios de afectación durante un dardo de fuego o una explosión debido a una falla en el riser, se utilizó la herramienta de modelación de consecuencias PHAST versión 8.11, desarrollado por la compañía DNV GL. El modelo incluye los siguientes supuestos generales, los cuales se ven reflejados en los resultados:

1. El radio de afectación por radiación térmica no considera el efecto de la radiación solar o cualquier protección u obstrucción física.
2. El radio de afectación es la distancia radial máxima desde la fuente de liberación en todas las condiciones de viento y todos los escenarios posibles.
3. La explosión es generada por medio de una fuente de ignición presente dentro de los primeros 60 segundos a partir de una liberación del gas inflamable, tiempo durante el cual el tamaño máximo de una nube de gas es alcanzado.
4. El Método Multi-Energía (MEM, por sus siglas en inglés) es utilizado para obtener valores de sobrepresión en explosiones de alto nivel. El coeficiente de energía TNO 7, de la Organización de los Países Bajos para la Investigación Científica Aplicada, es utilizado para representar de manera realista, el peor escenario para una geometría normal de planta (incluyendo las instalaciones de prueba de pozo). Los valores para los radios de sobrepresión en explosiones son independientes de las condiciones climáticas.

La memoria de cálculo mostrando los datos de entrada y configuración del modelo se anexa en el **Capítulo 5**.

2.1.2 Criterios para Definir las Zonas de Protección

Los criterios para definir las zonas de protección (alto riesgo y de amortiguamiento) del modelo se muestran en la **Tabla 2-1**. Estos son establecidos tanto por la Guía de la SEMARNAT como por la Guía de ASEA.

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

Consecuencia	Zona		
	Alto Riesgo para el Equipo	**Alto Riesgo**	**Amortiguamiento**
Inflamabilidad (Radiación Térmica)	12.5 – 37.5 kW/m2	5 kW/m2	1.4 kW/m2
Explosividad (Sobrepresión)	0.0210 – 0.70 kg/cm2	0.070 kg/cm2	0.035 kg/cm2
	3 – 10 lb/pulg^2	1 lb/pulg^2	0.5 lb/pulg^2
Toxicidad (Concentración)	-	IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) o TLV (15 min, STEL) (ppm)

Fuente: Guía para la Presentación del Estudio de Riesgo: Modalidad Análisis de Riesgo de la 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 que se muestran en la **Tabla 2-2**

Tabla 2-2. Umbrales para Radiación Térmica

Radiación Térmica (kW/m^2)	Descripción
1.4 (zona de amortiguamiento)	Umbral en el cual el personal puede encontrarse normalmente trabajando. El personal con ropa de trabajo adecuada puede ser expuesto continuamente.
5 (zona de alto riesgo)	Intensidad máxima de radiación calorífica en áreas donde las acciones de emergencia deberán ser aplicadas en menos de 30 s para personal con ropa de trabajo adecuada pero sin protección adicional.
12 (alto riesgo para el equipo – límite inferior)	Mínima energía requerida para la ignición pilotada de la madera y la fusión de tubos de plástico.
37.5 (alto riesgo para el equipo – límite superior)	Suficiente para causar daños al equipo del proceso.

Fuente: Estándar API 521 (2014): Sistemas de Descompresión y Alivio de Presión.

La Administración de Seguridad y Salud Ocupacional (OSHA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos define un Peligro Inmediato para la Vida o la Salud Humana (IDLH, por sus siglas en inglés) como “una concentración atmosférica de cualquier sustancia tóxica, corrosiva o asfixiante, la cual representa una amenaza inmediata a la vida, o podría causar efectos irreversibles o retardados para la salud, o podría interferir con la capacidad del individuo para escapar de una atmósfera peligrosa”. El valor de IDLH del sulfuro de hidrógeno (H_2S) es de 100 ppm el cual es establecido por el Instituto Nacional para la Seguridad y Salud Ocupacional (NIOSH, 1994).

El Valor Umbral Límite - Media Ponderada en el Tiempo (TLV-TWA, por sus siglas en inglés) se define como “la concentración media ponderada en el tiempo, para una jornada laboral normal de trabajo de 8 horas y una semana laboral de 40 horas.” Casi todos los trabajadores pueden estar expuestos repetidamente, día tras día, a estas concentraciones sin efectos adversos. Los TLV de Límite de Exposición a Corto Plazo (STEL, por sus siglas en inglés) son concentraciones medias ponderadas en un tiempo de 15 minutos para una jornada laboral normal de 8 horas y una semana laboral de 40 horas. Todos los trabajadores deberán ser capaces de soportar hasta cuatro exposiciones por día de concentraciones TLV-STEL sin efectos adversos si es que no se supera el TLV-TWA. Los valores establecidos para el umbral TWA de 8 horas y el perteneciente a la exposición de corto plazo de sulfuro de hidrógeno son de 10 ppm y 15 ppm, respectivamente, lo cual se puede observar en la Hoja de Datos de Seguridad en el **Capítulo 5**.

2.1.3 Condiciones de la Simulación

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

Tabla 2-3. Condiciones Atmosféricas

Parámetro	Valor
Temperatura Ambiente	25°C
Humedad Relativa	70%
Estabilidad de Pasquill / Velocidad del Viento (m/s)	F2, D5, D10

Las Clases de Estabilidad de Pasquill-Gifford (Pasquill, 1961) representan las condiciones climáticas en el sitio. La clasificación D5/D10 representa condiciones neutrales, parcialmente soleado/nublado con velocidades de viento de 5 m/s o 10 m/s, respectivamente. Esto representa las condiciones diurnas típicas y es el estado meteorológico observado con mayor frecuencia. La clasificación F2 representa condiciones estables de clima con una velocidad de viento menor a los 2 m/s. Esta representa condiciones típicas de claridad y calma.

2.1.4 Escenarios – Dardo de Fuego y Explosión por Fallo en el Riser

2.1.4.1 Definición

Este escenario se presenta como un fallo en el riser resultando como en una explosión a nivel del buque de perforación (MODU). Este escenario, aunque sea improbable, representa el peor escenario posible cuando hay liberación de gases inflamables. Una liberación de gases importante en el lado superior del riser, podría conducir a condiciones de explosión provocando daños a la MODU, el mismo riser y/o el conjunto de preventores (BOP).

Las condiciones de operación típicas de los risers se presentan en la **Tabla 2-4**.

Tabla 2-4. Condiciones de Operación del Riser del Pozo

Parámetro	Valor
Temperatura	121°C
Presión	11,270 lb/pulg^2
Dirección de la liberación	Vertical

2.1.4.2 Dardo de Fuego y Explosión

Si un incidente con ignición inmediata ocurriera, existe el riesgo de un escalamiento debido a que otros equipos se dañarían en la explosión. Para el peor escenario de explosión por falla en el riser, el radio de la explosión sería de 147 m con en una sobrepresión de 200 mbar (~3 lb/pulg^2), y de 63 m con una sobrepresión de 700 mbar (~10 lb/pulg^2). El equipo encontrado dentro del rango de los 63 m podría experimentar algún tipo de daño. Si el daño al equipo causara más fugas de líquidos o gases inflamables, existe el riesgo de un escalamiento del incendio y/o explosión.

Los resultados del modelo PHAST para los escenarios de incendio y explosión se encuentran resumidos en la **Tabla 2-5** y **Tabla 2-1,** respectivamente. El radio de afectación para ambos escenarios se muestra en la **Figura 2-1** y **Figura 2-2**, respectivamente.

Tabla 2-5. Radios de Afectación por radiación térmica para Dardo de Fuego

#	Escenario	Diámetro de la fuga (Pulgadas)	Velocidad del Viento (m/s)	Alto Riesgo al Equipo (límite superior) – 37.5 kW/m^2	Alto Riesgo al Equipo (límite inferior) – 12.5 kW/m^2	Alto Riesgo – 5 kW/m^2	Amortiguamiento – 1.4 kW/m^2
1	Dardo de fuego por Falla en el Riser	19.25	2	1 m	17 m	53 m	110 m
			5	7 m	40 m	63 m	113 m
			10	31 m	48 m	71 m	119 m

Figura 2-1. Radios de Afectación para Dardo de Fuego

Se muestran los diferentes radios para cada categoría mostrada en la Tabla 2-5. Eje de las abscisas, distancia en dirección del viento. Eje vertical, distancia perpendicular a la dirección del viento.

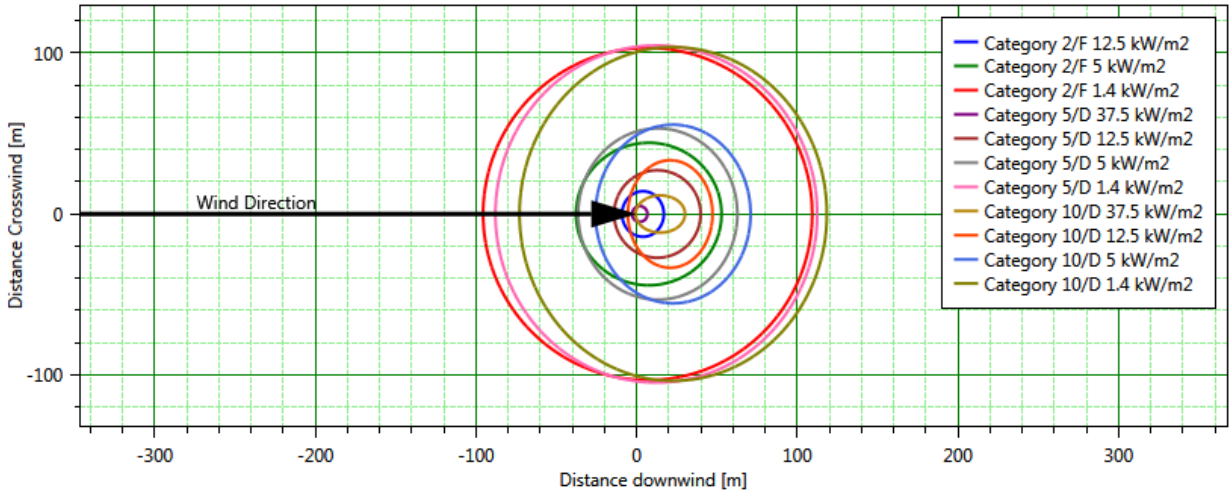
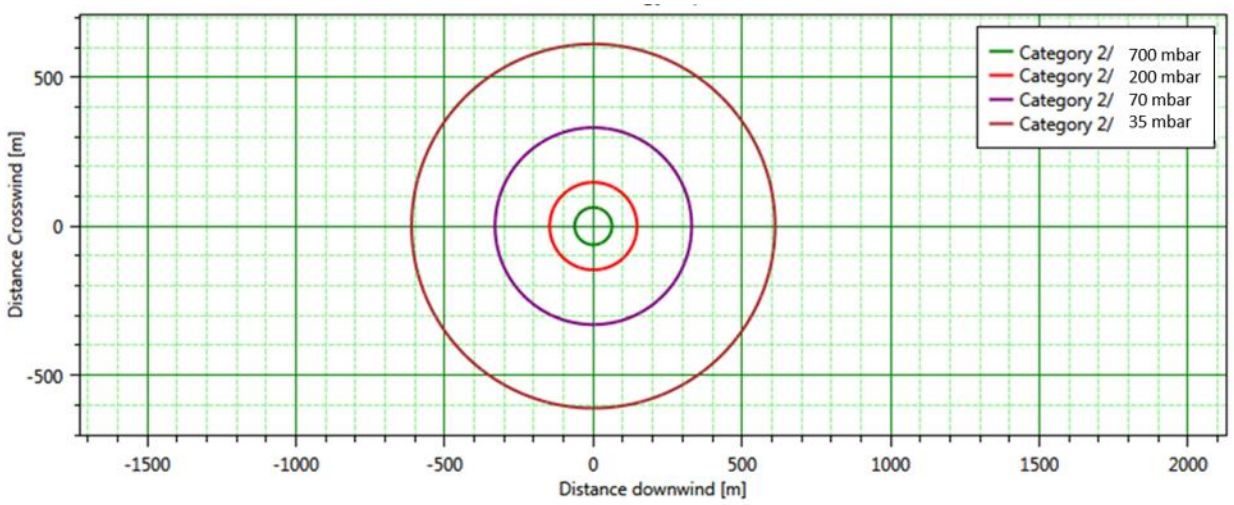


Tabla 2-6. Radios de Afectación por sobrepresión de la Explosión

#	Escenario	Gas Liberado (kg)	Alto Riesgo al Equipo (límite superior) – 700 mbar	Alto Riesgo al Equipo (límite inferior) – 200 mbar	Alto Riesgo – 70 mbar (1 lb/pulg^2)	Amortiguamiento – 35 mbar (0.5 lb/pulg^2)
1	Explosión por fallo en el Riser	1,398	63 m	147 m	331 m	612 m

Figura 2-2. Radios de Afectación para Explosión

Se muestran los diferentes radios para cada categoría mostrada en la Tabla 2-6. Eje de las abscisas, distancia en dirección del viento. Eje vertical, distancia perpendicular a la dirección del viento.



El dardo de fuego resultante tiene un radio de afectación de alto riesgo al equipo (límite inferior) de 17 m con una velocidad del viento de 2 m/s. Para esta velocidad, el límite superior para la zona de afectación con un alto riesgo para el equipo sería una distancia de 1 m, con gran parte del calor dirigido hacia arriba en lugar de hacia el exterior o hacia otro equipo de perforación. A velocidades de viento mayores, el calor se dirige a favor del viento, causando un alto riesgo para los equipos (límite superior), con radios extendiéndose hasta los 7 m a 5 m/s y a 31 m con una velocidad de 10 m/s a favor del viento. La zona de alto riesgo y la zona de amortiguamiento se encuentran a 53 m y 110 m, respectivamente, con una velocidad del viento de 2 m/s.

Para el caso de explosión, las zonas de alto riesgo para el equipo, límite superior y límite inferior, fueron de 63 m y 147 m, respectivamente. La zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) y la zona de amortiguamiento (0.5 lb/pulg^2) fueron de 331 m y 612 m, respectivamente.

2.1.4.3 Dispersión Tóxica

Como información adicional, se contempló la dispersión tóxica de H_2S, ya que si un incidente ocurriera sin ignición, entonces existe el riesgo de una dispersión tóxica.

Se considera que una liberación de hidrocarburo contiene máximo 2% vol H_2S (*i.e.,* 20 000 ppm) el cual es un estimado conservador.

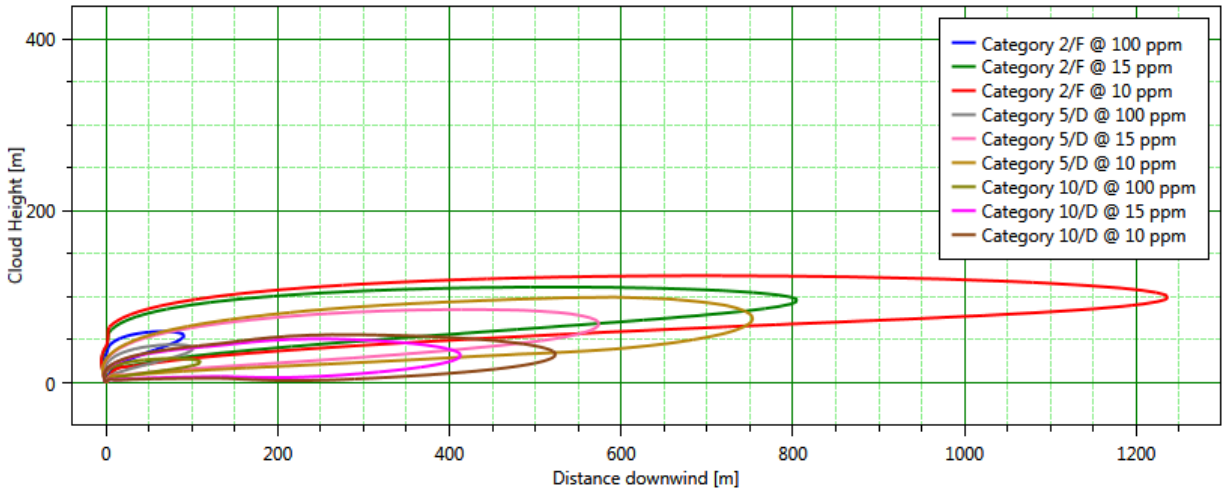
Los resultados de la modelación en PHAST para un escenario tóxico se resumen en la **Tabla 2-7**. Los radios de afectación se muestran en la **Figura** 2-3.

Tabla 2-7. Radios de Afectación por Toxicidad

#	Escenario	Diámetro de la fuga (Pulgadas)	Condiciones Climáticas	Alto Riesgo (IDLH)	Zona de Amortiguamiento (TLV)
1	Explosión por Fallo en el Riser	19.25	F2	90 m	STEL (15 ppm): 805 m TWA (10 ppm): 1,238 m
			D5	102 m	STEL (15 ppm): 575 m TWA (10 ppm): 754 m
			D10	111 m	STEL (15 ppm): 413 m TWA (10 ppm): 524 m

Figura 2-3. Radios de Afectación por Toxicidad (Perfil)

Se muestran los diferentes radios para cada categoría mostrada en la Tabla 2-7. Eje de las abscisas, distancia en dirección del viento. Eje vertical, altura de la nube tóxica



La dispersión resultante de H_2S por falla en el riser no presenta ningún riesgo para el equipo. Para condiciones de clima F2, D5 y D10, la zona de alto riesgo (IDLH) se encuentra a una distancia de 90 m, 102 m y 111 m, respectivamente, las cuales podrían afectar al personal en la MODU. La zona de amortiguamiento se extiende hasta 1,238 m para un límite de exposición a largo plazo (TWA), y 805 m para una exposición a corto plazo (STEL) considerando una estabilidad climática de F2, la cual puede llegar a poco más de 100 m sobre el nivel del mar.

2.1.4.4 Interacciones de Riesgo

Debido a que las actividades de exploración se llevan a cabo costa fuera, aproximadamente a 280 km de la costa más cercana, no existen áreas pobladas cercanas u otras instalaciones o infraestructura que se encuentren dentro de las zonas de peligro de incendio o explosión. Por lo que no se contemplan interacciones de riesgo. Cabe señalar que los trabajos de perforación de los prospectos adicionales dentro del Área Contractual no se realizarán de forma simultánea.

De acuerdo con los valores para los radios de afectación establecidos en la Guía de SEMARNAT y en la Guía de ASEA (**Tabla 2-1**), el radio de la zona de amortiguamiento para explosión fue de 612 m, el cual es aún más conservador que el radio de la zona de seguridad de 500 m para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras (DOF, 2016), por lo que los riesgos determinados por los radios de afectación se encuentran limitados específicamente al buque de perforación (MODU).

Dentro de las instalaciones del Proyecto, existe riesgo a la vida en caso de que las consecuencias antes mencionadas sucedan. Se considera un máximo de 200 personas que pueden encontrarse en la MODU, sin embargo, durante operaciones normales se espera que únicamente 10 empleados se encuentren en el piso del equipo de perforación. En el escenario de que ocurriera una falla en el riser causando la explosión, existe el potencial de fatalidades afectando al personal en el piso de perforación. Se asume que el personal fuera de la zona de alto riesgo (1 lb/pulg^2) podría sobrevivir al evento y de acuerdo a eventos ocurridos anteriormente, podría escapar al mar de forma segura. La probabilidad de un escenario de explosión se basa en la frecuencia de eventos de explosión de SINTEF, basado en datos históricos para pozos típicos:

- La frecuencia de la explosión por actividades de perforación en aguas profundas por pozo perforado es = 1.2×10^{-4} (Lloyd's Register, 2017)
- La probabilidad promedio de una ignición inmediata = 0.2 (UKOOA 1999, Modelo 27)

Considerando estos datos, la probabilidad en general de una explosión reventón de pozo con ignición inmediata = 2.4×10^{-5} por año.

2.2 Liberación No Controlada de Hidrocarburos en el Mar

Esta sección presenta los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos elaborado por RPS Ocean Science (de aquí en adelante, RPS) en representación de Shell, evaluando la trayectoria y destino de los eventos potenciales de liberación de hidrocarburos debido a un reventón de pozo en el lecho marino en la posición del Pozo Tipo en el Área Contractual. Las siguientes secciones describen los detalles de la modelación (datos metoceánicos, umbral de espesor de la capa de crudo, configuración del modelo y los escenarios modelados), seguidos por los resultados del modelo (con una especial atención en áreas de protección prioritarias como Áreas Naturales Protegidas y Sitios Ramsar que pudieran ser impactados). Los resultados del modelo se presentan como mapas de probabilidad acumulativa del afloramiento del hidrocarburo en la superficie del mar y la probabilidad de arribo del mismo a las costas.

2.2.1 Detalles de la Modelación

La modelación de las posibles trayectorias de una liberación no controlada de hidrocarburos fue conducida para evaluar los efectos de los escenarios potenciales de derrame que podrían surgir por parte del Proyecto (consultar la **Sección 1.5.2.6**, **Clasificación de Riesgos y Evaluación de Impactos**).

El objetivo fue evaluar la probabilidad de la huella de los hidrocarburos acumulados, y los potenciales efectos asociados con los diferentes escenarios dependiendo de las condiciones oceanográficas y meteorológicas (de ahora en adelante, metoceánicas).

La modelación llevada a cabo por RPS, en representación de Shell, se realizó con el software de modelación de liberación de hidrocarburos OILMAP. El modelo OILMAP Deep fue utilizado para simular una descarga continua en la ubicación del Pozo Tipo utilizando una velocidad de descarga definida y las características del crudo liberado (relación gas-aceite) para determinar la geometría de la pluma de hidrocarburos así como el tamaño de las gotas de crudo en la columna de agua (ver memorias de cálculo en el **Capítulo 5**). El modelo OILMAP fue utilizado después en modo estocástico para calcular la probabilidad de la huella del hidrocarburo liberado en la superficie del mar y en la costa a partir de las condiciones metoceánicas. Adicionalmente, se obtuvieron estimaciones del tiempo requerido (en días) para que el hidrocarburo aflore en la superficie y haga contacto con la costa.

Las suposiciones utilizadas en esta modelación fueron conservadoras y no consideran otras medidas de respuesta a emergencias para contener o recuperar el crudo. Las medidas de respuesta y de emergencia ante un evento de liberación no controlada de hidrocarburos, se describen en el **Capítulo 3** de este documento y en el Capítulo 6 de la MIA para este Proyecto.

Las memorias de cálculo y configuración del modelo se proporcionan en el **Capítulo 5.**

Esta sección describe la modelación del peor escenario de la liberación no controlada de hidrocarburos; en el cual, se supone una reventón de pozo liberando una cantidad de 150,000 barriles diarios (bbl/día) por 30 días (4,500,000 bbl/días en total) de crudo medio en la localización del Pozo Tipo en el Área Contractual (**Tabla 2-8**). Los volúmenes de descarga fueron estimados por Shell basados en las características previstas del yacimiento como se detalló en la **Sección 1.5.2.5.2**.

Tabla 2-8. Ubicación del Sitio de Derrame Modelado

Nombre del Sitio	Área Contractual	Comentarios	Latitud	Longitud	Profundidad
Pozo Tipo	CS-G01	Pozo Submarino	21.290°	-93.710°	2,757 m

Para simular de forma precisa el destino de la liberación no controlada de hidrocarburos en el océano, una evaluación extensa de las condiciones metoceánicas fue necesaria. Las corrientes marinas y el arrastre del viento son los principales agentes forzantes que controlan el destino de los hidrocarburos en el océano. Como se mencionó en la **Sección 1.1.2.1 Temporadas** y la **Sección 1.1.2.7 Patrones de Circulación**, existen dos patrones distintivos en las corrientes superficiales del océano, los cuales son consistentes e identificables en una escala de tiempo decenal. Estos periodos corresponden a la temporada de secas y de lluvias para los siguientes meses:

- Abril a Septiembre: Temporada de Lluvias
- Octubre a Marzo: Temporada de Secas

Para este estudio, los datos de viento se obtuvieron del Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima (CFSR, por sus siglas en inglés) del Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos (NCEP, por sus siglas en inglés) para un periodo de diez años (2001-2010). Los datos de reanálisis de corrientes en el Golfo de México, fueron obtenidos del Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano (HYCOM, por sus siglas en inglés) para un periodo de 10 años (2001-2010), proveniente del Laboratorio Naval de Investigación de los Estados Unidos (Halliwell, 2004). Los parámetros correspondientes al escenario de liberación no controlada de hidrocarburos se presentan en la **Tabla 2-9**.

Tabla 2-9. Parámetros del Escenario de Liberación no Controlada de Hidrocarburos

Identificación del Escenario	Sitio del Reventón de Pozo	Tipo de Crudo	Evento	Temporada	Descarga	Duración.	Volumen Total Liberado
1	Área Contractual–Pozo Tipo	Crudo Medio	Reventón de Pozo	Lluvias	150,000 (bbl/día)	30 días	4,500,000 bbl
2	Área Contractual–Pozo Tipo	Crudo Medio	Reventón de Pozo	Secas	150,000 (bbl/día)	30 días	4,500,000 bbl

Se utilizaron dos umbrales de espesor de la capa de crudo en las modelaciones para determinar cuándo la probabilidad de afloramiento en la superficie marina y de arribo a la costa se vuelve "significativa". Para cada escenario, los umbrales fueron definidos a partir de publicaciones científicas arbitradas. Las justificaciones de cada umbral se muestran en la **Tabla 2-10**.

Tabla 2-10. Umbrales de la Modelación de Derrame de Hidrocarburos

	Afloramiento de Hidrocarburo en la Superficie del Mar	**Arribo del Hidrocarburo a las Costas**
Umbral	0.01 mm (10.0 µm o 10.0 g/m^2)	0.1 mm (100.0 µm o 100.0 g/m^2)
Justificación	Se observan efectos letales en aves marinas en este umbral. Impactos subletales a mamíferos marinos, tortugas marinas y parches de Sargazo flotantes.	Este espesor proporciona un umbral de proyección para impactos potenciales ecológicos en la flora y fauna costera, con base en la síntesis de la literatura se demuestra que la vida costera ha sido afectada con este grado de presencia de hidrocarburos. Impactos letales a invertebrados intermareales en sustratos sólidos y en sedimentos. Umbral con efectos letales para aves en la línea costera.
Apariencia Visual	El crudo fresco con este espesor corresponde a una capa marrón oscuro o con brillo metálico.	Puede aparecer como una capa negra y opaca.
Referencias	French et al. 1996; French McCay et al. 2009 (con base en la revisión de Engelhardt 1983, Clark 1984, Geraci y St. Aubin 1988, y Jenssen 1994 en los efectos de hidrocarburos en aves acuáticas y mamíferos marinos); French McCay *et al.,* 2011; French McCay *et al.,* 2012; French McCay 2016	French *et al.*, 1996; French-McCay, 2009; French McCay *et al.,* 2011; French McCay *et al.,* 2012; French McCay 2016

2.2.2 Resultados de la Modelación Estocástica

Los resultados de las simulaciones estocásticas que se presentan a continuación, incorporan la variabilidad temporal y espacial de los parámetros metoceánicos, proporcionando un entendimiento general de las posibles trayectorias de los hidrocarburos liberados y su potencial distribución en el Golfo de México. Como se describió anteriormente, los resultados asumen el peor escenario de derrame con una velocidad de descarga de 150,000 bbl/día, persistiendo durante 30 días. El tiempo de persistencia de 30 días está basado en una medida conservadora de respuesta, ya que las operaciones de taponamiento y contención del pozo (las cuales serán desplegadas después de un fallo en el BOP) es de aproximadamente 13 días.

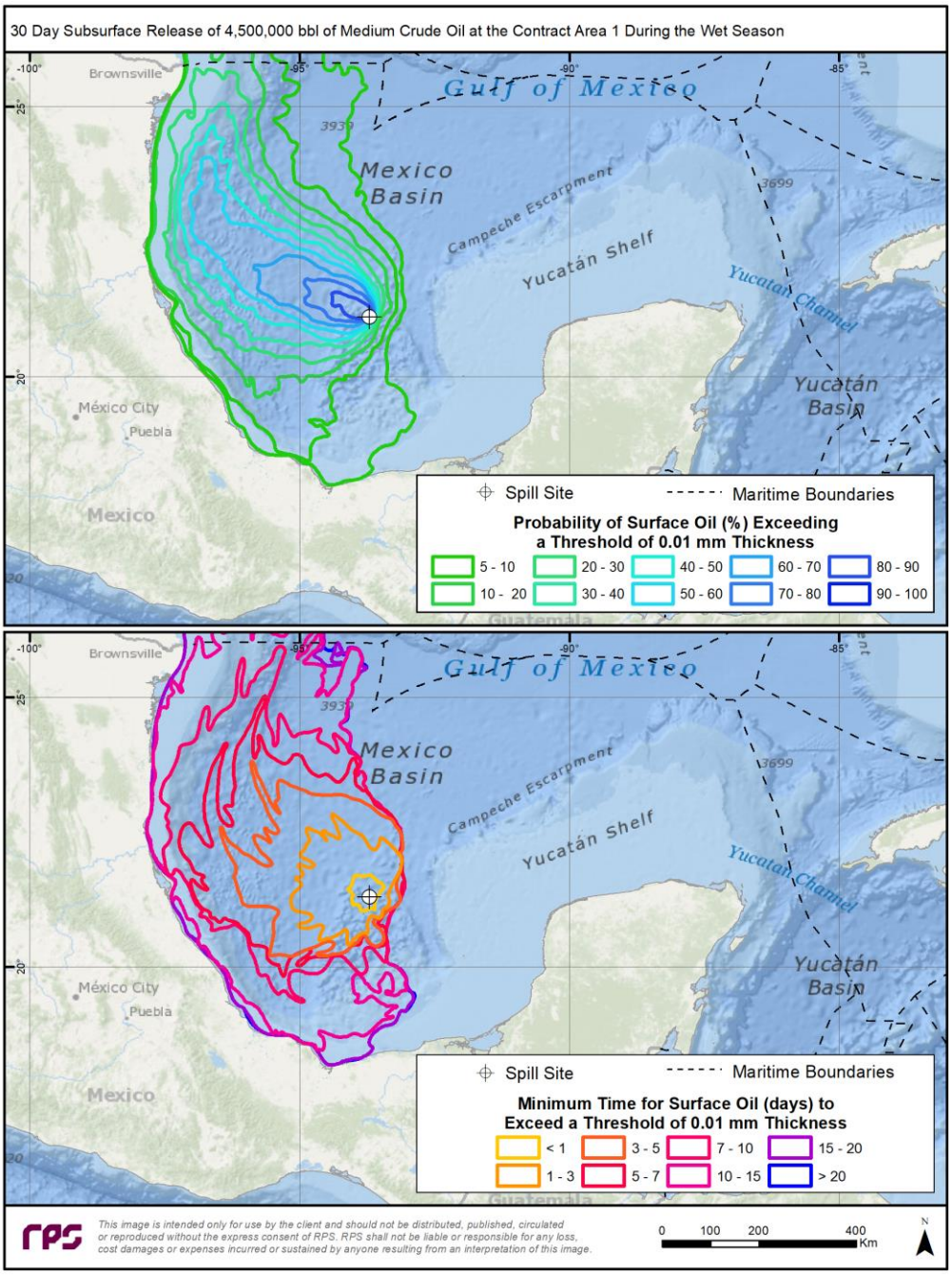
La modelación estocástica se obtuvo a partir de la simulación de 121 y 120 trayectorias individuales para la temporada de lluvias y de secas, respectivamente, con variaciones de vientos estacionales y parámetros de corrientes de la región, iniciando la simulación en diferentes fechas para cada temporada. Posteriormente se generaron los mapas estocásticos sobreponiendo todas las trayectorias individuales para mostrar las huellas probabilidad del hidrocarburo liberado y el tiempo más corto que le tomaría para llegar a alguna costa. El resultado de la modelación estocástica no representa la extensión de los eventos individuales de la liberación de los hidrocarburos (los cuales serían considerablemente menores), sino que proporciona un entendimiento de la variabilidad acumulativa de las trayectorias para cada temporada, el cual es posteriormente utilizado para optimizar un plan de respuesta a emergencias. La probabilidad del 5% o más utilizada en este documento, se encuentra alineada con el límite de probabilidad de la Agencia Canadiense de Evaluación Ambiental (CEAA, 2017) para proyectos costa afuera equivalentes.

Para cada escenario (Temporada de Lluvias y Temporada de Secas), las siguientes figuras son presentadas (**Figura 2-4** a **Figura 2-7**):

1. **Probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar y en la costa**: Estos mapas muestran las áreas donde el hidrocarburo podría encontrarse en la superficie del mar y en la costa, y la probabilidad asociada al arribo del crudo basada en el análisis de trayectorias conjuntas. El mapa no implica que toda el área contorneada será cubierta por el crudo en caso de que ocurriera un evento. El mapa tampoco proporciona ninguna información de la cantidad de crudo en un área específica.
2. **Tiempos mínimos de arribo**: Este mapa ilustra el tiempo mínimo de arribo requerido para que el crudo llegue a cualquier punto dentro de esta huella. Estos resultados también están basados en un análisis conjunto de trayectorias.

Figura 2-4. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación no Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio).

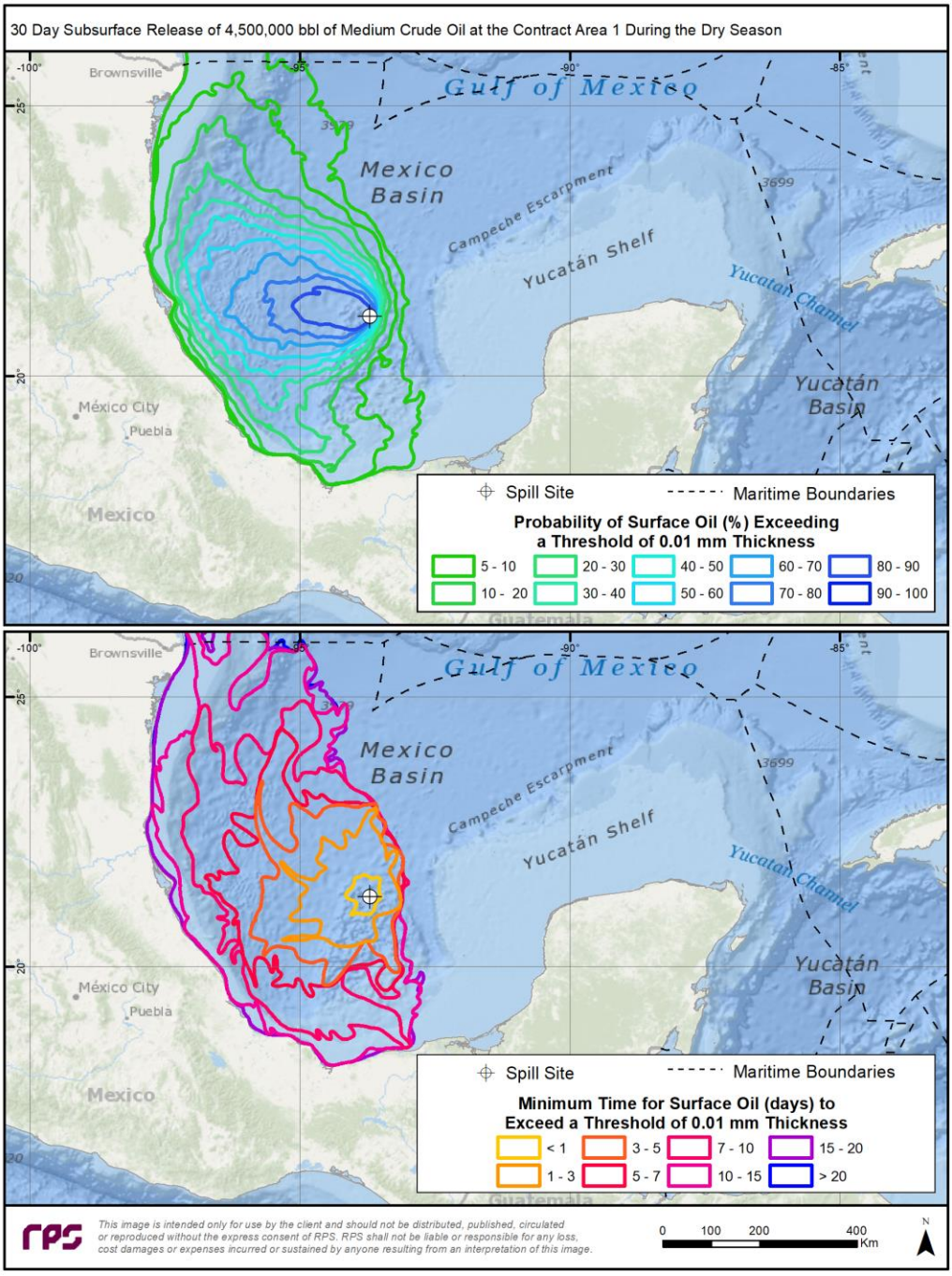
Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de lluvias (abril-septiembre); probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm).



Fuente: RPS Group, 2019

Figura 2-5. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación no Controlada de Hidrocarburos por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio).

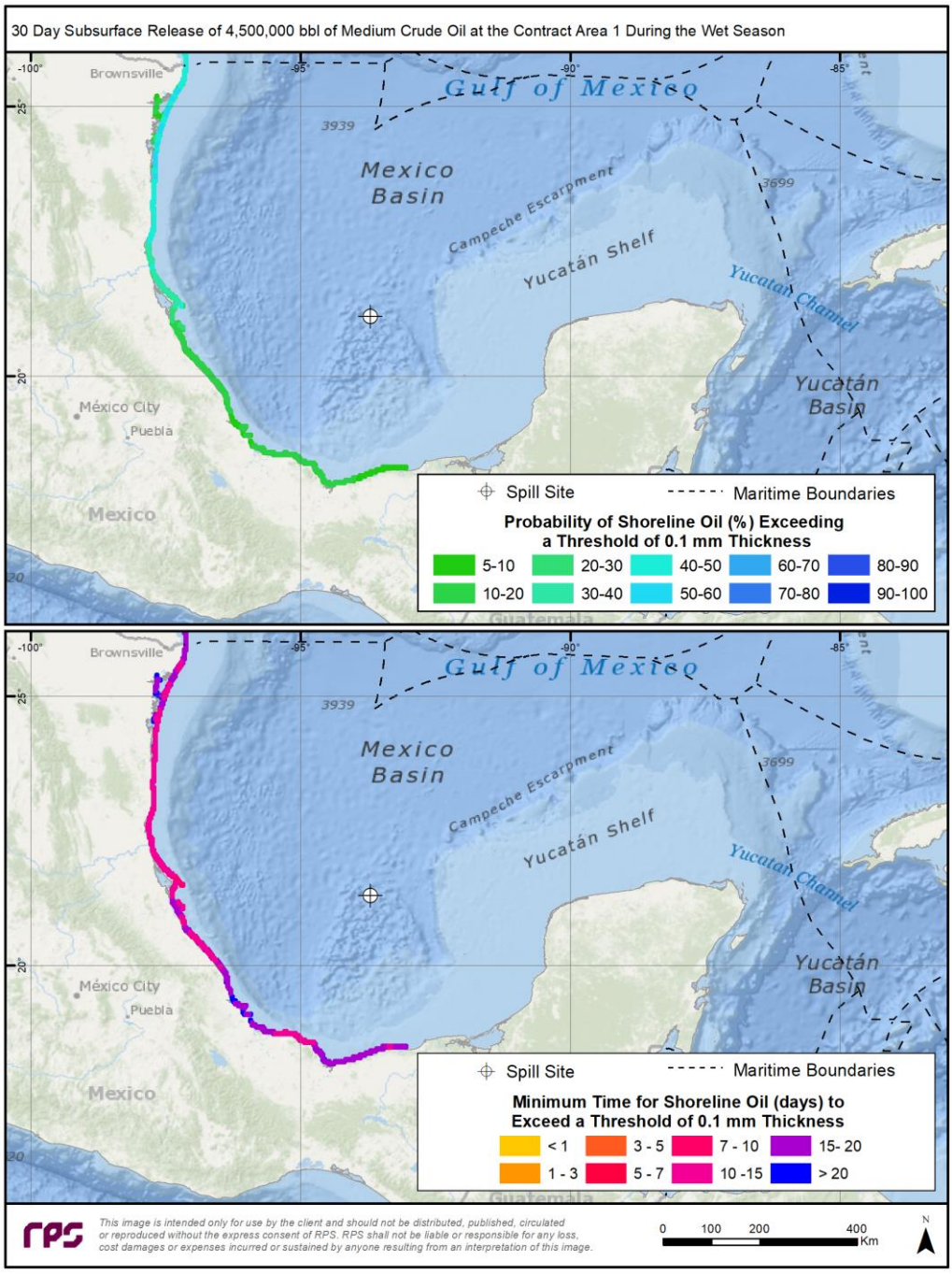
Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de secas (octubre-marzo); probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie del mar (superior) y tiempos mínimos de arribo (inferior), utilizando un umbral de espesor de 0.01 mm (10 µm).



Fuente: RPS Group, 2019

Figura 2-6. Simulación Estocástica en Temporada de Lluvias: Liberación no Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio).

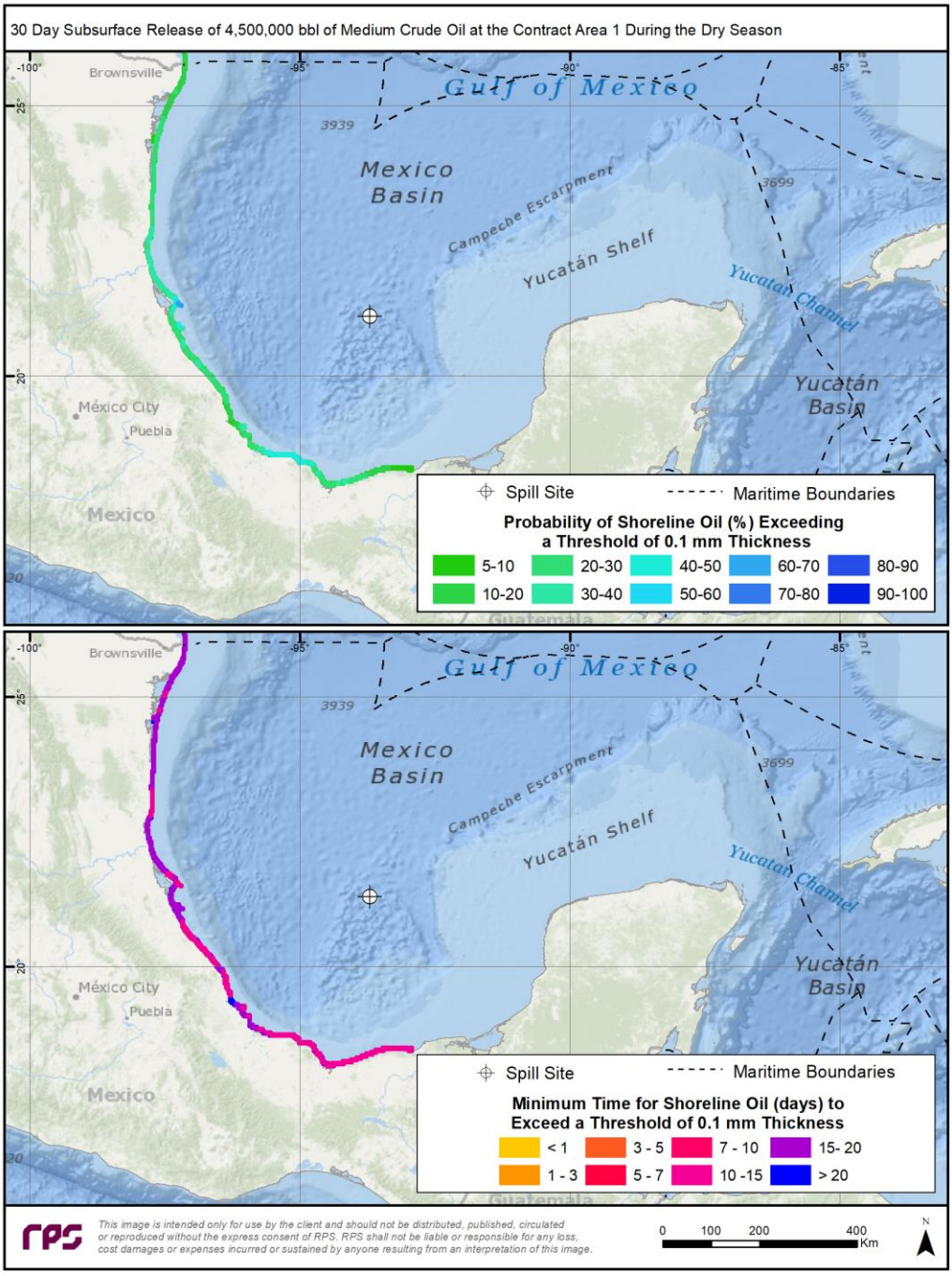
Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de lluvias (abril-septiembre); probabilidad de presencia de hidrocarburos a la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo a la costa (inferior) utilizando un umbral de espesor de 0.1 mm (100 µm).



Fuente: RPS Group, 2019

Figura 2-7. Simulación Estocástica en Temporada de Secas: Liberación no Controlada de Hidrocarburos en por Reventón de Pozo Tipo (4,500,000 bbl de Crudo Medio).

Liberación no controlada por 30 días durante la temporada de secas (octubre-marzo); probabilidad de presencia de hidrocarburos a la costa (superior) y tiempos mínimos de arribo a la costa (inferior) utilizando un umbral de espesor 0.1 mm (100 µm).



Fuente: RPS Group, 2019

Con base en los resultados estocásticos, se concluye lo siguiente para cada escenario:

Resultados Estocásticos de la Temporada de Lluvias:

- Las probabilidades de la presencia de hidrocarburos en la superficie marina, generalmente abarcan del sur al norte-noroeste del sitio de liberación en la ubicación del Pozo Tipo, y son concentradas hacia el oeste-noroeste. Los resultados del modelo indican que el 30% de las trayectorias individuales pudieran salir de las aguas territoriales de México hacia el norte (para un umbral de espesor de 0.01 mm) dentro de los primeros 15 a 20 días.
- La superficie marina con mayor probabilidad (60-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 450 km al noroeste del Pozo Tipo, con probabilidades ligeramente más bajas (30-60%) que alcanzan hasta 560 km en la misma dirección. Las aguas superficiales con alta probabilidad de presencia de hidrocarburos (> 60%) se pueden alcanzar dentro de los primeros 7 a 10 días desde el inicio de la liberación.
- La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste – noroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

Resultados Estocásticos de la Temporada de Secas:

- Las probabilidades de la presencia de hidrocarburos en la superficie marina, generalmente abarcan del sur al noroeste del sitio de liberación en la ubicación del Pozo Tipo, y son concentradas hacia el oeste-noroeste. Los resultados del modelo indican que el 10% de las trayectorias individuales pudieran salir de las aguas territoriales de México hacia el norte (para un umbral de espesor de 0.01 mm) dentro de los primeros 10 a 15 días.
- La superficie marina con mayor probabilidad (60-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 370 km al oeste-noroeste del sitio de liberación, con probabilidades ligeramente más bajas (30-60%) que alcanzan hasta 450 km hacia el noroeste. Las aguas superficiales con alta probabilidad de presencia de hidrocarburos (> 60%) se pueden alcanzar dentro de los primeros 7 a 10 días desde el inicio de la liberación.
- La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste y al suroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

2.2.3 Áreas Prioritarias de Protección

Los resultados de la modelación de liberación no controlada de hidrocarburos han sido utilizados para identificar la probabilidad y tiempos de arribo a las áreas prioritarias de protección incluyendo:

- Regiones Marinas Prioritarias (RMP)
- Sitios Marinos Prioritarios (SMP)
- Regiones Terrestres Prioritarias (RTP)
- Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP)
- Áreas Naturales Protegidas (ANP)
- Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICA)
- Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar)
- Unidades de Gestión Ambiental (UGA)

La probabilidad de presencia y tiempo de arribo de los hidrocarburos en estas áreas se presentan en forma de tablas el **Capítulo 5**. Debido al estatus de protección legal, las ANPs (creadas por decreto Presidencial) y sitios Ramsar (creadas por decreto en la Convención Ramsar - Convención Relativa a los Humedales de Importancia Internacional especialmente como Hábitat de Aves Acuáticas) se presentan con mayor detalle a lo largo de esta sección. Posteriormente, se presenta la síntesis de resultados para las otras áreas. Cabe señalar que varias áreas protegidas tienen más de una unidad de designación (*i.e.,* una zona puede ser enlistada como ANP y como AICA simultáneamente), y, por lo tanto, aparecerá en más de una tabla. En estos casos, las fronteras de los sitios varían por designación.

Los tiempos de arribo mostrados más adelante, se derivan de considerar el tiempo mínimo de llegada para cada área protegida, de la totalidad de corridas individuales (121 trayectorias en temporada de lluvias y 120 en temporada de secas) que conforman la simulación estocástica. La probabilidad de arribo a la costa es producto de la cantidad de trayectorias que tuvieron presencia en la costa (superando el umbral de espesor establecido) en relación al total de corridas realizadas. Adicionalmente al tiempo mínimo de arribo (una sola trayectoria), se presenta la probabilidad de excedencia P95, en donde el tiempo estimado indica que la mayor cantidad de trayectorias habrán arribado a dicha zona.

2.2.3.1 Áreas Naturales Protegidas (ANPs)

Durante la temporada de secas y de lluvias, el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tuvo la mayor probabilidad de **presencia de hidrocarburos en la superficie marina**, con un tiempo mínimo de arribo de 14.8 días y 11.8 días, respectivamente (**Tabla 2-11**).

Durante la temporada de secas, el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tuvo la mayor probabilidad de **presencia de hidrocarburos en la costa** seguida por Los Tuxtlas, con tiempos mínimos de arribo de 13.9 días y 12.9 días, respectivamente. Durante la temporada de lluvias la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos en la costa fue para Laguna Madre seguida de Rancho Nuevo, con tiempos mínimos de llegada de 13 días y 12.1 días, respectivamente (**Tabla 2-12**).

Tabla 2-11. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Áreas Naturales Protegidas.

Las celdas grises representan áreas con 0% de probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie marina.

Superficie Marina							
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)
ANP	*Laguna Madre y Delta del Río Bravo*						
	Los Tuxtlas						
	Playa de Rancho Nuevo						
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	29.4	14.8	14.9	17.5	11.8	12.5
	Sistema Arrecifal Veracruzano	24.4	14.6	14.6	8.3	15.2	15.3

Fuente: RPS Group, 2019

Tabla 2-12. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Áreas Naturales Protegidas.

Impacto a las Costas							
Áreas Naturales Protegidas (ANP)		Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
		Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)
ANP	*Laguna Madre y Delta del Río Bravo*	29.4	13.0	15.1	53.3	12.7	13.0
	Los Tuxtlas	46.2	12.9	13.4	19.2	13.3	13.5
	Playa de Rancho Nuevo	25.2	14.9	14.9	44.2	12.1	12.1
	Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan	64.7	13.9	13.9	42.5	8.9	8.9
	Sistema Arrecifal Veracruzano	31.1	11.6	14.1	15.8	15.5	15.5

Fuente: RPS Group, 2019

2.2.3.2 Sitios Ramsar

Tanto para la temporada de secas como para la temporada de lluvias, el Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano, es la única área protegida con probabilidad de sufrir presencia de hidrocarburo en la superficie marina, con tiempos de arribo de 14.6 días y 15.2 días respectivamente (**Tabla 2-13**).

Con respecto a los sitios Ramsar costeros, durante la temporada de secas, los Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan, tienen la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos, con un tiempo estimado de arribo de 13.6 días. Durante la temporada de lluvias, el Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre, es el lugar más probable para recibir hidrocarburos, con un tiempo de arribo de 13.8 días (**Tabla 2-14**).

Tabla 2-13. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Superficie Marina en Áreas Naturales Protegidas.

Impacto a la Superficie del Mar							
Humedales de Importancia Internacional (RAMSAR)		**Temporada de Secas (Octubre a Marzo)**			**Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)**		
		Probabilidad (%)	**Tiempo Mínimo de Arribo (días)**	**Tiempo Mínimo de Llegada (P95) (días)**	**Probabilidad (%)**	**Tiempo Mínimo de Arribo (días)**	**Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)**
RAMSAR	*Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre*						
	La Mancha y El Llano						
	Laguna de Tamiahua						
	Manglares y humedales de Tuxpan						
	Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan						
	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	24.4	14.6	14.8	8.3	15.2	15.3
	Playa Tortuguera Rancho Nuevo						
	Sistema Lagunar Alvarado						

Las celdas grises representan áreas con 0% de probabilidad de afloramiento de hidrocarburos en la superficie del mar

Tabla 2-14. Probabilidades de la Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en la Costa en Áreas Naturales Protegidas.

Impacto a las Costas							
Humedales de Importancia Internacional (RAMSAR)		Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
		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	*Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre*	23.5	13.0	14.7	51.7	13.8	13.9
	La Mancha y El Llano	7.6	14.8	14.8			
	Laguna de Tamiahua	34.5	16.8	16.8	38.3	12.8	12.8
	Manglares y humedales de Tuxpan	25.2	17.1	17.1	17.5	16.7	16.7
	Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan	42.9	13.6	13.6	16.7	13.6	13.6
	Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano	30.3	11.6	11.6	15.8	15.8	15.8
	Playa Tortuguera Rancho Nuevo	25.2	14.9	14.9	44.2	12.1	12.1
	Sistema Lagunar Alvarado	42.0	14.0	14.1	15.8	15.8	15.8

Las celdas grises representan áreas con 0% de probabilidad de arribo de hidrocarburos a las costas

Mientras que los resultados son útiles para planear los distintos escenarios de la liberación no controlada de hidrocarburos, las tablas muestran la peor consecuencia de muchos diferentes escenarios, y no deberán ser combinados como uno solo. Por ejemplo, el tiempo de arribo de hidrocarburos en la temporada de lluvias en el Sistema Arrecifal Lobos Tuxpan fue de 14.8 días, y para el Sistema Arrecifal Veracruzano fue de 14.6 días. Sin embargo, solamente uno o el otro tiempo de arribo es posible (no es posible que sucedan en combinación), debido a que estos tiempos mínimos de arribo corresponden a diferentes corridas del modelo.

Los resultados antes mostrados, son las estadísticas de los peores escenarios posibles en combinación con el peor escenario de descarga (150,000 bbl/día) y el peor escenario de duración de la descarga (30 días), por lo que se espera que el impacto real de una liberación descontrolada de hidrocarburos sea menor.

A continuación se presenta un resumen de las probabilidades de la presencia y tiempo de arribo de hidrocarburos para el resto de las áreas protegidas.

2.2.3.3 Regiones Marinas Prioritarias (RMPs)

El Giro Tamaulipeco tiene una probabilidad > 85% de que la presencia de hidrocarburos en la superficie del mar rebase el umbral de espesor establecido con un tiempo mínimo de arribo de 1.8 días y 1.5 días para la temporada de lluvias y secas, respectivamente. Todas las RMPs potencialmente afectadas por el hidrocarburo y sus estadísticas asociadas se encuentran enlistadas en el **Capítulo 5**, donde se muestran que 10 de las 12 RMPs evaluadas podrían recibir hidrocarburos en sus costas.

2.2.3.4 Sitios Marinos Prioritarios (SMPs)

Once SMPs intersectan con una huella potencial de presencia de hidrocarburo en la superficie del mar, dentro de las cuales, dos tienen la probabilidad de que se exceda el umbral establecido en un 50% (Arrecife Profundo de Cabo Rojo durante la temporada de secas y Laguna Madre durante la temporada de lluvias). Nueve SMPs podrían recibir hidrocarburos en sus costas. Durante la temporada de secas el arribo de hidrocarburo en menor tiempo es para los Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco, con un tiempo estimado de arribo de 10 días, mientras que en la temporada de lluvias, las Lagunas Pueblo Viejo-Tamiahua tienen un tiempo de arribo estimado de 8.9 días. Las estadísticas de los SMPs se muestran en el **Capítulo 5**.

2.2.3.5 Regiones Terrestres Prioritarias (RTPs)

Siete RTPs muestran probabilidad de presencia de hidrocarburos. Ninguna de ellas tiene probabilidad de presencia en la superficie del mar debido a su condición geográfica. La probabilidad más alta de arribo del hidrocarburo a la costa es en la Laguna de Tamiahua para la temporada de secas con una probabilidad del 53.8% y en Laguna Madre durante la temporada de lluvias con un 53.3% de probabilidad. Las estadísticas de los RTPs se muestran en el **Capítulo 5**.

2.2.3.6 Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHPs)

Las afectaciones por presencia de hidrocarburos en la superficie del mar solamente tienen probabilidades de afectar el área de Río Bravo Internacional. El arribo de hidrocarburos a las costas durante la temporada de secas para la Laguna de Términos-Pantanos de Centla tienen un mínimo de tiempo de arribo del crudo a los 10 días, mientras que para la temporada de lluvias el menor tiempo de arribo es de 11.1 días en los Cenotes de Aldama. Las estadísticas de los RHPs se muestran en el **Capítulo 5**.

2.2.3.7 Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICAs)

Ningún AICA tendrá impactos por presencia de hidrocarburos en la superficie marina, mientras que nueve de ellas pueden recibir potencialmente hidrocarburos en sus costas. En la temporada de secas, Los Tuxtlas tienen la mayor probabilidad de arribo en 12.9 días. En temporada de lluvias, Laguna Madre tiene la mayor probabilidad de arribo en 12.9 días. Las estadísticas de los AICAs se muestran en el **Capítulo 5**.

2.2.3.8 Unidades de Gestión Ambiental (UGA)

La SEMARNAT ha identificado y designado Unidades de Gestión Ambiental o UGAs para ser manejadas en términos de regulación de uso de suelo, protección ambiental y uso sustentable de recursos naturales. Debido a que las UGAs cubren el territorio mexicano de manera contigua, estos no representan una lista de áreas sensibles. Sin embargo, son referencias útiles cuando se evalúa la protección ambiental para áreas específicas. Las UGAs con la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos en la superficie marina son las UGAs 183 y 184, con una probabilidad > 90% para ambas temporadas. Considerando el escenario de arribo de hidrocarburos a la costa las UGAs 160 y 200 tienen una probabilidad > 60% para la temporada de secas, y la UGA 2 tiene una probabilidad > 50% para la temporada de lluvias.

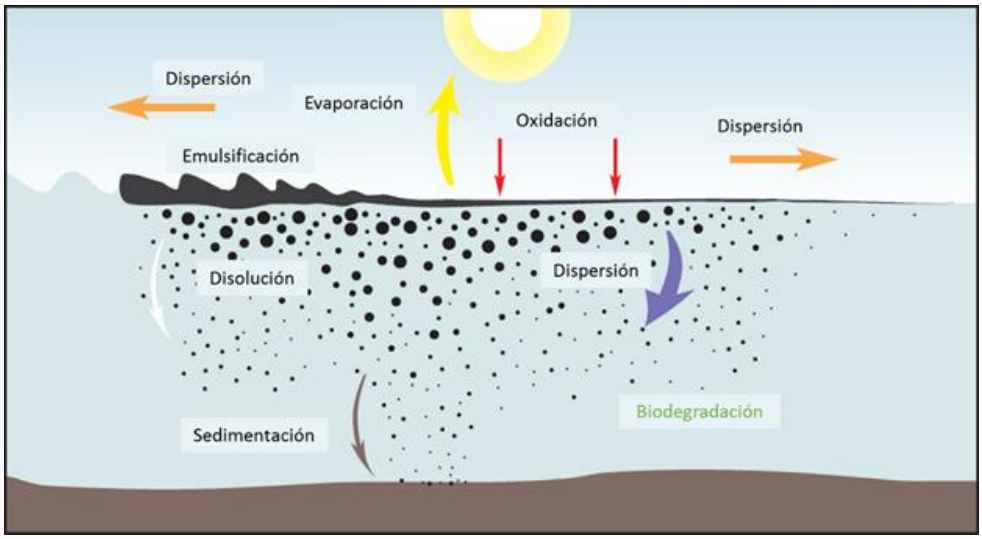
2.2.4 Efectos Sobre el Sistema Ambiental

2.2.4.1 Hidrocarburos Derramados al Mar

El destino y comportamiento de los hidrocarburos en el mar, depende mayoritariamente 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 crudo se rompe y se disipa o persiste en el ecosistema marino. A esta interacción entre el hidrocarburo y el nuevo medio en el que se encuentra se le conoce como intemperización. El resumen del proceso de intemperización se ilustra en la **Figura 2-8** y se describe en la **Tabla 2-15**.

Figura 2-8. Intemperización del Hidrocarburo en el Ambiente Marino

Se muestran los efectos de Evaporación, Oxidación, Disolución, Biodegradación, Sedimentación y Emulsificación.



Fuente: Oil Spill Response Limited, 2018.

Tabla 2-15. Resumen del Proceso de Intemperización del Hidrocarburo Derramado en el Ecosistema Marino

Proceso	Efecto
Difusión	El hidrocarburo se dispersa sobre el mar, adelgazándose con respecto a la distancia de la fuente. La tasa de difusión dependerá de la viscosidad, la acción de las olas, la velocidad del viento y la temperatura del aire.
Evaporación	Las fracciones ligeras se evaporan rápidamente, esto puede producir una atmósfera explosiva. La velocidad de evaporación depende del contenido volátil del hidrocarburo, la velocidad del viento y la temperatura del aire y del mar.
Emulsificación	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 de emulsión depende de la composición del hidrocarburo y del estado del mar.
Dispersión	El hidrocarburo se descompone en gotas las cuales se mezclan en la columna de agua. La velocidad de dispersión depende de la viscosidad del hidrocarburo y del estado del mar.
Sedimentación	El hidrocarburo se adhiere a partículas suspendidas que son lo suficientemente pesadas para hundirse al lecho marino. La tasa de sedimentación depende de la concentración del sedimento en suspensión. Las altas concentraciones ocurren en las bocas de los ríos y en las aguas costeras.
Biodegradación	El hidrocarburo es consumido por bacterias que lo descomponen en compuestos más pequeños hasta que se convierte en dióxido de carbono y agua. La tasa de biodegradación 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 de disolución dependerá de la composición del hidrocarburo; la mayoría de los hidrocarburos contienen pequeñas fracciones solubles.
Foto-oxidación	El hidrocarburo se descompone en componentes más pequeños y compuestos solubles. El grado de foto-oxidación dependerá del tipo de hidrocarburo y la forma a la que esté expuesto a la luz del sol.

Los procesos de intemperización influyen en el alcance del daño ambiental causado por el hidrocarburo liberados al ambiente marino. También determinan las sustancias que quedan dentro del hidrocarburo. La mayoría del gas contenido (metano, etano, propano y butano) en el yacimiento será liberado y disipado a medida que el fluido alcance la temperatura y presión atmosférica. A medida que el hidrocarburo envejece, las fracciones ligeros se evaporan (incluyendo 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 potencialmente pudiera arribar a las áreas de protección prioritarias identificadas anteriormente, en caso de una liberación no controlada, dependerá de las características del yacimiento y del proceso de intemperización.

2.2.4.2 Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Ambiente Físico

Las costas dentro de las áreas que potencialmente podrían se afectadas por una liberación no controlada de hidrocarburos han sido categorizadas de acuerdo con el Índice de Sensibilidad Ambiental (ISA) de la NOAA, mostrado en la **Tabla 2-16**. El índice clasifica los tipos de costa de acuerdo con su sensibilidad ante el hidrocarburo, donde ésta incrementa conforme al número ISA. Solo los tipos de costa potencialmente encontrados dentro de la región en el Golfo de México han sido incluidos en esta tabla.

Tabla 2-16. Índice de Sensibilidad Ambiental de la NOAA

ISA	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	Llanuras de marea
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

Las estimaciones conservadoras de la extensión costera (utilizando la categorización NOAA ISA) que pudiera ser afectadas por una liberación de hidrocarburos con una probabilidad de arribo del 5%, se presentan en la **Tabla 2-17.** Los tipos más comunes de costas fueron del grupo 9 - llanuras de marea y bancos bajos de vegetación. El siguiente grupo más común fueron aquellas agrupadas en la categoría 3-6A, la cuales fueron playas con granulometría variada – desde arena hasta grava. Seis por ciento del área en temporada de lluvias y 5% en temporada de secas se encontraron en las áreas con mayor sensibilidad de marismas, pantanos y manglares.

Tabla 2-17. Tipos de Costa Dentro del Área Potencialmente afectada por los Hidrocarburos

Kilómetros estimados de costa con potencial presencia de hidrocarburos, correspondiente al 5% de la huella de probabilidad obtenida en los resultados de la modelación estocástica proporcionada por RPS.

Código ISA	Tipo de Costa	Lluvias (km)	Secas (km)
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)	40	40
3-6A	Todas las playas – desde arenas finas hasta gravilla (grupos 3A, 3B, 4, 5 y 6A)	1,300	1,300
6B	Escolleras / empedrado (grupo 6B)	80	80
7	Llanuras de marea expuestas (grupo 7)	10	10
8A-8B	Costa rocosa protegida, arcilla, lecho de roca / estructura hecha por el hombre (grupos 8A y 8B)	10	10
8C-8E	Escolleras protegidas y costas de turba rocosas protegidas (grupos 8C y 8D)	80	80
9	Llanuras de marea y bancos bajos de vegetación (grupos 9A, 9B y 9C)	1,110	1,250
10	Marismas, pantanos y manglares (grupos 10A, 10B, 10C y 10D)	325	325

Fuente: AECOM, 2019

Las siguientes secciones detallan la sensibilidad ante la presencia de hidrocarburos de los diferentes tipos de costa. Estos tipos de costa se encuentran presentes en el Golfo de México, donde especial atención a la probabilidad de presencia y tiempo de arribo fue dado a las Áreas Naturales Protegidas y a los sitios Ramsar, tales como los Manglares y humedales de Tuxpan, Sontecomapan; el Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano y el Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan; los cuales tuvieron mayores probabilidades de presencia de hidrocarburo.

Costas Rocosas

Las costas rocosas comprenden una gran variedad de diferentes hábitats y comunidades que varían notoriamente en su sensibilidad y resiliencia ante la presencia de hidrocarburos.

Las costas rocosas expuestas no son consideradas sensibles al hidrocarburo debido a la alta energía del oleaje. Dentro de esta categoría, 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 olas pueden ser severamente afectadas por el hidrocarburo. El hidrocarburo varado en las costas rocosas puede cubrir la superficie y penetrar en las fracturas y grietas en la superficie del lecho de la 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 los residuos viscosos del hidrocarburo envejecido (alquitrán) pudieran persistir en una costa rocosa (*i.e.*, en las crestas rocosas, depresiones en plataformas rocosas de orillas protegidas por olas y entre o debajo de turbas), se podría inhibir la colonización. Si ocurriera una presencia de hidrocarburo severa, los aceites asfixiarían los hábitats costeros y reduciría la complejidad de los mismos. Durante el derrame de 1986 *Vivita* en Curazao una fuerte cubierta de

alquitrán cubrió sustancialmente las costas de turba y redujo los hábitats de moluscos, reduciendo la riqueza de especies en un 35% después de siete años (IPIECA-IOGP, 2016).

Los efectos en las tendencias de la fauna tienden a ser mayores en las costas rocosas resguardadas. Lapas, caracoles de la familia Littorinidae y moluscos pueden ser afectados por una extensa temporada. Las macro algas son muy resistentes al hidrocarburo debido a su cubierta de moco, por otra parte los crustáceos que habitan en estas macro algas podrían morir. Los cirrípedos y las anemonas marinas intermareales solo mueren cuando son asfixiados por el hidrocarburo viscoso (Moore y Guzmán, 2000).

Playas Arenosas

El efecto del hidrocarburo en las playas arenosas depende de la exposición al oleaje, la composición del sedimento, las características del transporte sedimentario, la entrada de 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 fuerte oleaje y corrientes litorales, o al estrés de vivir en zonas intermareales costeras con zonas de desecación. La cantidad y variedad de vida en los sedimentos tiende a disminuir más arriba en la costa, más allá de 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. Por lo que estos organismos pudieran ser afectados, ya que los hidrocarburos son capaces de cubrir las zonas intermareales.

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 hidrocarburo pesado del derrame *Prestige* en el 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 la fauna de la playa incluyeron la reducción de la riqueza y abundancia de especies, mostradas después de seis meses, pero no se detectaron efectos posteriores a los siete años (IPIECA-IOGP, 2016).

Costas de Guajiros y Piedras

Los guajiros 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 guajiros 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 y Hayes, 1992).

El efecto en la comunidad ecológica en los sedimentos tiende a ser mayor que en las costas rocosas expuestas. Lapas, caracoles de la familia Littorinidae y moluscos pueden ser afectados por mayor tiempo. Los cirrípedos y las anemonas intermareales mueren solo cuando son asfixiadas por hidrocarburo viscoso por varias mareas (Moore y Guzmán, 2000).

Llanura de Marea

El hidrocarburo en una llanura de marea usualmente se mueve a través de ella y se acumula en la línea de marea alta. Las acumulaciones pesadas a muy pesadas pueden cubrir el barrizal de marea baja. La penetración del hidrocarburo es improbable en la mayoría de llanuras de marea, debido 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 son contaminados con el 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 puede llevar a la reducción sustancial de fuentes de alimento para aves y otros depredadores.

Vegetación de Humedales

El efecto del hidrocarburo en la vegetación de humedal es variable y complejo. El daño por el hidrocarburo puede ser agudo y crónico, variando desde la disrupción a corto plazo del funcionamiento de la planta hasta su 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 éste 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 consiguientemente la pérdida del humedal. Si el hidrocarburo penetra en los sedimentos, las raíces están continuamente expuestas a éste, produciéndoles toxicidad crónica y haciendo problemática la producción de nuevos brotes (Corn y 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 base de la cadena alimenticia.

Marismas Salinas

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

Manglares

Los manglares son altamente sensibles a la contaminación por hidrocarburos, ya que pueden penetrar debajo de la superficie del lodo en áreas de manglares, en las madrigueras de cangrejos y en el fango, 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 pérdida de hojas, 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 hidrocarburo 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 subsidencia 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 una tasa lenta de degradación microbiana. El hidrocarburo persistirá por mayor tiempo en los manglares que están protegidos de las olas y corrientes, que aquellos 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).

Corales

Los corales que crecen en la zona mareal podrían ser directamente engrasados 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 a la flora y fauna submarina.

Los efectos registrados por exposición crónica al hidrocarburo incluyen:

- Disminución 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; e
- Inhibición del desarrollo a temprana edad del coral.

Los corales ramificados parecen ser 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 han registrado daños relativamente menores a la exposición aguda al hidrocarburo, aunque asociados con los organismos de los arrecifes de coral, como la muerte de crustáceos y erizos de mar (Gusman *et al*., 1994).

2.2.4.3 Efectos de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos: Fauna

Los hidrocarburos tienen el potencial de causar efectos perjudiciales en la calidad del agua y los 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 a detalle los elementos bióticos, abióticos y socioeconómicos dentro del Área Contractual. La vulnerabilidad de los receptores marinos y costeros ante la liberación no controlada de hidrocarburos identificados en esta sección de la MIA se resumen a continuación.

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 a las fracciones solubles en agua y a las pequeñas gotas de hidrocarburo. Estudios de laboratorio han descrito efectos agudos, crónicos y sub-letales en estos organismos (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 crías, así como su amplia distribución y el intercambio rápido del agua.

Peces

El área potencialmente afectada por una liberación no controlada de hidrocarburos, incluye las aguas profundas del Área Contractual hasta las áreas someras de la costa y una variedad de diferentes 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 está 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 estén expuestos a hidrocarburos solubles en agua o gotas dispersas de hidrocarburo por un derrame superficial depende de la profundidad en 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, su dispersión y porcentaje de solubilidad en agua (Neff y Anderson, 1981). Los peces maduros en aguas abiertas, más profundas de 10 m, no serán afectados o solo vivirán efectos a corto plazo. Los efectos son más persistentes en aguas someras o confinadas donde la dilución de hidrocarburo es limitada. Las crías de peces usan estas áreas como sitios de desarrollo y son más sensibles a los efectos del hidrocarburo (Neff y 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 han sido poblaciones genéticamente aisladas que desovan en áreas específicas. Si el desove coincide con un gran vertimiento de hidrocarburo soluble en agua, entonces los huevos y larvas de esas especies podrían ser afectados desproporcionalmente. Esto no ha sido demostrado que afecte a la especie a nivel de la población. Un ejemplo es el Atún azul occidental, el cual pone huevos que flotan en la superficie del agua. Los estudios de laboratorio han mostrado que los embriones sureños del atún azul son afectados por hidrocarburos (IPIECA-IOGP, 2015). En el 2010 el atún azul occidental se reprodujo en un área afectada por el incidente de derrame de hidrocarburos Deepwater Horizon, aun así, los estudios de campo publicados, los cuales investigan las poblaciones de atún azul, no muestran 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 y Thia-Eng, 2000). Los peces con áreas de desarrollo restringidas, los cuales viven en aguas someras o en zonas intermareales, son más susceptibles a los derrames de hidrocarburos marinos.

Los efectos probados del hidrocarburo en peces individuales no son necesariamente equivalentes a los cambios a niveles poblacionales. Después del incidente de Deepwater Horizon en el 2010, los estudios en lechos de pastos marinos costeros poco profundos no han encontrado efectos de los hidrocarburos en el número de crías de peces, por otro lado, los números se han beneficiado del cierre de las pesquerías (IPIECA-IOPG, 2015).

Una liberación no controlada de hidrocarburos sub-superficial tiene diferentes consecuencias en los peces a una liberación superficial, ya que los peces de aguas profundas podrían exponerse a los hidrocarburos. El monitoreo durante el derrame de Deepwater Horizon 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).

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 jóvenes 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 varía por especie, donde las tortugas laúd prefieren medusas y las carey esponjas, por ejemplo. Otras fuentes de alimento para las especies presentes cerca del Área Contractual incluyen algas, pastos marinos, esponjas, medusas, tunicados, ascidias, langostas, erizos, caracoles de mar, 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 las crías 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 crías de tortugas han mostrado que la muerte después de derrames de hidrocarburos se deben a la presencia de bolas de alquitrán e hidrocarburos en sus intestinos (IPIECA-IOGP, 2015). El análisis de las tortugas 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 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 y McGee, 1982).

Verter hidrocarburo directamente en la arena y cubriendo los huevos de tortuga incubados ha mostrado que afecta a los huevos. Cuando estuvieron expuestos al hidrocarburo al principio del periodo de incubación (de dos meses) los huevos sobrevivieron pero fue más probable que desarrollaran deformidades. Los huevos afectados al final de su incubación no tenían tanta probabilidad de supervivencia (Fritts y McGee, 1982).

Estos estudios de laboratorio no son representativos de los riesgos de una posible liberación 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.

Mamíferos Marinos

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

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:

- Cetáceos dentados: 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 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 afectados (IPIECA-IOGP, 2015). Las especies que se alimentan por filtración pueden consumir e ingerir hidrocarburo y/o presas con hidrocarburo (plancton y krill), lo que lleva a una menor probabilidad de supervivencia (Geraci y St Aubin, 1991), pero la probabilidad de que un cetáceo ingiera una cantidad suficiente de hidrocarburo para causar daño subletal 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).

En caso de que estas especies entren en contacto con una película de hidrocarburos al momento de respirar, pueden inhalar vapores de hidrocarburos volátiles y contaminar sus membranas mucosas. Sin embargo, la probabilidad de que un cetáceo recibiese una dosis suficiente 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). Considerando que salen a la superficie para respirar, este comportamiento alimenticio podría alterarse con la presencia de hidrocarburos ya que este podría adherirse a los pelos alrededor de su boca. Esto podría causar irritación, inflamación e infección de los ojos y limitar su capacidad para alimentarse. La inhalación de vapores de hidrocarburo volátil 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 carece, casi por completo, de información (IPIECA-IOGP, 2015).

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 pueden ser divididas en dos grupos:

- Aves Marinas:

  Existen 47 especies de aves marinas en el Golfo de México (Gallardo del Ángel *et al*., 2004). 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 acuáticas/terrestres:

  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 Norteamérica 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 sus etapas de vida. La vulnerabilidad está usualmente basada en el tiempo 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) es más probable que sean expuestos al hidrocarburo (IPIECA-IOGP, 2015).

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

1. 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).
2. A través de la ingestión del hidrocarburo: mientras se acicalan 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).
3. Vía la transferencia de hidrocarburo a los huevos y crías: podría resultar en la reducción de la supervivencia de la especie. Los embriones de aves son altamente sensibles a la contaminación por hidrocarburos, 1 a 10 µL de hidrocarburo es letal para un embrión durante la primera mitad de incubación (Leighton, 1993).

2.2.4.4 Resumen de los Resultados de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos

Se realizó la simulación de la liberación no controlada de hidrocarburos en el Área Contractual para un reventón de pozo en la ubicación del Pozo Tipo, con una liberación total de 4,500,000 barriles (bbl) de hidrocarburo. Más de cien simulaciones se corrieron para un periodo de 30 días de una descarga de crudo medio con una velocidad de 150,000 bbl/día para la temporada de lluvias y de secas.

Con base en los resultados estocásticos, durante la temporada de lluvias y de secas, el hidrocarburo vertido tiene una alta probabilidad de llegar a los ecosistemas costeros y podría hacerlo en un tiempo aproximado de 10 a 15 días.

Durante la temporada de lluvias, la superficie marina con mayor probabilidad (60-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 450 km al noroeste del Pozo Tipo, con probabilidades ligeramente más bajas (30-60%) que alcanzan hasta 560 km en la misma dirección. La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste – noroeste del punto de liberación y los tiempos mínimos de arribo se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

Durante la temporada de secas la superficie marina con mayor probabilidad (60-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 370 km al oeste-noroeste del sitio de liberación, con probabilidades ligeramente más bajas (30-60%) que alcanzan hasta 450 km hacia el noroeste. La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste y al suroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

Los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos fueron utilizados para identificar el tiempo de llegada del peor escenario para áreas sensibles: Regiones Marinas Prioritarias (RMP), Sitios Marinos Prioritarios (SMP), Regiones Terrestres Prioritarias (RTP), Áreas Naturales Protegidas (ANP), Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICA), Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar) y Unidades de Gestión Ambiental (UGA). De estos sitios, las Áreas Naturales Protegidas y los sitios Ramsar fueron priorizados debido a su nivel de protección legal. El Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tiene la probabilidad más alta de presencia de hidrocarburos en la superficie marina y en la costa entre todas las ANPs durante la temporada de secas, mientras que para la temporada de lluvias, el sitio Laguna Madre y Delta del Río Bravo tuvo la mayor probabilidad de arribo en la costa. Ocho sitios Ramsar se encuentran en riesgo de arribo de hidrocarburos a sus costas, aunque la probabilidad de que esto ocurra varió según el sitio y la temporada. Durante la temporada de secas, el sitio Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan tuvo la mayor probabilidad de arribo en la costa. Durante la temporada de lluvias, el Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre fue el sitio con mayor probabilidad. La mayoría de los tiempos de arribo de hidrocarburos a las áreas protegidas, se encuentran dentro del rango de los 10 a 15 días.

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

3.1 Recomendaciones Técnico-Operativas

Como se mencionó anteriormente, la **Sección 1.5.2 Metodologías de Identificación y Jerarquización de Riesgos** describe las metodologías de evaluación de riesgos HAZID y Bowtie, las cuales se emplearon para analizar y demostrar las relaciones causales en los escenarios de alto riesgo. La herramienta Bowtie se utiliza como parte del proceso de identificación de barreras tanto preventivas (controles del lado izquierdo del Bowtie para reducir la probabilidad de que ocurra un Evento Principal o evitar que un riesgo se escale a un evento principal) como de mitigación (lado derecho del Bowtie para mitigar los impactos resultantes de la ocurrencia de un Evento Principal y evitar que escale a una consecuencia de mayor impacto.

Las barreras preventivas y de mitigación de cada uno de los Eventos Principales evaluados en la **Sección 1.5.2.6 Clasificación de Riesgos y Evaluación de Impactos**, y enlistados en la **Tabla 1-26**– Resumen de la Evaluación de Riesgos (Probabilidad y Severidad), se ejemplifican y se discuten en esta sección por medio de diagramas Bowtie. Dichos diagramas fueron elaborados por un grupo multidisciplinario de expertos en materia de perforación durante la identificación de riesgos para el caso HSE Thalassa (ver **Sección 1.5.2.2**). El resumen de la evaluación de los escenarios de riesgo que pudieran desencadenar en una liberación de sustancias incluidas en los Listados AAR, los Eventos Principales y los Bowties correspondientes, se presenta a continuación.

Tabla 3-1. Resumen de la Evaluación de Riesgos (Probabilidad y Severidad) y Bowties Correspondientes

#	Escenario	Evento Principal / Consecuencia	Volumen estimado y tipo de liberación*	Anexo 4.2: Diagramas Bowtie**
1	Incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas somero previo al inicio de operaciones. Equipo de perforación posicionado incorrectamente.	Liberación de gas poco profundo / Liberación encendida, múltiples fatalidades y daño ambiental	Cantidades rastreables del gas del yacimiento	Bowtie 1a
2	Brote de fluidos del yacimiento sin Riser / Preventor (BOP) en su lugar. Brote de fluidos del yacimiento con el Conductor / Preventor (BOP) en su lugar. Errores en el diseño o construcción del pozo.	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de perforación (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental	~150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Bowtie 1b
3	Brote de fluidos del yacimiento. Falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero.	Liberación no controlada de hidrocarburos durante las operaciones de registro del pozo (*e.g.,* reventón de pozo). / Explosión o incendio a nivel de plataforma, múltiples fatalidades, pérdida de la plataforma y daño ambiental	~150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Bowtie 1c
4	Condiciones climáticas extremas. Fallo de sistemas DP o propulsión.	Pérdida de Posición / Pérdida de Control de Pozo (Falla del Riser), daño ambiental	~150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Bowtie 5
5	Condiciones climáticas extremas. Cambios de peso no planeados/distribución/inundación de compartimento.	Pérdida de estabilidad / Volteo (Falla del Riser), hundimiento (Falla del Riser), daño ambiental.	~150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Bowtie 8
6	Cargas en cubierta. Condiciones meteorológicas extremas. Corrosión.	Pérdida de Integridad Hermética / Volteo (Falla del Riser), hundimiento, (Falla del Riser), daño ambiental.	~150,000 barriles/día (~23,848 m^3/día) petróleo crudo ~72 MMSCFD gas del yacimiento	Bowtie 9

**Estimación conservadora del peor escenario posible.*

*** Trazabilidad de Bowties obtenidas del Caso HSE de Deepwater Thalassa, Anexo 4.2: Diagramas Bowtie.*

3.2 Diagramas Bowties

Esta sección presenta los Diagramas Bowtie (**Figura 3-1** a la **Figura 3-**) de los Eventos Principales que se mencionan en la tabla anterior, los cuales identifican y detallan los principales límites que se han diseñado para prevenir o mitigar la liberación de un peligro mayor (consecuencia). Las barreras preventivas y de mitigación que se presentan en las figuras se clasifican en tres tipos:

1) Barreras de Personas (gente) – personas competentes que realizan actividades críticas de seguridad y/o toman medidas críticas de seguridad;
2) Barreras de la Instalación – sistemas críticos de seguridad eficaces; y
3) Barreras del Proceso – procedimientos críticos de seguridad claros y concisos.

Por lo general cada barrera contiene una mezcla de personas, instalaciones, y elementos de proceso que son interdependientes. La combinación de estos asegura que la barrera sea adecuada para entregar sus medidas de reducción de riesgo esperadas. Detalles adicionales respecto a los Bowties se pueden encontrar en el Caso HSE de Deepwater Thalassa, Anexo 4.2: Diagramas Bowtie el cual se incluye en el **Capítulo 5**.

3.2.1 Bowtie 1a – Liberación de Gas Poco Profundo

Figura 3-1. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo

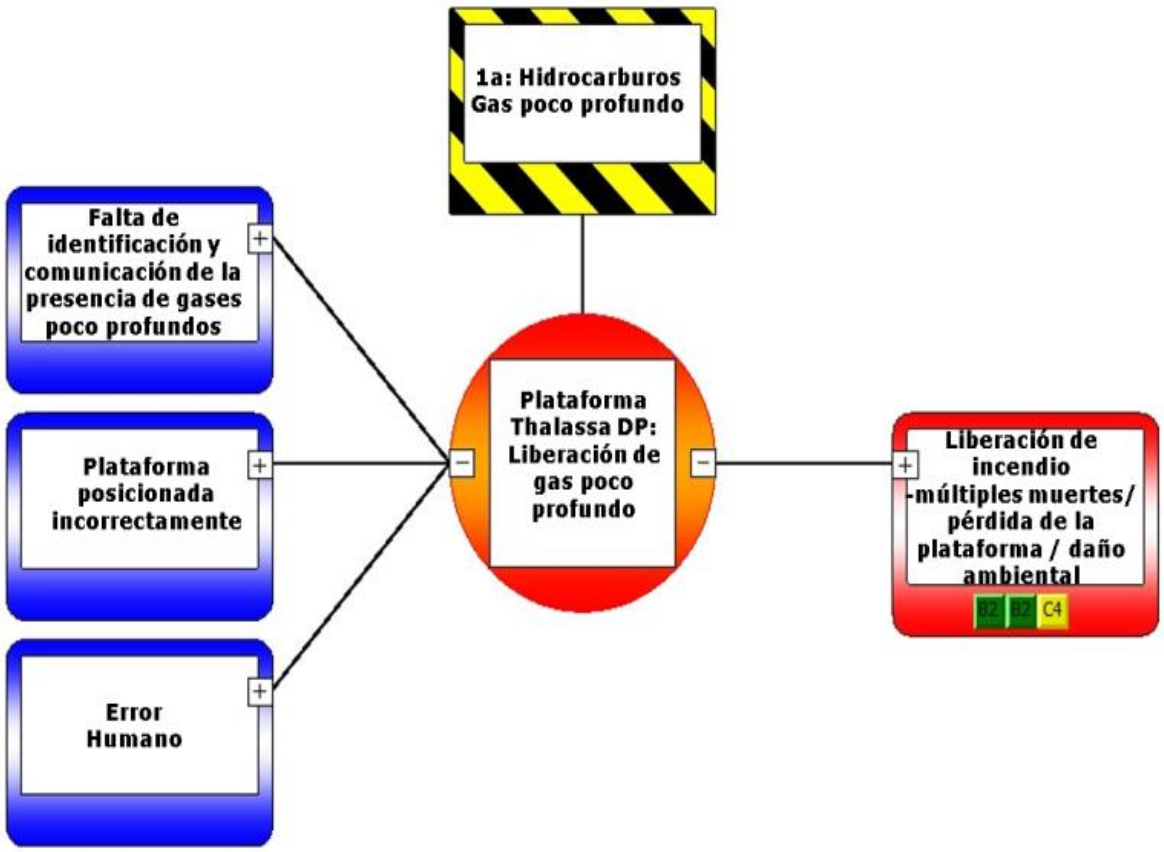


Figura 3-2. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo – Amenazas

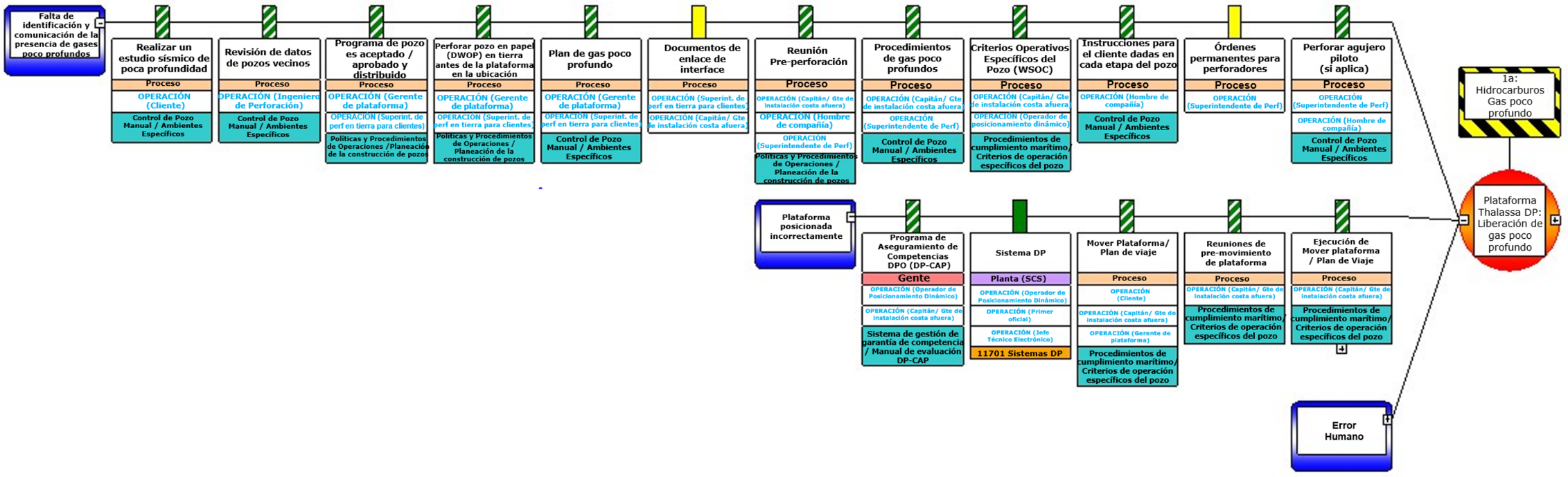
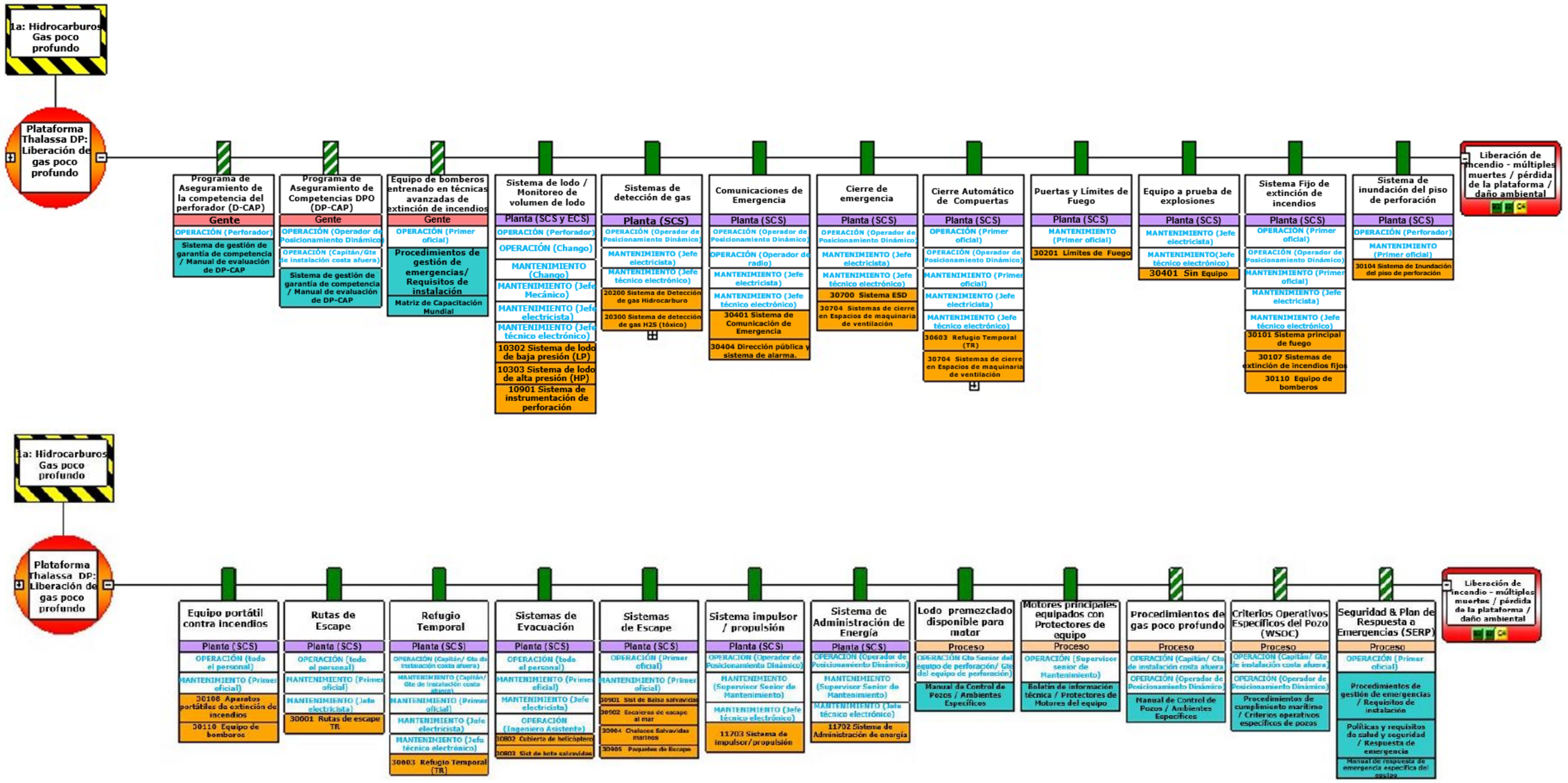


Figura 3-3. Diagrama Bowtie 1a para una Liberación de Gas Poco Profundo – Consecuencias



3.2.2 Bowtie 1b – Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación

Figura 3-4. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación

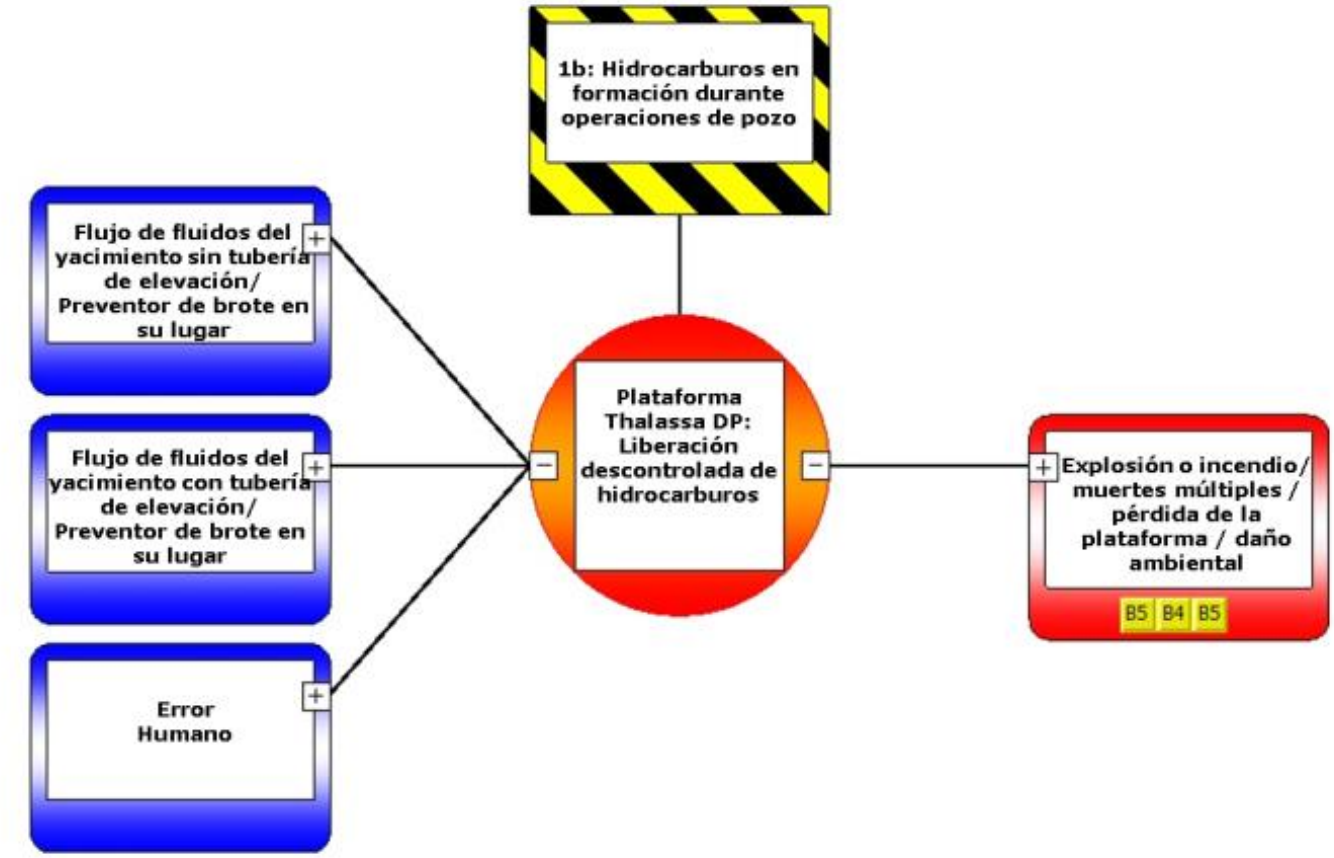


Figura 3-5. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación – Amenazas

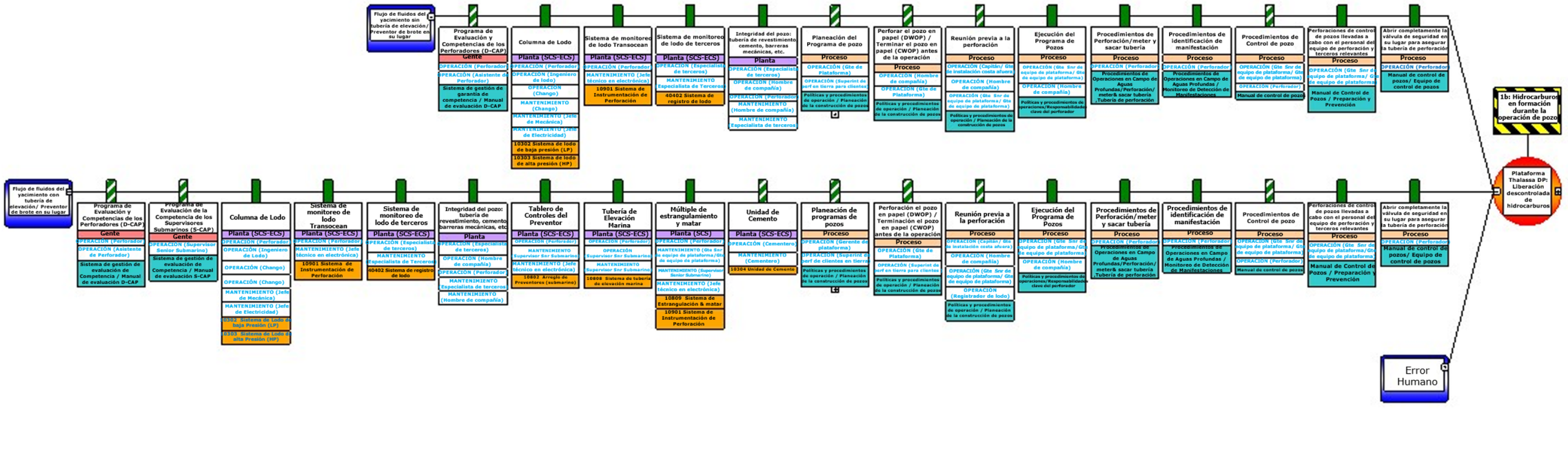
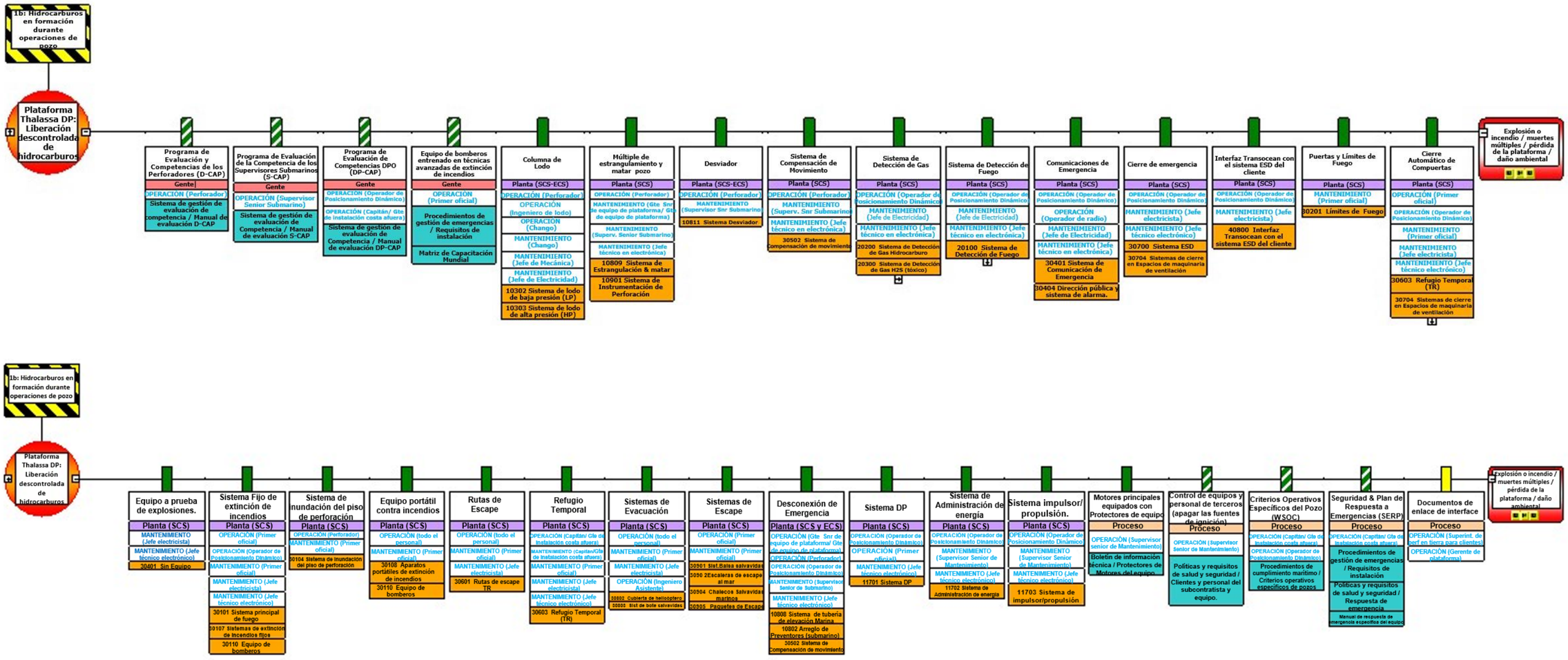


Figura 3-6. Diagrama Bowtie 1b para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Perforación – Consecuencias



3.2.3 Bowtie 1c – Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo

Figura 3-7. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo

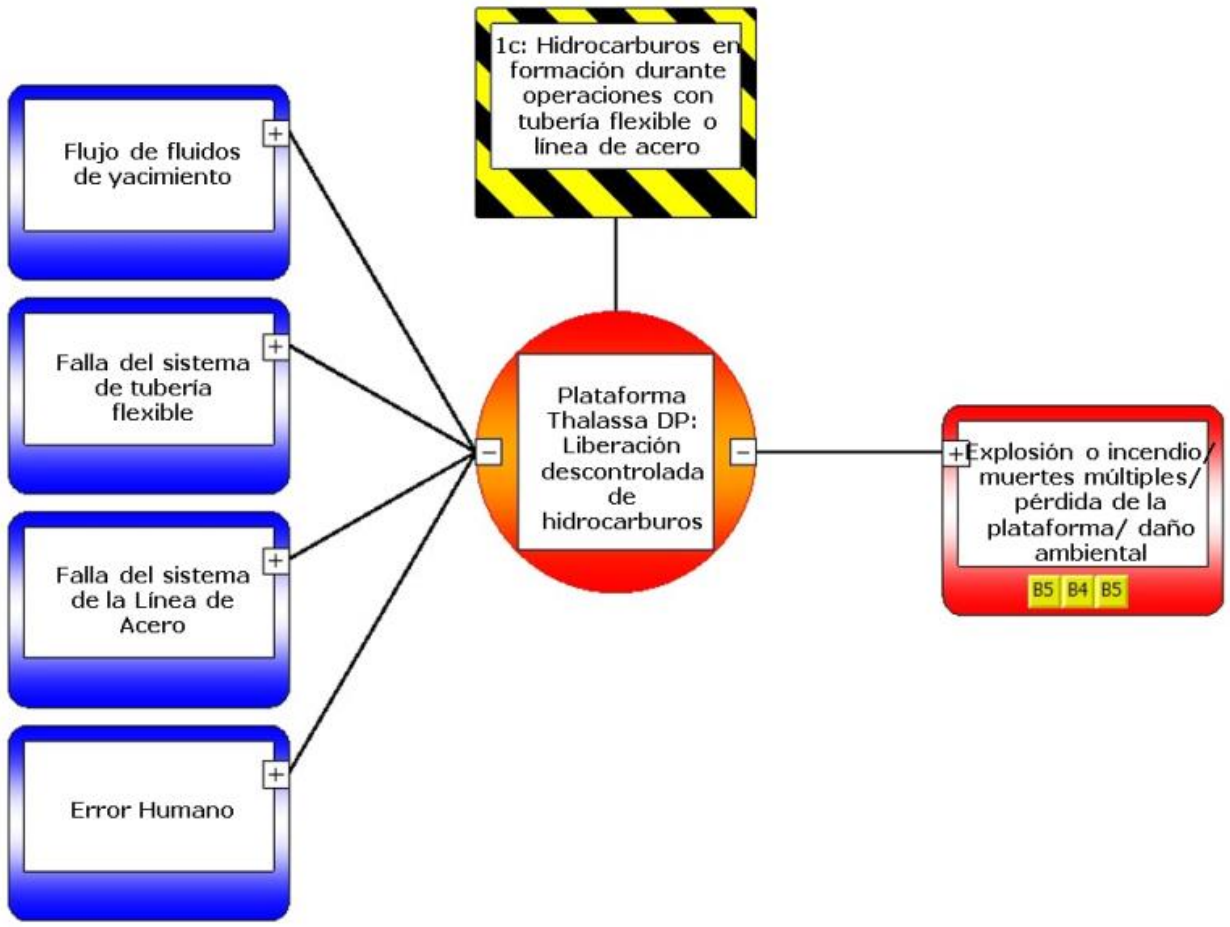


Figura 3-8. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo – Amenazas

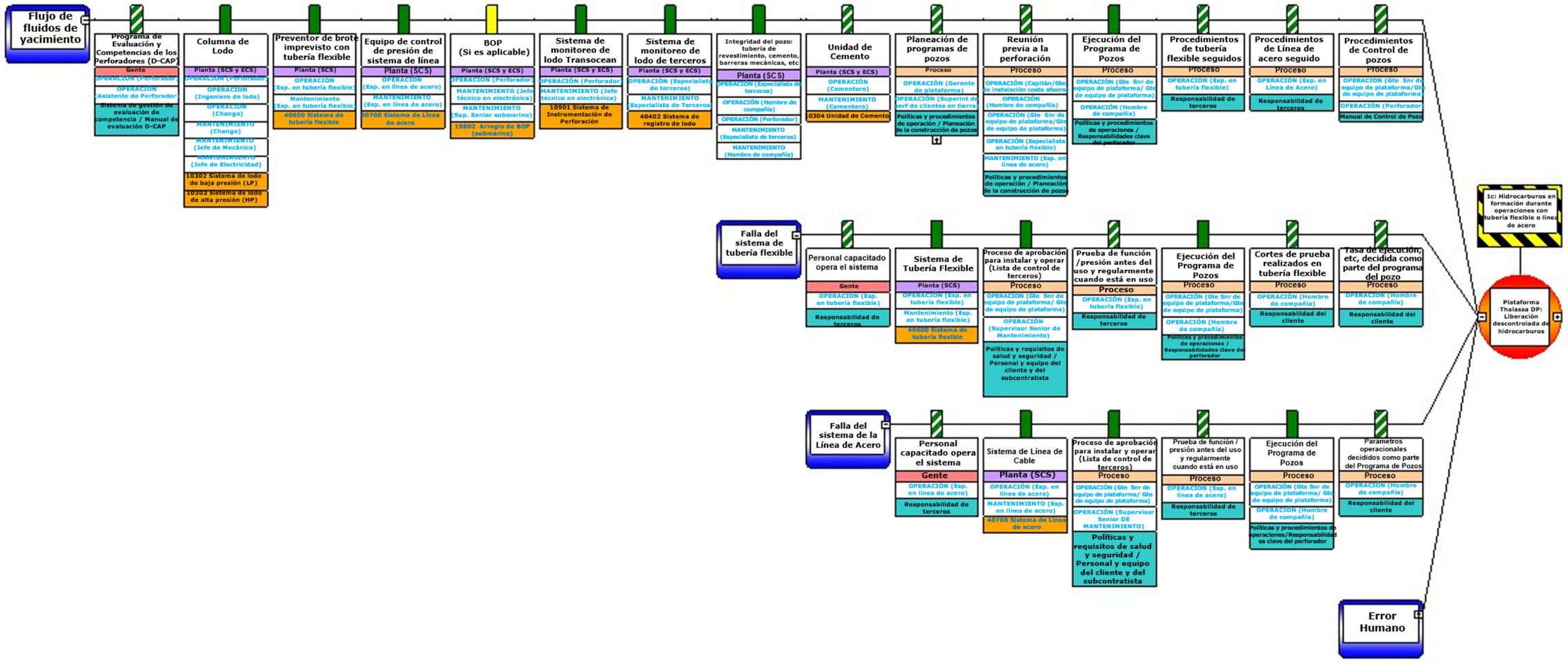
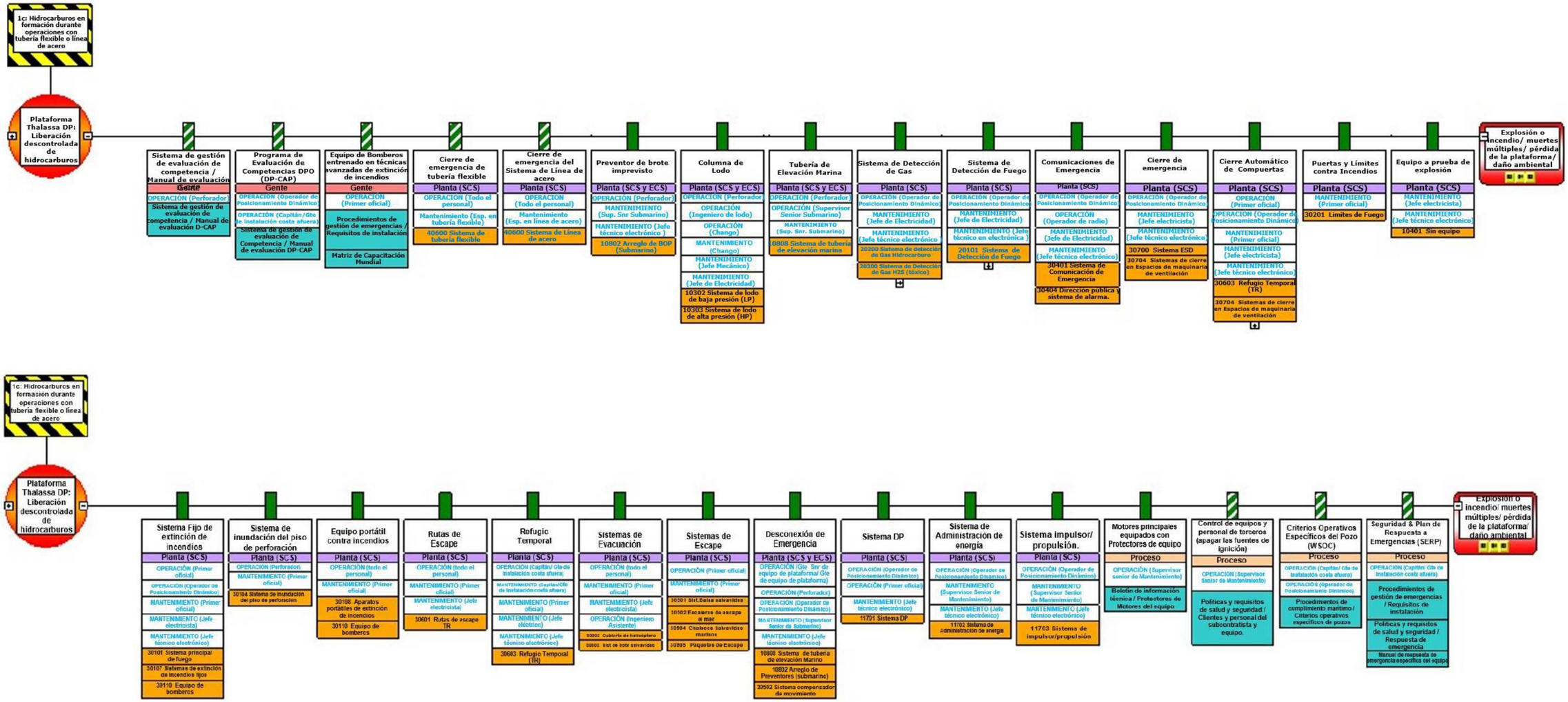


Figura 3-9. Diagrama Bowtie 1c para una Liberación No Controlada de Hidrocarburos durante las Operaciones de Registro del Pozo – Consecuencias



3.2.4 Bowtie 5 – Pérdida de Posición

Figura 3-10. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición

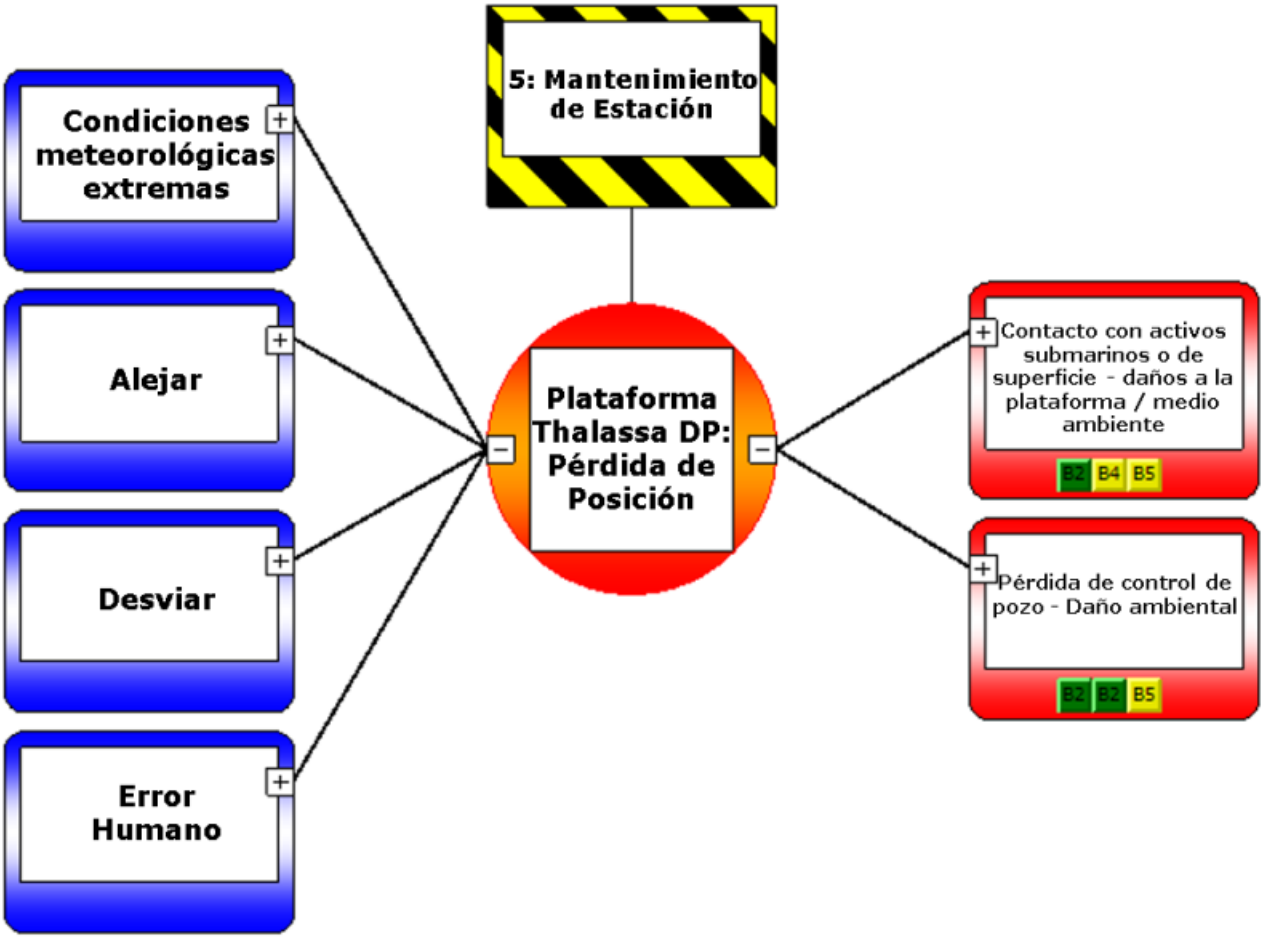


Figura 3-11. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición – Amenazas

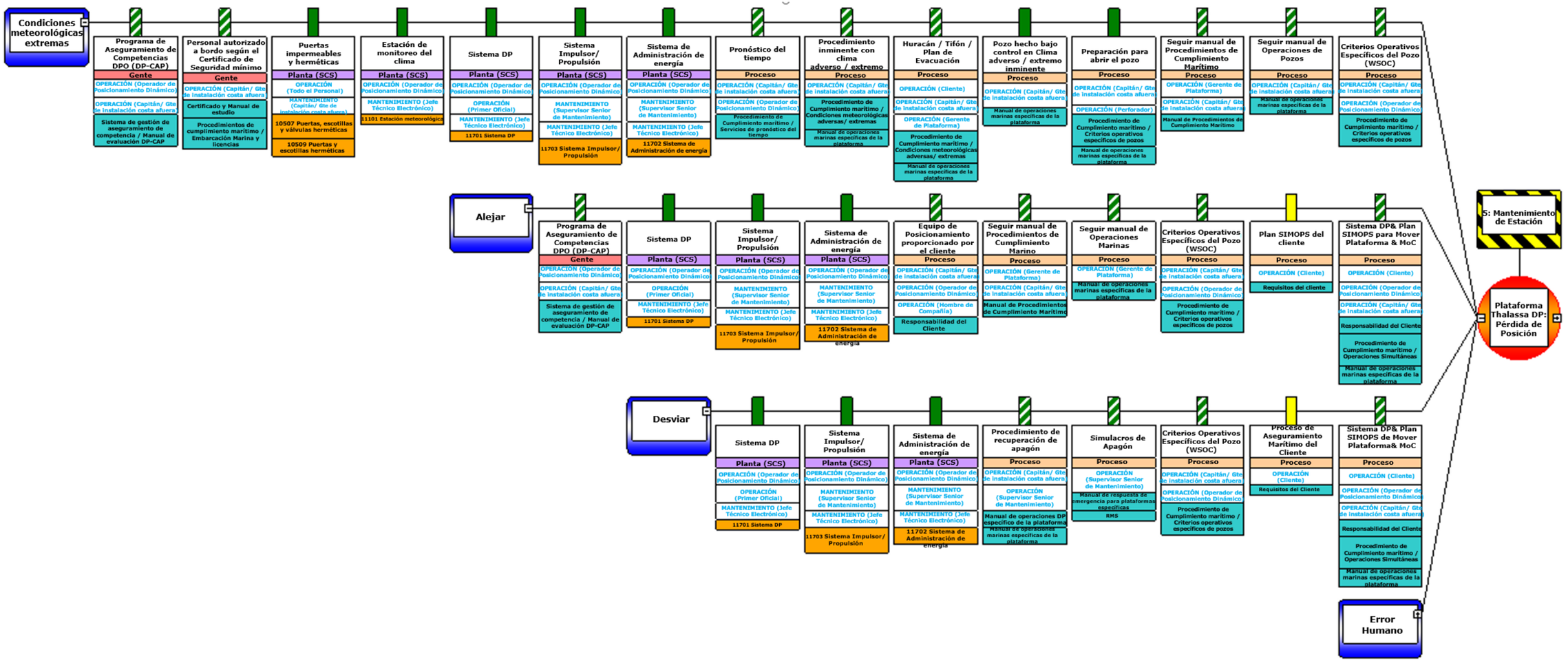
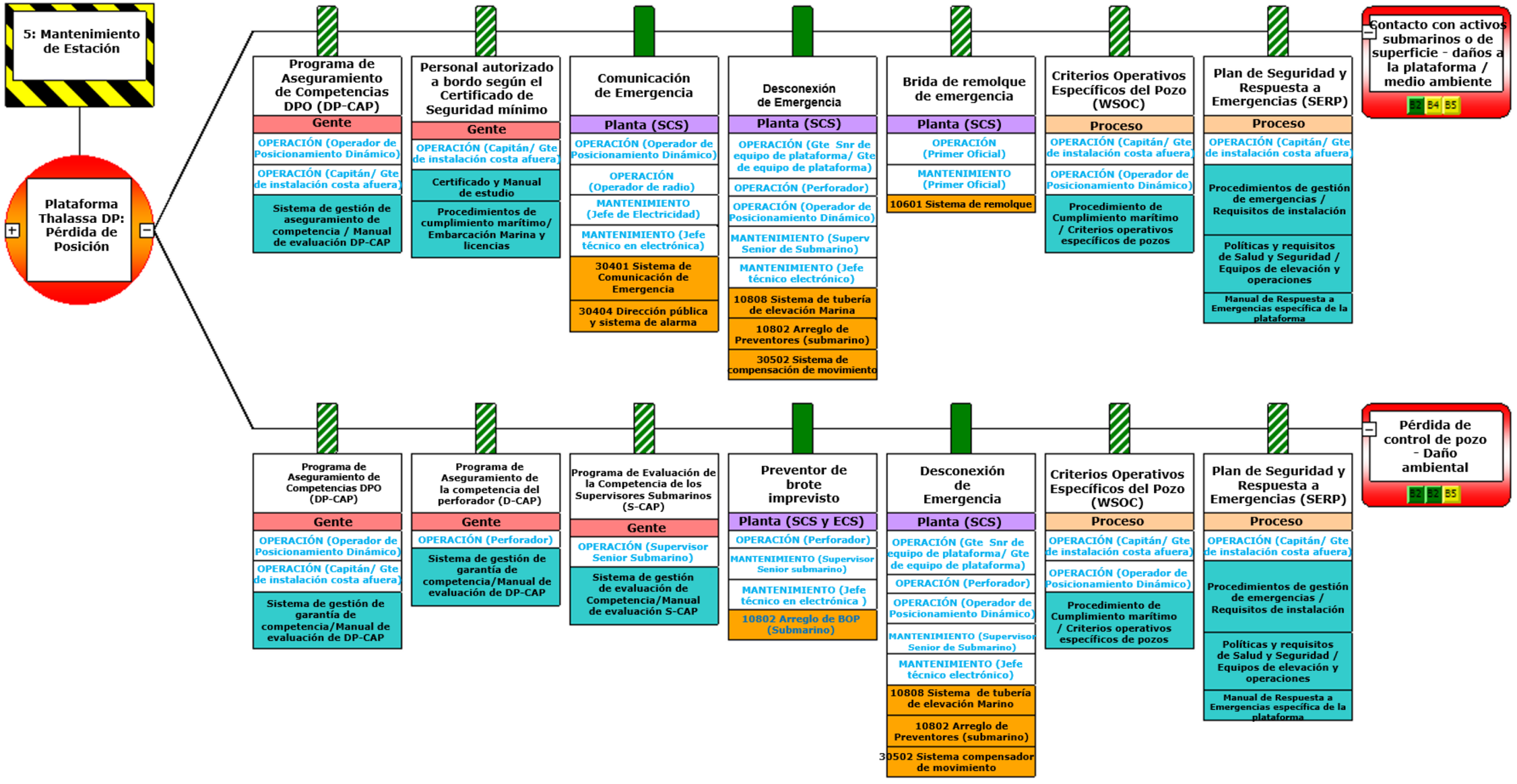


Figura 3-12. Diagrama Bowtie 5 para una Pérdida de Posición – Consecuencias



3.2.5 Bowtie 8 – Pérdida de Estabilidad

Figura 3-13. Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad

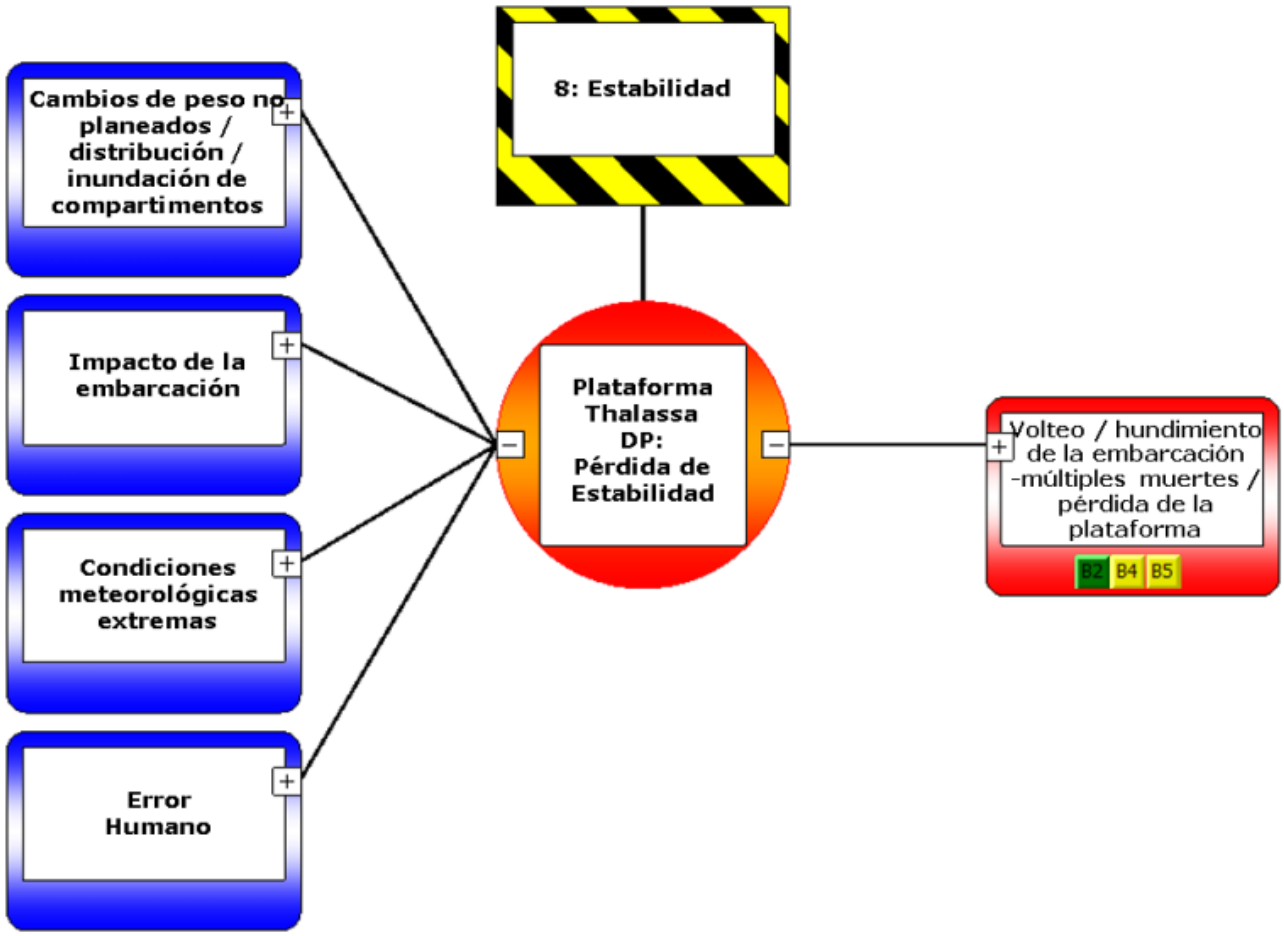


Figura 3-14 Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad – Amenazas

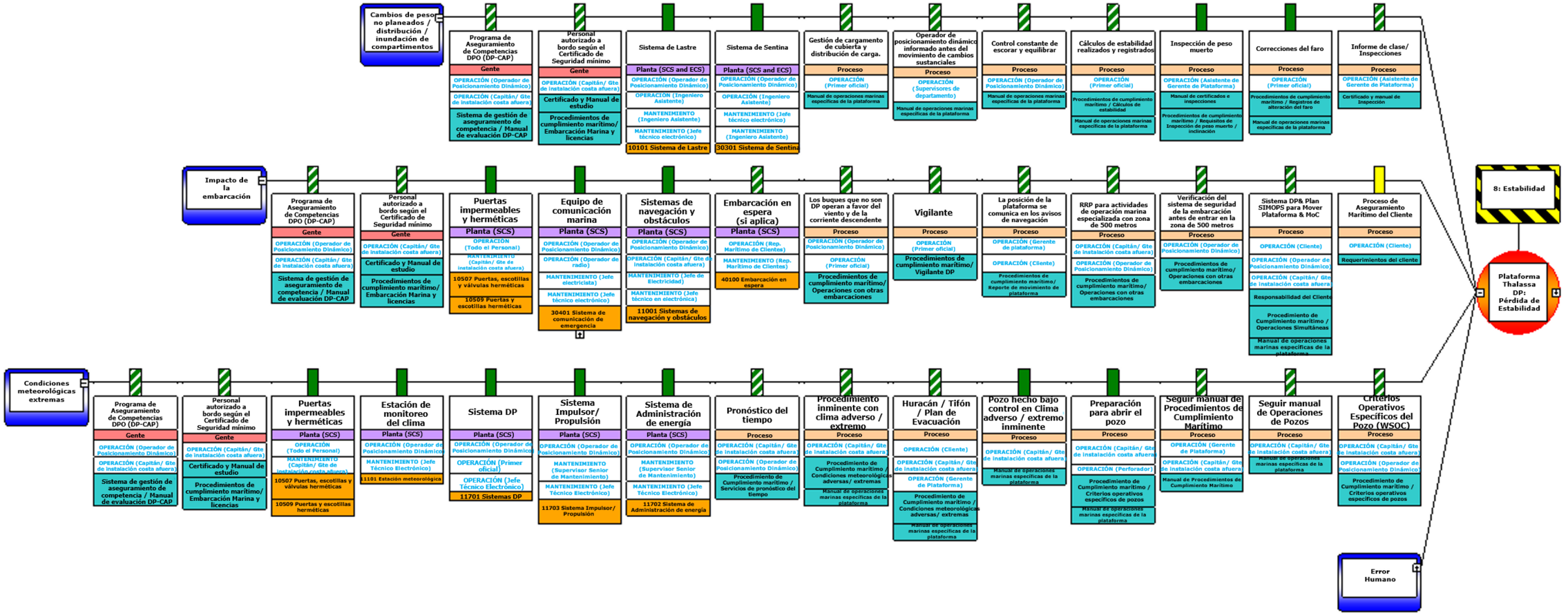
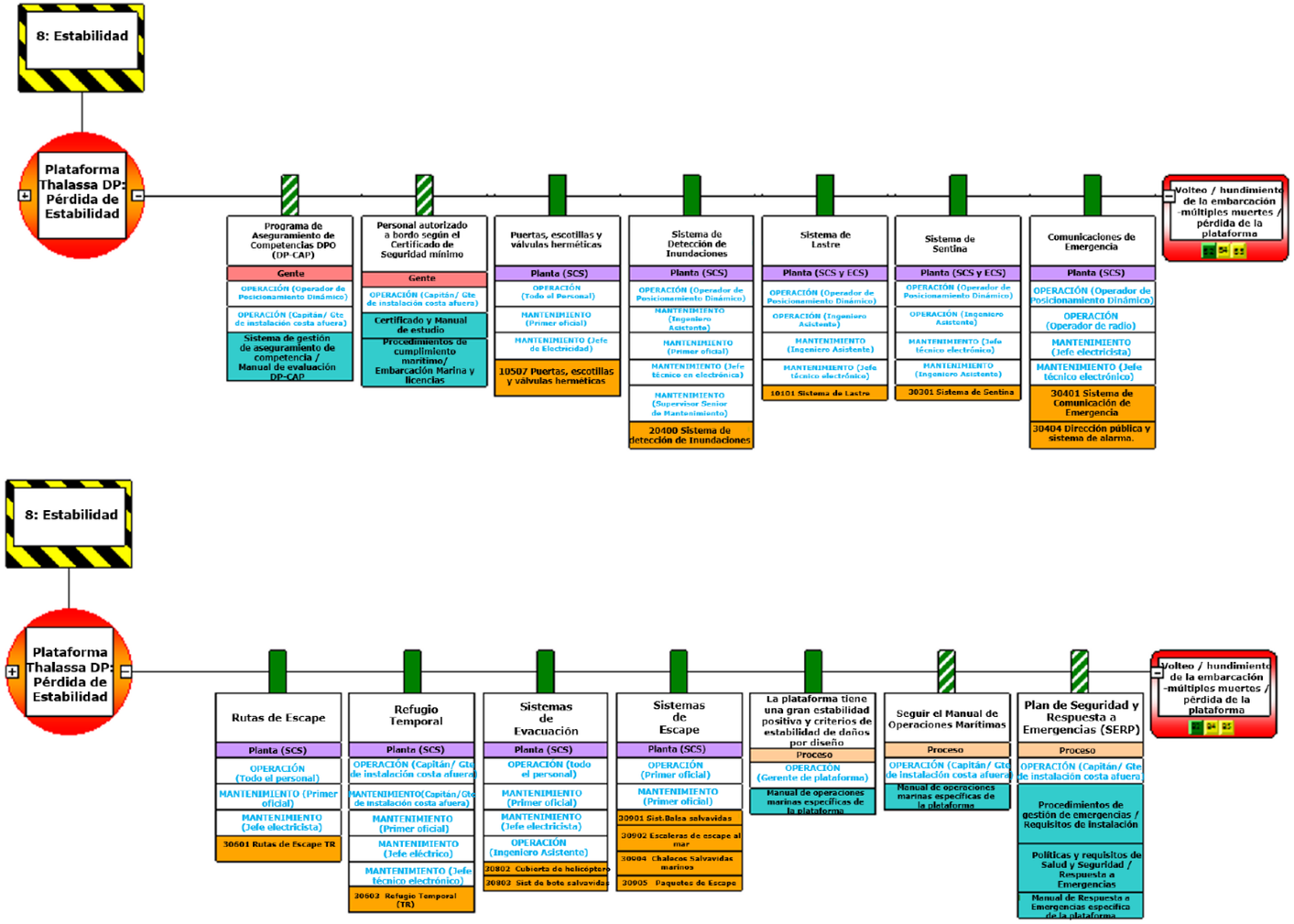


Figura 3-15. Diagrama Bowtie 8 para una Pérdida de Estabilidad – Consecuencias



3.2.6 Bowtie 9 – Pérdida de Integridad Hermética

Figura 3-16. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética

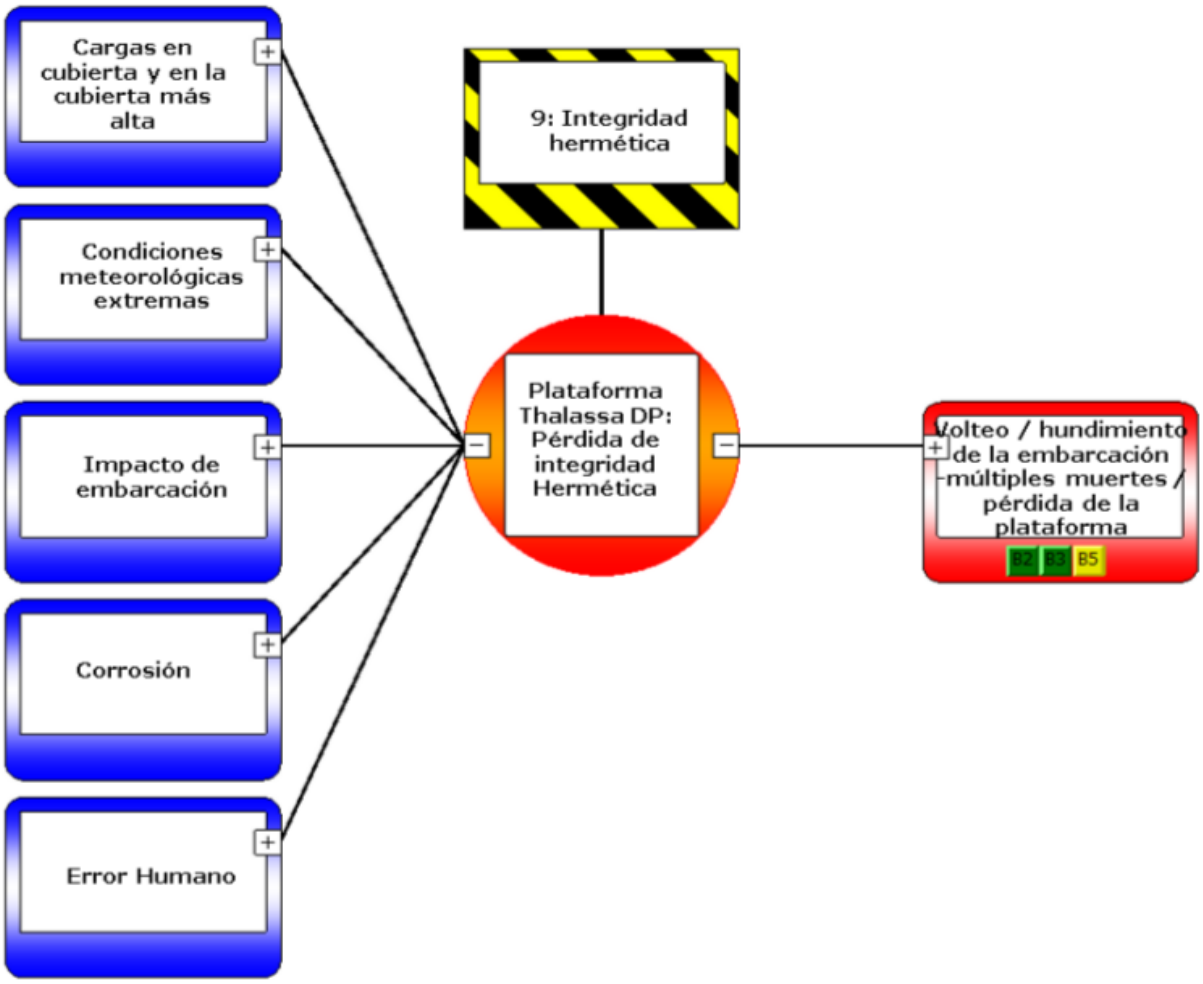


Figura 3-17. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética – Amenazas

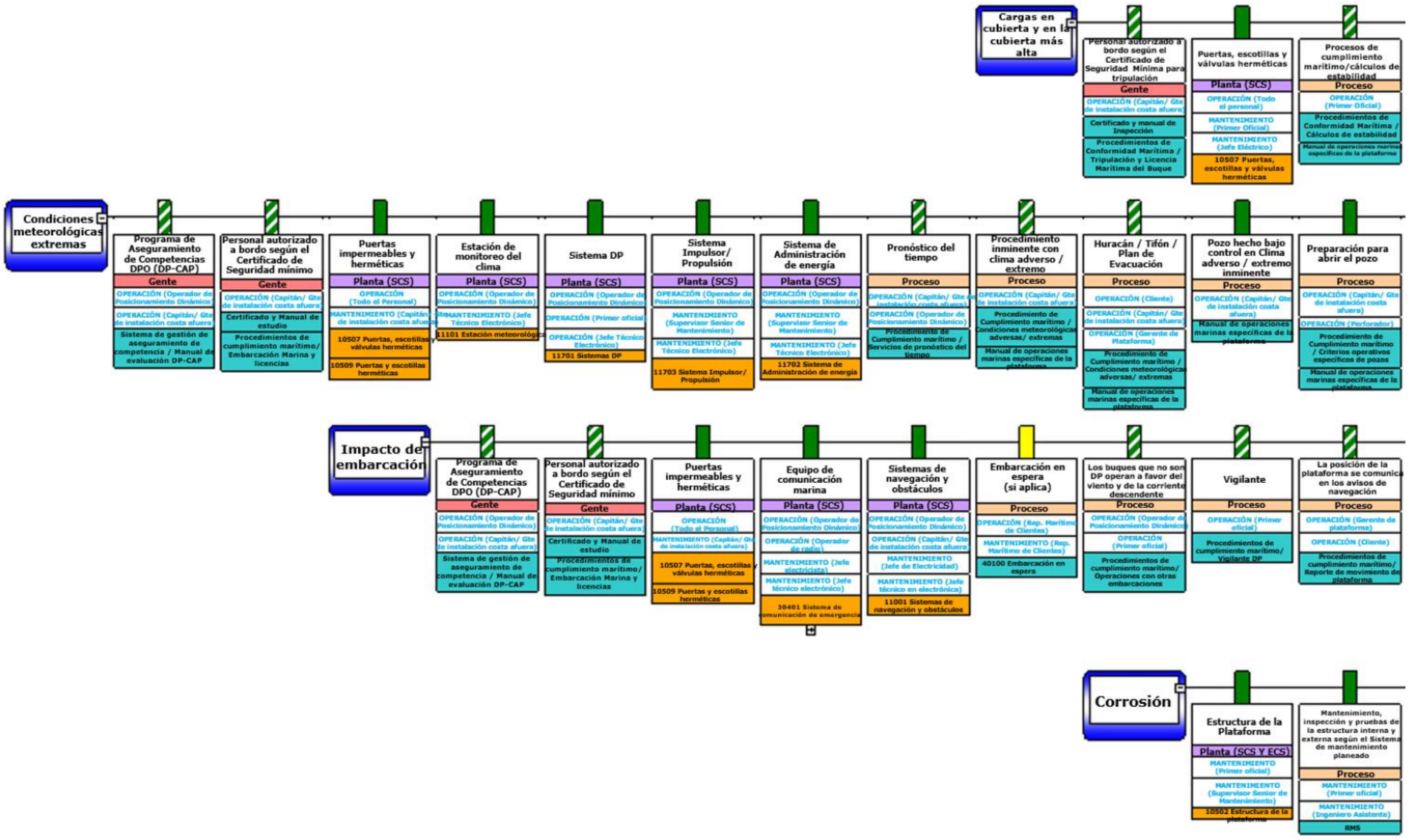


Figura 3-17. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética – Amenazas (Continuación)

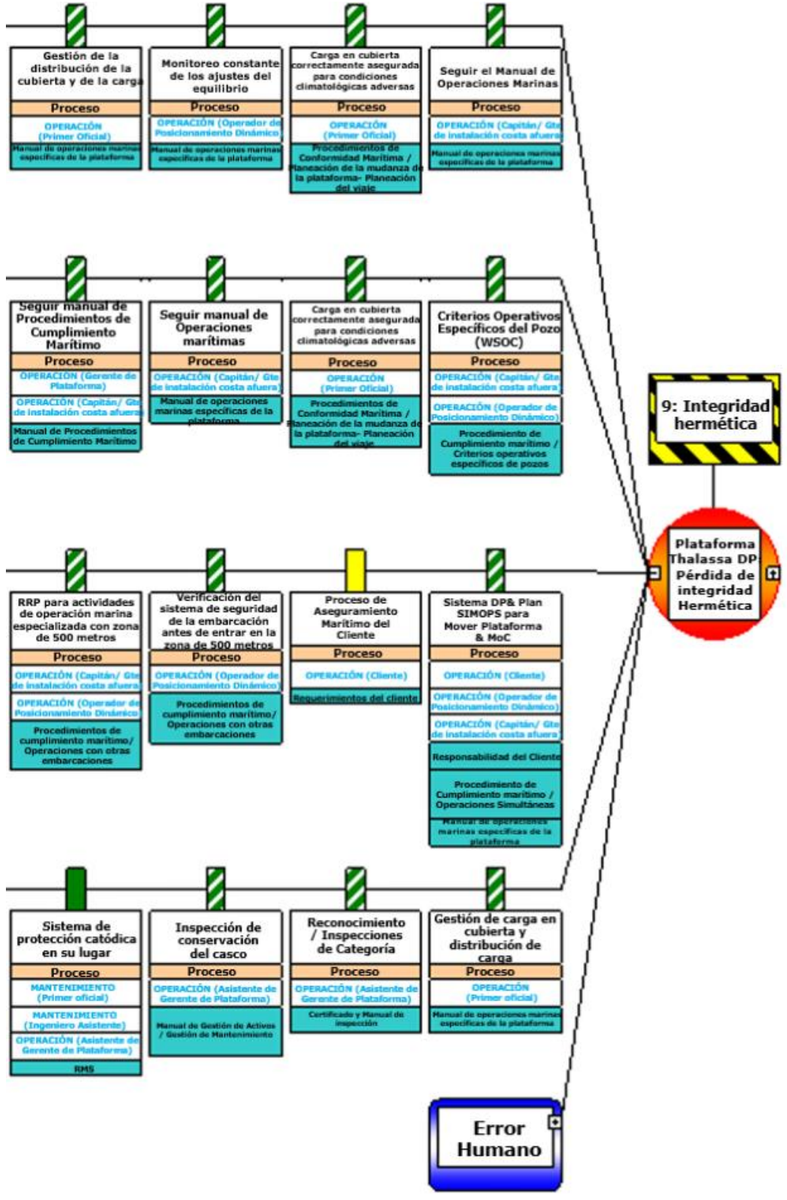


Figura 3-18. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética – Consecuencias

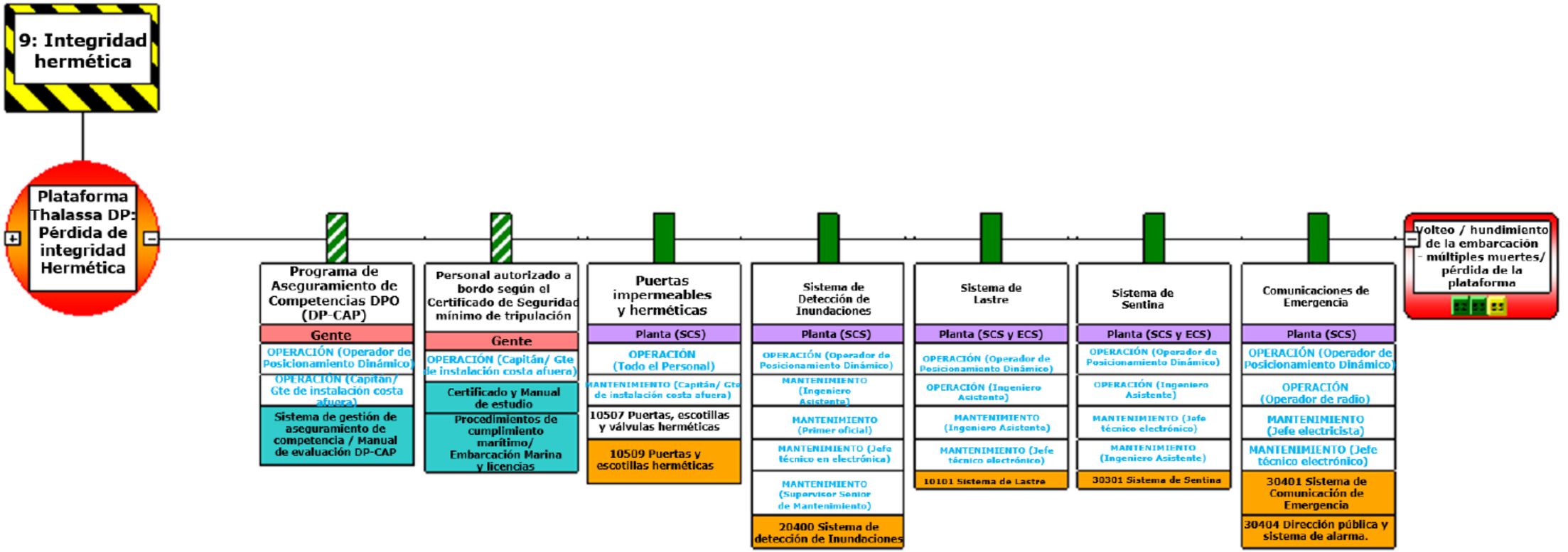
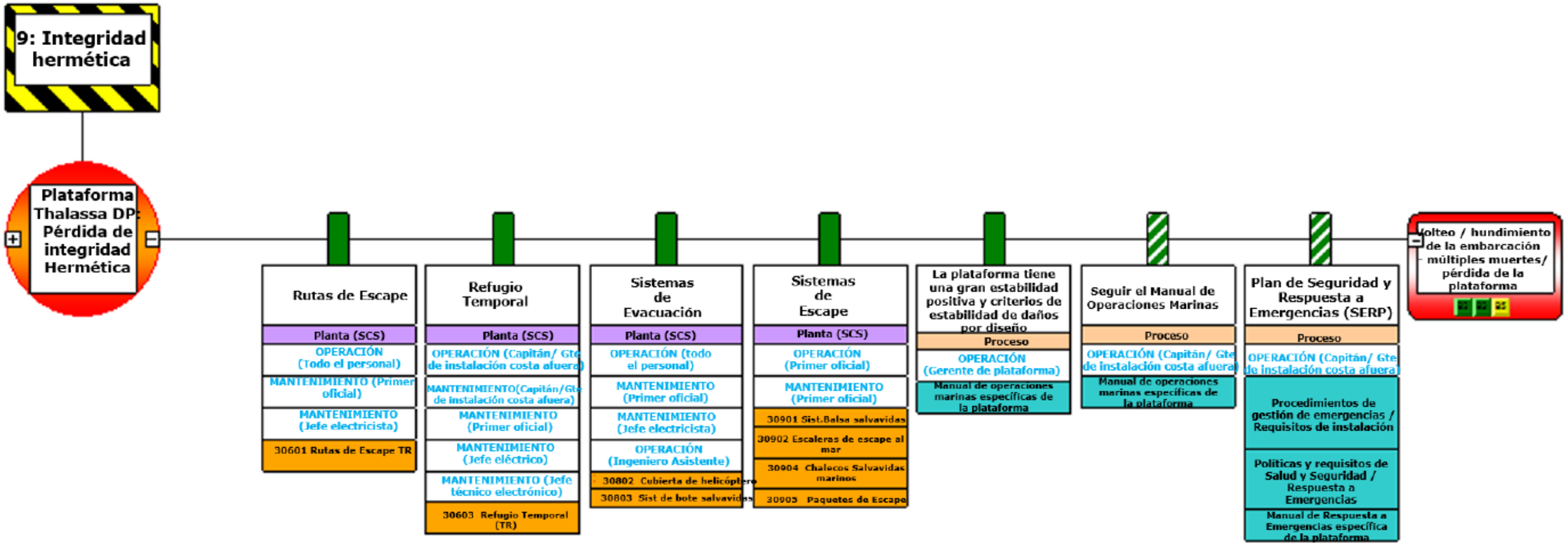


Figura 3-18. Diagrama Bowtie 9 para una Pérdida de Integridad Hermética – Consecuencias (Continuación)



Como se mencionó anteriormente, el proceso de selección e implementación de medidas para prevenir o evitar algún Evento Principal y que derive en su consecuencia, debe considerar los tres tipos de barreras. En los Bowties se señalan los puestos de trabajo o personas críticas que dada su experiencia o capacitación, se responsabilizan de administrar las acciones y aplicar las barreras correspondientes para evitar los Eventos Principales y sus posibles consecuencias. Las barreras en instalaciones (planta) normalmente se enfocan al funcionamiento y rendimiento de equipos, y a sistemas de control. Las barreras del proceso son un conjunto de procedimientos que se consideran críticos para la seguridad del personal; para ello se llevan a cabo capacitaciones o se hace hincapié en los manuales para la correcta ejecución de los mismos.

A continuación se listan una serie de barreras del personal (gente), de la instalación (planta) y del proceso que Shell adoptará para reducir la probabilidad de que un evento conlleve a la pérdida de control del pozo, la liberación no controlada de hidrocarburos y, como consecuencia, la explosión o incendio.

1. Mantener Sobrebalance 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 el control del pozo.
2. Respuesta de Control (golpe de presión o brote) del Pozo – procedimientos a seguir claramente definidos, comunicados, y probados en caso de una situación de golpe de presión o brote.
3. Sistema de Preventores BOP: BOPs submarinos con el mantenimiento correcto, certificado, y probado de manera rutinaria, a fin de mantener el aislamiento del pozo.
4. Selección y Gestión de Equipos y Servicios – procedimientos de adquisición robustos que garanticen que los equipos contratados cuenten con estándares de diseño, construcción, e instalación adecuados, cumpliendo con la regulación aplicable y estándares comunes de la industria.
5. Preparación para Condiciones Meteorológicas Adversas/Extremas – pronóstico de clima para evaluar y predecir condiciones que excedan los límites de operación y que permitan un paro de operaciones planeado. Contar con servicios de pronóstico del tiempo o estaciones de monitoreo del clima.
6. Inspección de Buques – procesos de aseguramiento marino que garanticen que los buques contratados sean seguros y que cumplan con todas las regulaciones aplicables y estándares comunes de la industria.
7. Sistemas de Posicionamiento Marino – sistemas de control de anclaje, remolque, y posicionamiento para la MODU y OSVs/FSV. Sistema de alarmas para notificar a la tripulación cuando las capacidades de posicionamiento se encuentren comprometidas.
8. Procesos del Puente del Buque – inspección de la competencia, certificación, y conformidad de la tripulación con relación a procedimientos críticos.
9. Administración de Movimientos del Buque – control, por medio de operaciones simultáneas de los movimientos del buque para reducir la probabilidad de colisión; por ejemplo, la implementación de una política de zona de seguridad de navegación y sobrevuelo de 500 m o un acercamiento controlado de los buques auxiliares.
10. Sistema de Permisos de Trabajo – sistema de seguridad integrado para controlar operaciones peligrosas, como trabajos en caliente, maniobras de izaje, trabajos en altura, etc.
11. Régimen de Mantenimiento (Sistema de Gestión de Garantía de Competencia) – 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 emergencias y de contención de derrames sea inspeccionado rutinariamente, reciba mantenimiento, sea probado operacionalmente, y esté disponible en caso de requerirse.
12. 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.

13. Régimen de Entrenamiento (Procedimientos de Cumplimiento Marítimo) – implementar entrenamiento y capacitaciones adecuados para el personal, así como actividades prácticas en procedimientos de respuesta a emergencias y prevención, contención, y respuesta ante derrames. Establecer políticas y requisitos explícitos de salud y seguridad para el personal.
14. Planeación de procedimientos de operación – Llevar a cabo reuniones con el personal involucrado previo a la ejecución de actividades. Gestionar y evaluar la operación para confirmar su viabilidad sin accidentes o riesgos.
15. Comunicaciones de Emergencia – mantener enlaces directos y sistemas de comunicación de emergencia con las autoridades correspondientes, revisión de los sistemas y rutas de escape así como los sistemas de evacuación. Contar con instrumentación de control para detectar niveles peligrosos de sustancias, adaptar cierres de emergencia y sistemas de alarma.

Los controles y barreras preventivas estándar de los Bowtie son reforzados por varias regulaciones mexicanas aplicables y por mejores prácticas de la industria. A continuación se presenta una lista general de las medidas adicionales empleadas en el Proyecto para reducir la probabilidad del riesgo:

1. Se prevé que el Proyecto cumpla con el Artículo 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 de la ingeniería de detalle 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 riser, 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 riser, un estudio de riesgos someros se debe llevar a cabo antes de la perforación.

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

5. El Proyecto deberá aplicar los requerimientos de Ingeniería de Control de Pozos de Shell para una barrera de fluidos compuesta de fluidos de perforación con una densidad, composición, y volumen adecuados a fin de contrarrestar la presión del pozo 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 con Presión Controlada.

6. 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 2012).

7. Previo a cualquier actividad de perforación, el Proyecto deberá llevar a cabo un estudio de riesgos y peligros de poca profundidad para cada sitio de pozo propuesto.

8. El Plan de Respuesta ante Derrames de Hidrocarburos (PRD) específico para el Proyecto, deberá alinearse con la información correspondiente a la autorización del SASISOPA, dentro del Protocolo de Respuesta a Emergencias y que en este momento se encuentra en proceso de revisión y en su caso autorización por parte de la ASEA.

9. El equipo adecuado de contención y limpieza de derrames (de acuerdo con los requerimientos del PRD) para derrames a pequeña escala deberá estar disponible en la MODU.

10. Shell se alineará con el Programa de Implementación del SASISOPA, que incluye elementos de planeación para la respuesta a emergencias, entre ellos programación de capacitación al personal.

11. 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 relevantes, a fin de minimizar la percepción de riesgos potenciales relacionados con algún impacto ambiental. 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 las mejores prácticas de Shell y de los estándares internacionales respecto a la administración social y a las políticas de protección ambiental.

12. Shell deberá auditar la MODU y cada OSVs/FSV antes de firmar un contrato, a fin de garantizar que se encuentren equipados para cumplir con 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 OSVs/FSV disponibles.

3.2.6.1 Medidas Preventivas

3.2.6.1.1 Reducción de Riesgo de Gas Poco Profundo

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

3.2.6.1.2 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. A continuación se presentan dos estrategias de mantenimiento principales:

- **Mantenimiento Basado en Condiciones (CBM, por sus siglas en inglés**): 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 con un sistema de administración de mantenimiento. Para los equipos que necesitan 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 medio ambiente, las tareas de mantenimiento preventivo correspondientes se rastrean como Mantenimiento Crítico de Seguridad.

Los siguientes sistemas de seguridad se emplean como barreras de mitigación para atender las consecuencias que pueden resultar del Evento Principal.

3.2.6.2 Sistemas de Seguridad

3.2.6.2.1 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** y se anexa un plano del Sistema en el **Capítulo 5**. En resumen:

- La MODU estará equipada con un sistema de extinción de incendios que consiste en un sistema de suministro de agua para las áreas principales, y de un sistema de CO_2 (o equivalente) para algunas áreas específicas (*i.e.*, cuarto eléctrico).
- Se deberán proporcionar extintores portátiles aprobados, el tipo, y número cumplirán con los requerimientos establecidos por las Sociedades de Clasificación de la industria de la navegación.
- El sistema de detección de fuego y gas será controlado desde un área continuamente vigilada, cuarto de control central. La detección activa un sistema de alarma y procedimientos específicos (personal de extinción de incendios, operaciones de paro, reunión, evacuación) que se comunican con todo el personal.

La tripulación entrenada como miembros del equipo de bomberos podrán operar los sistemas de extinción (hidrantes, extintores portátiles) y utilizar equipo de protección personal especializado (*i.e.*, equipo de respiración autónoma). Se llevarán a cabo simulacros recurrentes para mantener la capacidad de respuesta del equipo.

3.2.6.2.2 Sistemas de Paro de Emergencia

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

3.2.6.2.3 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**.

3.2.6.2.4 Contención de Derrames

Se contará con equipo especializado y recursos para responder a derrames de hidrocarburos en el agua a bordo de los OSVs/FSV 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 (IPIECA-OGP 2015).

3.2.6.3 Respuesta de Intervención del Pozo

Se activarán una serie de medidas de respuesta para cualquier evento de pérdida de control del 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, habrían otras medidas adicionales disponibles como respaldo.

3.2.6.4 BOP

La primera respuesta de Shell sería intentar aplicar las medidas de intervención directa, enfocada a cerrar el BOP original. El BOP estará equipado con múltiples arietes de corte para proporcionar opciones adicionales de cierre. Shell mantendrá el equipo y las capacidades para realizar una intervención externa en el BOP. Esto incluirá a un especialista del equipo y Vehículos de Operación Remota que podrán ser desplegados desde un OSVs/FSV o la 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 (BOP)** 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.

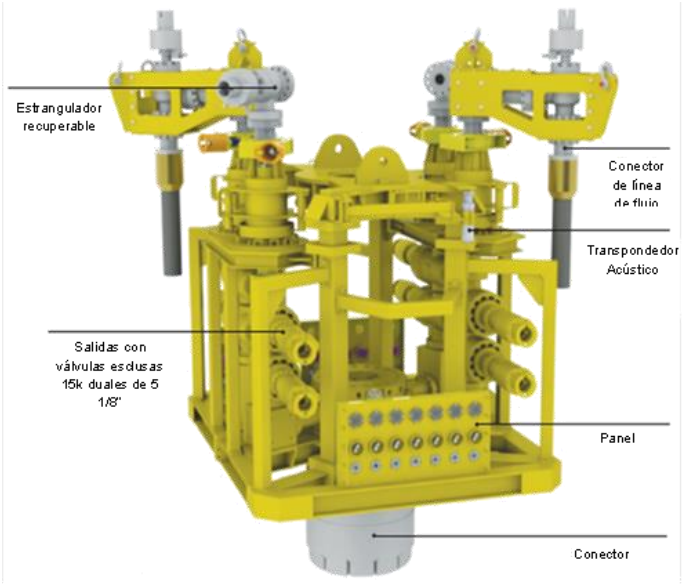
3.2.6.5 Sistema de Contención de Pozo

Las operaciones de contención son el primer paso importante para recuperar el control del pozo.. El sistema de contención, o “capping stack”, es la pieza central de un sistema de contención que se mantiene disponible en una ubicación en tierra. Solo se implementa después de que el BOP no haya cumplido su propósito y se haya producido un reventón de pozo. Un “capping stack" (**Figura 3-19**) es una pieza de equipo que se coloca sobre el pozo reventado como un tapón. Su propósito es detener o redirigir el flujo de hidrocarburos y ganar tiempo para que los ingenieros puedan sellar permanentemente el pozo.

Shell tiene acceso al Kit de Respuesta a Incidentes Submarinos (SIRT, por sus siglas en inglés) a través de Oil Spill Response Limited (OSRL) que contiene herramientas para inspección del sitio, equipos de limpieza de escombros con cortador, y herramientas para enganchar y acceder al BOP cuando sea necesario. El SIRT puede volar desde Brasil o Noruega en pocos días. En caso de ser necesario cortar el riser, se movilizará un cortador de un proveedor como Trendsetter en Houston.

Para el caso de un reventón, el “capping stack” será transportado a México por vía aérea, utilizando una aeronave AN-124. El “capping stack” se desplegará mediante el uso de una grúa de 250/400 toneladas montada en un buque o un marco sobre el mandril del BOP o en el cabezal del pozo. Las operaciones de contención para recuperar el control del pozo se planean que tengan una duración de menos de 30 días.

Figura 3-19. Sistema de Contención de Pozo (Capping Stack)



Fuente: Oil Spill Response, 2018

3.2.6.6 Pozo de Alivio

A medida que se realizan las operaciones de contención del pozo, se realizan Operaciones Simultáneas (SIMOPS, por sus siglas en inglés) para perforar un pozo de alivio. Un pozo de alivio es un pozo secundario que se perfora con la intención de intersectar el pozo principal a una distancia predeterminada por debajo del lecho marino. La ubicación del pozo de alivio debe estar a una distancia mínima segura del lugar del pozo principal para garantizar operaciones seguras de perforación y evitar interferencias con las operaciones de contención del pozo. El propósito del pozo de alivio es cerrar permanentemente el pozo reventado bombeando agua salada, lodo, y concreto hacia el pozo principal.

El pozo de alivio se perforaría utilizando un plan de ejecución similar a un pozo estándar. Por lo general, un pozo de alivio se perfora como un agujero vertical hasta un punto de desviación planificada ("kick-off"), donde se gira hacia el pozo principal utilizando tecnología y herramientas de perforación direccional. Shell cuenta con especialistas internos que pueden diseñar el pozo de alivio y las operaciones de cierre.

3.2.6.7 Plan de Respuesta Ante Derrames

Como parte del proceso de autorización del SASISOPA, Shell presentó ante la ASEA un Plan de Implementación del SASISOPA, que incluye elementos de respuesta a emergencias, incluyendo respuesta a derrames (Liberación no Controlada de Hidrocarburos), basándose en el Plan integral de Respuesta ante Derrames (PRD), en conformidad con el Plan Nacional de Contingencia para Derrames de Hidrocarburos y Sustancias Nocivas Potencialmente Peligrosas en las Zonas Marinas Mexicanas (2016). El PRD es un plan que describe las acciones apropiadas para limitar la contaminación de cualquier derrame de hidrocarburos. Será complementario al SOPEP (ver Sección 6.4.4 de la MIA) y podrá estar relacionado con planes complementarios, tales como el Plan de Control del Pozo (PCP). El PCP establece los procedimientos y responsabilidades para lidiar con brotes o reventones del pozo, y los métodos a utilizar, así como los niveles de capacitación requeridos para que el personal de la MODU reconozca ambos.

El PRD es el documento operacional preparado en caso de un derrame de hidrocarburos o de alguna sustancia peligrosa para:

- Permitir la identificación de la estructura organizacional y recursos a tomar en cuenta en el esfuerzo de respuesta, particularmente para las acciones de respuesta iniciales;
- Garantizar que los esfuerzos de respuesta desplegados son los más adecuados para la evaluación inicial del incidente y los recursos identificados como potencialmente en riesgo; y
- Mitigar las consecuencias generales del derrame.

El PRD cubre todas las actividades asociadas con la perforación costa afuera del pozo, considerando las operaciones realizadas en la MODU. Se consideran las fugas de líquidos tales como crudo, diésel y sustancias peligrosos.

El PRD está preparado y organizado para proporcionar información útil y necesaria, así como documentos guía para:

- La brigada de respuesta inicial
- La persona a cargo en sitio
- El Equipo de Manejo de Incidentes de Shell

El PRD cubre cualquier derrame de crudo, diésel o sustancia peligrosa para establecer las respuestas adecuadas, incluyendo, pero no limitadas a:

- Seguridad
- Evaluación del Derrame
- Vigilancia
- Control de la Fuente
- Contención y Recuperación Costa Afuera
- Contención y Recuperación Costera
- Manejo y Disposición de Residuos

En caso de un reventón del pozo, se activará el Plan de Control de la Fuente. El Plan de Control de la Fuente presenta las actividades de respuesta enfocadas a asegurar la fuente, mientras que las acciones del PRD se enfocan en los hidrocarburos derramados.

4.0 Resumen

4.1 Conclusiones del Estudio de Riesgo Ambiental

Este Estudio de Riesgo Ambiental (ERA) presenta la identificación, evaluación y el análisis de los riesgos potenciales asociados a las actividades de perforación del Pozo Tipo en aguas profundas en el Área Contractual en Cuenca Salina en el Golfo de México. Así mismo, describe las metodologías y las herramientas utilizadas para la identificación, la evaluación y el análisis de barreras preventivas y de mitigación de los riesgos potenciales. Dichos métodos consistieron en el proceso HAZID (identificación), Evaluación con Matriz RAM y Diagramas Bowtie (barreras preventivas y de mitigación). Como bases del diseño y de operación, Shell prevé utilizar un buque de perforación (MODU) de la generación DSME 12000 de Transocean, en torno al cual los riesgos potenciales fueron identificados y evaluados. Los Eventos Principales identificados en el presente ERA constituyen la liberación de gas poco profundo (previo a operaciones) y la liberación no controlada de hidrocarburos (durante las operaciones de perforación) en el lecho marino; así como la pérdida de posición, estabilidad y de integridad térmica del buque de perforación, lo que podría traer como consecuencia la explosión, el incendio (dardo de fuego) y la generación de nube tóxica (en caso de encontrarse H_2S en el yacimiento) que pudieran suceder a nivel del buque de perforación debido a una falla en el riser y a la pérdida de control del pozo.

Debido a la ubicación remota del Proyecto (costa afuera), la radiación térmica, sobrepresión y toxicidad, causados por un incendio y/o explosión provocados por la pérdida de control en el pozo y/o falla en el riser, no constituyen una interacción de riesgo, y solamente representan un peligro inmediato a la fuerza laboral del Proyecto o a la infraestructura (MODU y buques de soporte del Proyecto). Lo anterior se concluye a partir de los radios de amortiguamiento determinados (**Capítulo 2**, **Sección 2.1**), cuyos valores resultaron ser de 612 m para sobrepresión por explosión (0.5 lb/pulg^2), de 119 m para dardo de fuego (radiación térmica, 1.4 kW/m^2) y de 1,238 m para toxicidad de H_2S (TWA, 10 ppm). Cabe señalar, que la extensión real de las zonas de alto riesgo y amortiguamiento pudiera variar debido a las condiciones al momento del incidente, tales como: dirección de la fuga y velocidad del viento.

Dado lo anterior, el riesgo a la comunidad no fue evaluado para las consecuencias de explosión, dardo de fuego y nube tóxica de H_2S, ya que solamente se limitan al buque de perforación (MODU) y a las embarcaciones relacionadas con el Proyecto. Sin embargo, para el caso del evento de liberación no controlada de hidrocarburos, se consideró el riesgo a la comunidad, en términos de probabilidad de la presencia de hidrocarburos en la costa y tiempos mínimos de arribo; el cual pudiera suceder entre un lapso de 10 días y 15 días después del evento. Los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos fueron utilizados para identificar el tiempo de llegada del peor escenario para áreas sensibles, en donde las áreas naturales protegidas de “Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan” y “Laguna Madre y Delta del Río Bravo” tuvieron la mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos para las temporadas de secas y de lluvias, respectivamente. Los Sitios Ramsar con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos fueron “Manglares y humedales de la Laguna de Sontecomapan“ y “Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre” para la temporada de secas y de lluvias, respectivamente. Los receptores precisos sensibles al medio ambiente que serán afectados por una liberación no controlada de hidrocarburos dependerán de las propiedades exactas del hidrocarburo, velocidad de flujo, temporada y condiciones climáticas al momento del incidente.

A partir de diagramas de tipo Bowtie (**Capítulo 3**) se especifican las barreras preventivas para reducir la probabilidad de que ocurra un Evento Principal y las barreras de mitigación, para mitigar los impactos resultantes de la ocurrencia de un Evento Principal y evitar que escale a una consecuencia de mayor severidad. Los Bowties presentados corresponden a la liberación de gas poco profundo, la liberación no controlada de hidrocarburos por presencia de flujo de formación durante operaciones de perforación; la liberación no controlada de hidrocarburos durante operaciones con tubería flexible (registro de pozo); perdida de posición, estabilidad e integridad hermética de la MODU.

El presente ERA concluye que la probabilidad de un daño ambiental a largo plazo, provocado por una liberación no controlada de hidrocarburos (cuyas sustancias son mencionada en los Listados AAR) en el Área Contractual, es extremadamente poco probable. Los procedimientos de identificación de riesgos (**Capítulo 1**, **Sección 1.5**) y las barreras preventivas (**Capítulo 3**) administran y reducen eficazmente el riesgo de incidentes dañinos, lo que hace que su ocurrencia sea extremadamente poco probable. Las sustancias de los Listados AAR solo se "manejarían" en el caso de una pérdida de control del pozo y/o falla en el riser y por esta razón, representa el único escenario creíble para una liberación en cantidades de reporte.

4.2 Situación General del Proyecto Respecto al Resumen de Riesgos Ambientales

Se espera que la perforación del Pozo Tipo en el Área Contractual inicie en el último trimestre del 2019. El manejo de las sustancias incluidas en los Listados AAR solo ocurrirá si las actividades de exploración encuentran hidrocarburos en cantidades viables.

A partir de la Metodología para la Identificación y Jerarquización de Riesgos tratados en la **Sección 1.5**, las consecuencias relacionadas a los Eventos Principales mencionados anteriormente corresponden a la explosión e incendio por falla del riser y pérdida del control del pozo.

Para entender la severidad de dichas consecuencias, se modelaron numéricamente los siguientes escenarios:

- Explosión, dardo de fuego y nube tóxica por falla en el riser
- Liberación no controlada de hidrocarburos por reventón de pozo a nivel del lecho marino.

Mediante el uso del programa PHAST Ver. 8.1, se ingresaron los parámetros y se modelaron los escenarios mencionados con el propósito de predecir los resultados de los eventos de explosión, dardo de fuego y nube tóxica.

Los escenarios de reventones de pozos submarinos se modelaron con el programa OILMAP *Oil Spill Modelling System* para calcular la probabilidad de presencia del hidrocarburo liberado en superficie marina y en las costas del Golfo de México, así como estimaciones del tiempo mínimo de arribo a la costa.

4.2.1 Resumen de la Modelación

Un resumen de los resultados obtenidos a partir de todas las modelaciones realizadas se presenta a continuación:

4.2.1.1 Escenario 1. Falla en el Riser

La zona de alto riesgo del dardo de fuego podría alcanzar hasta 48 m del punto de liberación, con un radio de amortiguamiento 119 m para condiciones de viento de 10 m/s (mayor intensidad de viento considerada en este ERA). La zona de alto riesgo de sobrepresión por explosión podría alcanzar hasta 147 m con un radio de amortiguamiento 612 m. Para condiciones de clima F2, D5 y D10, la zona de alto riesgo (IDLH) por toxicidad de H_2S se encuentra a una distancia de 90 m, 102 m y 111 m, respectivamente, las cuales podrían afectar al personal en la MODU. La zona de amortiguamiento se extiende hasta 1,238 m para un límite de exposición a largo plazo (TWA), y 805 m para una exposición a corto plazo (STEL) considerando una estabilidad climática de F2, la cual puede llegar a poco más de 100 m sobre el nivel del mar. La dispersión resultante de H_2S por falla en el riser no presenta ningún riesgo para el equipo.

4.2.1.2 Escenario 2. Liberación No Controlada de Hidrocarburos

Con base en los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos, durante la temporada de lluvias y de secas, el hidrocarburo vertido tiene una probabilidad similar de llegar a los ecosistemas costeros y podría hacerlo en un tiempo aproximado de 10 a 15 días.

Durante la temporada de lluvias, la superficie marina con mayor probabilidad (60-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 450 km al noroeste del Pozo Tipo, con probabilidades ligeramente más bajas (30-60%) que alcanzan hasta 560 km en la misma dirección. La línea de costa con mayor probabilidad

de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste – noroeste del punto de liberación y los tiempos mínimos de arribo se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

Durante la temporada de secas la superficie marina con mayor probabilidad (60-100%) de presencia de hidrocarburos está limitada a aproximadamente 370 km al oeste-noroeste del sitio de liberación, con probabilidades ligeramente más bajas (30-60%) que alcanzan hasta 450 km hacia el noroeste. La línea de costa con mayor probabilidad de presencia de hidrocarburos (40-50%) se localiza al oeste y al suroeste del punto de liberación. En general, los tiempos mínimos de arribo se encuentran entre los primeros 10 a 15 días.

Los resultados de la modelación de la liberación no controlada de hidrocarburos fueron utilizados para identificar el tiempo de llegada del peor escenario para áreas sensibles: Regiones Marinas Prioritarias (RMP), Sitios Marinos Prioritarios (SMP), Regiones Terrestres Prioritarias (RTP), Áreas Naturales Protegidas (ANP), Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICA), Humedales de Importancia Internacional (Sitios Ramsar) y Unidades de Gestión Ambiental (UGA). De estos sitios, las Áreas Naturales Protegidas y los Sitios Ramsar fueron priorizados debido a su nivel de protección legal. El Sistema Arrecifal Lobos-Tuxpan tiene la probabilidad más alta de presencia de hidrocarburos en la superficie marina y en la costa entre todas las ANPs durante la temporada de secas, mientras que, para la temporada de lluvias, Laguna Madre y Delta del Río Bravo tuvieran la mayor probabilidad de arribo en la costa. Ocho Sitios Ramsar se encuentran en riesgo de arribo de hidrocarburos a sus costas, aunque la probabilidad de que esto ocurra varió según el sitio y la temporada. Durante la temporada de secas, los Manglares y Humedales de la Laguna de Sontecomapan tuvieron la mayor probabilidad de arribo en la costa. Durante la temporada de lluvias, el Área de Protección de Flora y Fauna Laguna Madre fue el sitio con mayor probabilidad. La mayoría de los tiempos de arribo de hidrocarburos a las áreas protegidas se encuentran dentro del rango de los 10 a 15 días. Las especies dentro del área potencialmente impactada por hidrocarburos incluyen tortugas (con sitios de anidación para cinco especies diferentes en el área), aves (con sitios de anidación y alimentación en el área) y mamíferos tales como manatíes.

4.3 Informe Técnico

4.3.1 Sustancias Involucradas

Nombre químico de la sustancia (IUPAC) *	No. CAS*	Densidad	Flujo	Longitud de la tubería (km)	Diámetro de la tubería (cm)	Presión de operación (kg/cm^2)	Espesor (mm)	Descripción de la trayectoria
Gas natural	8006-14-2*	Densidad relativa de vapor a 15.5°C= 0.61	23.31 kg/s** 72 MMSCFD***	N/A	488.95 mm / 19.25 pulg** N/A	N/A	N/A	Vertical**
Crudo medio	8002-05-09	Peso específico 0.860 a 15.5 °C	23.31 kg/s** 150,000 bbl/día***	N/A	N/A488.95 mm / 19.25 pulg** N/A	N/A	N/A	Vertical**.
H_2S	7783-06-4	Densidad de vapor 1.411 kg/m^3	23.31 kg/s**	N/A	488.95 mm / 19.25 pulg**	N/A	N/A	Vertical**

**Se proporciona el CAS para el gas natural el crudo medio Istmo. La composición exacta del gas y el crudo del yacimiento puede variar.*

*** Valores utilizados en la modelación de radios de afectación de explosividad, inflamabilidad y toxicidad con el modelo PHAST.*

**** Valores utilizados en la modelación de liberación no controlada de hidrocarburos (derrame) con el modelo OILMAP.*

4.3.2 Historia de Accidentes e Incidentes

Debido a que se trata de un Proyecto nuevo de perforación exploratoria, Shell no cuenta con un historial de accidentes o incidentes en el sitio. En la **Sección 1.5.1 Historia de Accidentes e Incidentes** se proporcionan estadísticas amplias de la industria.

4.3.3 Identificación y Jerarquización de Riesgos Ambientales

No. de Evento	Falla	Accidente Hipotético					Metodología utilizada para identificar el Riesgo	Componentes Ambientales Afectados
		Fuga	Derrame	Incendio	Explosión	Unidad o Dispositivo		
1	Grieta o sobrepresión del riser por condiciones climáticas extremas, fallo de sistemas DP o propulsión, cambios de peso no planeados, distribución, inundación de compartimento y corrosión.	✓	✓	Posible	Posible	Riser	HAZID	Riesgo para la vida de los trabajadores en plataforma (no de la población en general), posible atmósfera tóxica
2	Pérdida de Control de Pozo / Reventón por brote de fluidos del yacimiento, errores en el diseño o construcción del pozo y/o falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero		✓			Cabezal del Pozo / BOP	HAZID	Amplias áreas de receptores ambientales (áreas prioritarias de protección) y socioeconómicos potencialmente afectados. Se esperarían fatalidades en la flora y fauna afectadas.

4.3.4 Estimación de las Consecuencias

No. de Evento	Falla	Tipo de Liberación		Cantidad Hipotética Liberada		Estado Físico	Efectos Potenciales No Mitigados*					Programa de Simulación Utilizado	Área de Alto Riesgo	
													Alto Riesgo	Amortiguación
		Masiva	Continua	Cantidad	Unidad		C	G	S	R	N		Distancia (m)	Distancia (m)
1	Grieta o sobrepresión del riser por condiciones climáticas extremas, fallo de sistemas DP o propulsión, cambios de peso no planeados, distribución (inundación de compartimento y corrosión).		✓	72**	MMSCFD	Gas				✓		PHAST	Dardo Fuego = 71 m (Viento a 10 m/s) Explosión = 331 m	Dardo Fuego = 119 m (Viento a 10 m/s) Explosión = 612 m
				23.31***	kg/s									
				150,000**	bbl/día	Líquido								
				23.31***	kg/s**									
2	Pérdida de Control de Pozo (*e.g.,* reventón): por brote de fluidos del yacimiento, errores en el diseño o construcción del pozo y/o falla del sistema de tubería flexible y del sistema de línea de acero.		✓	72**	MMSCFD	Gas	✓					OILMAP	n/a	n/a
				150,000**	bbl/día	Líquido								

** Efectos Potenciales según la Guía de SEMARNAT*

(C) Catastrófico, (G) Grave, (S) Significativo, (R) Reparable y (N) Ninguno

*** Estimaciones conservadoras del peor escenario posible. Valores utilizados para modelación con OILMAP*

**** Flujos utilizados en la modelación de radios de afectación de explosividad, inflamabilidad y toxicidad con el modelo PHAST.*

4.3.5 Criterios Utilizados

No. Falla	Evento	Toxicidad		Condición del Viento		Explosividad		Radiación Térmica			Otro Criterio
		IDHL*	TLV_8**	Velocidad del Viento (m/s)	Estabilidad Atmosférica	Distancia (m) a la Sobrepresión de la Explosión de 70 mbar 1 lb/pulg^2	Distancia (m) a la Sobrepresión de la Explosión de 35 mbar 0.5 lb/pulg^2	Distancia al flujo de Radiación Térmica de 1.4 kW/m^2 (Zona de Amortiguamiento)	Distancia al flujo de Radiación Térmica de 5 kW/m^2 (Zona de Alto Riesgo)	Distancia al flujo de Radiación Térmica de 12.5 kW/m^2 (Zona de Alto Riesgo del Equipo)*	
1	Falla de tubería	90 m	STEL (15 ppm): 403 m TWA (10 ppm): 564 m	2	F2	331 m	612 m	110 m	53	17	n/a
		102 m	STEL (15 ppm): 296 m TWA (10 ppm): 371 m	5	D5			113 m	63	40	n/a
		111 m	STEL (15 ppm): 214 m TWA (10 ppm): 274 m	10	D10			119 m	71	48	n/a

**IDLH: Inminente peligrosa para la vida y salud*

***TLV_8: Valor Umbral Límite*

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.

ASEA, Guía para la Elaboración del Análisis de Riesgo Para el Sector Hidroacrburos. Agencia Nacional de Seguridad Industrial y de Protección al Medio Ambiente del Sector Hidrocarburos. https://www.gob.mx/asea/acciones-y-programas/l3 Consultada en 2019.

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) [Consultado: Jul. 2018].

BOEM/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)

BOEMRE. (2011). Scientific and Technical Publications for 2011. https://www.boem.gov/ [Consultado: Jul. 2018].

Boer, B. (1993). Mangroves two years after the 1991 Gulf War oil spill in Saudi Arabia. *Marine Pollution Bulletin* 27:207-211.

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

Burger, J. (2017). Avian Resources of the Northern Gulf of Mexico. Disponible en https://link.springer.com/chapter/10.1007%2F978-1-4939-3456-0_4 [Consultado: Sep. 2017]

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.

Brenner, J., C. Voight, and D. Mehlman. 2016. Migratory Species in the Gulf of Mexico Large Marine Ecosystem: Executive Summary. The Nature Conservancy, Arlington, 20 pp.

CEAA 2017 https://www.ceaa-acee.gc.ca/050/evaluations/document/121104?culture=en-CA#toc080

CNH (2015). Ronda 1. Aguas Profundas - Licitación 4. Ronda Uno. https://rondasmexico.gob.mx/l04-ap-bloques / [Consultado: Jul. 2018].

CONAGUA-SMN. 2018. Información Climatológica https://smn.cna.gob.mx/es/ [Consultado: Jul. 2018].

Corn L.M., Copeland C. (2010). The Deepwater Horizon Spill: Coastal Wetland and Wildlife Impacts and Response. Congressional Research Service 7-5700 R141311.

De la Lanza-Espino, G., 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., Sturges W.. 2005. Deep cyclonic circulation in the Gulf of Mexico. Journal of Physical Oceanography 35:1801–1812.

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,

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. Pages 101-110 Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models. Geophysical Monographs Series Vol 161, American Geophysical Union.

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.

Dipper, F. and Thia-Eng, C. (2000). Biological Impacts of Oil Pollution: Fisheries. IPIECA Report Series Vol. 8. IPIECA.

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: http://www.fas.org/sgp/crs/misc/R41311.pdf.

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: http://dof.gob.mx/nota_detalle.php?codigo=4912592&fecha=23/06/2006 [Consultado: Jul. 2018]

DOF (2016): ACUERDO por el que se establecen zonas de seguridad para la navegación y sobrevuelo en las inmediaciones de las instalaciones petroleras y para el aprovechamiento integral y sustentable de los recursos pesqueros y acuícolas en zonas marinas mexicanas. SECRETARIA DE AGRICULTURA, GANADERIA, DESARROLLO RURAL, PESCA Y ALIMENTACION.

Dubranna, J., P. Pérez-Brunius, M. López, J. Candela. 2011. Circulation over the continental shelf of the western and southwestern Gulf of Mexico. Journal of Geophysical Research 116:17pp.

Etkin D.S (1997) The Impact of Oil Spills on Marine Mammals, OSIR Report 13 March 1997 Special Report.

Expro International Group, Subsea Safety Systems. https://www.exprogroup.com/ [Consultado: May. 2019].

French-McCay. D.P., Reed M, Jayko K., Feng S., Rines H., Pavignano S., Isaji T., Puckett S., Keller A., French F. W. III, Gifford D., McCue J., Brown G., MacDonald E., Quirk J., Natzke S., Bishop R., Welsh M., Phillips M. Ingram B.S. (1996). The CERCLA type A natural resource damage assessment model for coastal and marine environments (NRDAM/CME), Technical Documentation, Vol. I - V. Final Report, submitted to the Office of Environmental Policy and Compliance, U.S. Dept. of the Interior, Washington, DC, April, 1996; National Technical Information Service, 5285 Port Royal Road, Springfield, VA 22161, PB96-501788

French-McCay D.P.(2009). State-of-the-Art and Research Needs for Oil Spill Impact Assessment Modelling. In Proceedings of the 32nd AMOP Technical Seminar on Environmental Contamination and Response, Emergencies Science Division, Environment Canada, Ottawa, ON, Canada, pp. 601-653.

French-McCay D.P. (2011). Modeling Subsurface Oil Transport and Concentrations during the Response to the Deepwater Horizon Oil Spill. International Oil Spill Conference Proceedings. 2011. abs419. 10.7901/2169-3358-2011-1-419.

French-McCay D.P., Schroeder G. M., Graham E., Rowe J., Bohaboy E., Reich, D. (2012). Evaluating the Fate and Effects of the Deepwater Horizon Oil Spill on Water Column Biota.

French-McCay, D.P., Li Z., Horn M., Crowley D., Spaulding M., Mendelsohn D., Turner C. (2016). Modeling Oil Fate and Subsurface Exposure Concentrations from the Deepwater Horizon Oil Spill. 10.13140/RG.2.1.2066.7123.

Fritts, T. H., and M. A. McGehee. 1982. Effects of petroleum on the development and survival of marine turtle embryos. Contract No. 14-16-0009-80-946, FWS/OBS-82/37. U.S. Fish and Wildlife Service, U.S. Department of the Interior, Washington, D.C.

Gallardo Del Ángel, J. C., Velarde-González, E. y R., Arreola- Alemón. (2004). Las Aves del Gulf of Mexico y las Áreas Prioritarias para su Conservación. In Diagnostico ambiental del Gulf of Mexico. Ed. INE-SEMARNAT, pp. 301-322. México, DF.

Geraci, J.R. & St Aubin D.J. (1988). Synthesis of the Effects of Oil on Marine Mammals. OCS Report, MMS 88-0049. Anchorage, AK: USDOI, MMS, Alaska OCS Region 292 pp.

Gouillon, F., S. L. Morey, D. S. Dukhovskoy, & 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.

Halliwell, G.R., 2004: Evaluation of vertical coordinate and vertical mixing algorithms in the HYbrid Coordinate Ocean Model (HYCOM). Ocean Modelling, 7, 285-322.

Hamilton, P., T. J. Berger, & W. Johnson. 2002. On the structure and motions of cyclones in the northern Gulf of Mexico. 107:1-1-1-18.

Hamilton, P., & 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, & 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). Adoption: 1973 (Convention), 1978 (1978 Protocol), 1997 (Protocol - Annex VI); Entry into force: 2 October 1983 (Annexes I and II). http://www.imo.org/en/About/Conventions/ListOfConventions/Pages/International-Convention-for-the-Prevention-of-Pollution-from-Ships-(MARPOL).aspx [Consultado: 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 (2016) Environmental Fates and Effects of Ocean Discharge of Drill Cuttings and Associated Drilling Fluids from Offshore Oil and Gas Operations. Report 543. pp. 144.

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: http://www.ipieca.org/news/update-on-the-ipieca-iogp-oil-spill-response-joint-industry-project/ [Consultado: Jul. 2018].

IPIECA-IOGP (2015). Contingency planning for oil spills on water. http://www.oilspillresponseproject.org/wp-content/uploads/2016/02/GPG-Contingency-Planning.pdf [Consultado: Jul. 2018].

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/).

JAMSTEC (2015): Ultra-deep-water riser drilling system | TECHNOLOGY DEVELOPMENT | Center for Deep Earth Exploration (CDEX) JAPAN AGENCY FOR MARINE-EARTH SCIENCE AND TECHNOLOGY. [Consultado: 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). https://journals.ametsoc.org/doi/pdf/10.1175/2009BAMS2755.1 [Consultado: Jul 2018)

Langangen O., Olsen E., Stige L.C.m Ohlberger J., Yaragina N.A., Vikebo F.B., Bogstad B., Stenseth N.C., Hjermann D.O. (2017) The effects of oil spills on marine fishe: Implication of spatial variation In natural mortality. Marine Poluttion Bulletin 118 102-109.

Leighton, F. A. (1993). The toxicity of petroleum oils to birds. In Environmental Reviews, Vol. 1, No. 2, pp. 92-103

Lloyds Register Report (April 2018) on Sintef Blowout Database. Report number 19101001-8/2018/R3

Lutcavage M.E., Lutz O.L., Bossart G.F., Hudson D.M. (1995) Physiologic and clinicopathologic effects of crude oil on loggerhead sea turtles. Arch Environ Contam Toxicol 28(4) 417-22.

MARPOL (1973). International Convention for the Prevention of Pollution from Ships (MARPOL). http://www.imo.org/en/about/conventions/listofconventions/pages/international-convention-for-the-prevention-of-pollution-from-ships-(marpol).aspx [Consultado: Mar. 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, & 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 J. W. Anderson: Response of marine animals to petroleum and specific petroleum hydrocarbons, 177 pp. London: Applied Science Publishers 1981

NHC. (2017). NHC GIS Archive - https://www.nhc.noaa.gov/ Tropical Cyclone Best Track [Consultado: Jul. 2018)

NOAA. (2018)a. NCDC International Best Track Archive for Climate Stewardship (IBTrACS) Project, Version 4. https://data.nodc.noaa.gov/cgi-bin/iso?id=gov.noaa.ncdc:C00834 [Consultado: Jul. 2018)

NOAA. (2018)b. NOAA National Centers for Environmental Information. DOI:10.7289/V5NK3BZP. 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 [Consultado: Dic. 2017]

NOAA. Historical Hurricane Tracks. https://www.coast.noaa.gov/hurricanes/ [Consultado: Jul. 2018]

NOAA-NDBC. 2018. NOAA Data Buoy Center - Station 42055 - Bay of Campeche (https://www.ndbc.noaa.gov/station_page.php?station=42055) [Consultado: Jul. 2018].

NOAA-NHC. 2017. NOAA National Hurricane Center (https://www.nhc.noaa.gov/) [Consultado: Oct. 2017].

NOAA-NDBC. (2017). Gulf of Mexico Coastal Ocean Observing System Data Portal.

http://www.ndbc.noaa.gov/station_history.php?station=42055. [Consultado: Jul. 2017]

NOPSEMA, 2018 https://www.nopsema.gov.au/assets/Publications/A626200.pdf

Ocean Drilling Program, 2002.

Oey, L. Y., & D.-P. Wang (2009), Modeling Waves and Currents Produced by Hurricanes Katrina, Rita, and Wilma (Report 39731, BOEM), edited, BOEM, Washington, DC.

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

http://s1.q4cdn.com/189426555/files/doc_downloads/FleetStatus/2018/pacd_Ex99_2_FSR(2).pdf.

Pangchang, V., C. K. Jeong, & 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, & 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.

Pasquill, F. (1961). The estimation of the dispersion of windborne material, The Meteorological Magazine, vol 90, No. 1063, pp 33-49

Peel, M. C., B. L. Finlayson, & T. A. McMahon. 2007. Updated world map of the Köppen-Geiger climate classification. Hydrological Earth System Sciences **11**:1633-1644.

Pérez, E. P., V. Magaña, E. Caetano, & S. Kusunoki. 2014. Cold surge activity over the Gulf of Mexico in a warmer climate1. Frontiers in Earth Science **2**.

PEMEX (2003) Sustainable Development, Annual Report 2003, Petróleos Mexicanos.

Ramsar Sites Information Service https://rsis.ramsar.org/ris/1346 accessed September 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.

Sarukhán, J. (2010). Conocimiento actual de la Biodiversidad. In: Capital Natural de México, vol. 1. J. Soberón, G. Halffter & J. Llorente-Bousquet (ed.). México: CONABIO.

Schmitz, W. J., Jr. (2005), Cyclones and westward propagation in the shedding of anticyclonic rings from the Loop Current, in Circulation in the Gulf of Mexico: Observations and Models, Geophys. Monogr. Ser., vol. 161, edited by W. Sturges and A. Lugo-Fernandez, pp. 241–261, AGU, Washington, D. C.

Sealion Shipping Limited. (2018). Sea Lion. http://www.sealionshipping.co.uk/ [Consultado, Jul. 2018].

SEMARNAT Guía para la presentación del estudio de riesgo modalidad análisis de riesgo. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SEMARNAT. (2005). Norma Oficial Mexicana NOM-143-SEMARNAT-2003, que establece las especificaciones ambientales para el manejo de agua congénita asociada a Hidrocarburos. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales

SEMARNAT. (2017). Programa de Manejo Parque Nacional Sistema Arrecifal Veracruzano. 1st ed. Ciudad de México: Secretaria de Medio Ambiente y Recursos Naturales.

Shell Exploracion y Extraccion de Mexico (2018): Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales.HSE-PR-SEEM-008 Versión 1.pp 21.

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. Servicio Meteorológico Nacional. (https://smn.cna.gob.mx/es) [Consultado: Jun, 2018].

Sturges, W., A. Lugo-Fernandez, & M. D. Shargel. 2005. Introduction to Circulation in the Gulf of Mexico. Pages 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, & 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.

Transocean LTD. (2016): Caso HSE Deepwater Thalassa. Parte 4 Administración del Riesgo. Versión 01 / Revisión 02 pp 76.

Transocean LTD. (2019): Caso HSE Deepwater Thalassa. Anexo 4.2.Diagramas Bowtie. Edición 01 / Revisión 02 pp 53.

TOI DW DSME 12000. Transocean Deepwater Thalassa Ultra Deepwater Dual-Activity-Drillship. Datasheet Specifications.

Toisa Pisces, DP Environmental Well Testing Vessel Outine Specification/Data Sheet. Sealion Shipping Limited, 2018

Vazquez De La Cerda, A. M., R. O. Reid, S. F. DiMarco, & 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.

Vázquez, A. M.C., Dimarco, R. O. R. & Jochens, A. E. (2005) Bay of Campeche circulation: an update. Geophysical Monograph Series. Pp. 1-9.

World Ocean Review (https://worldoceanreview.com/en/wor-3/oil-and-gas/oiling-the-oceans/deepwater-horizon-the-offshore-oil-industrys-worst-case-scenario/), ©The Times Picayune

Würsig, B. (2017). Marine mammals of the Gulf of Mexico. In: Habitats and Biota of the Gulf of Mexico: Before the Deepwater Horizon Oil Spill, vol. 2. C. Herb-Ward (ed.). Houston, TX, USA: Springer Open.

Ylitalo, Gina & Collier, Tracy & Anulacion, B.F. & Juaire, K & Boyer, R.H. & Da Silva, Denis & Keene, J.L. & Stacy, B.A.. (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. 33. 9-24. 10.3354/esr00762.

Zavala-Hidalgo, J. Romero-Centeno, R. Mateos-Jasso A. (2014). The response of the Gulf of Mexico to wind and heat flux forcing: What has been learned in recent years? Atmósfera 27(3), 317-334.

Zetlzer, B. D., & D. V. Hansen. 1971. Tides in the Gulf of Mexico. Pages 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.

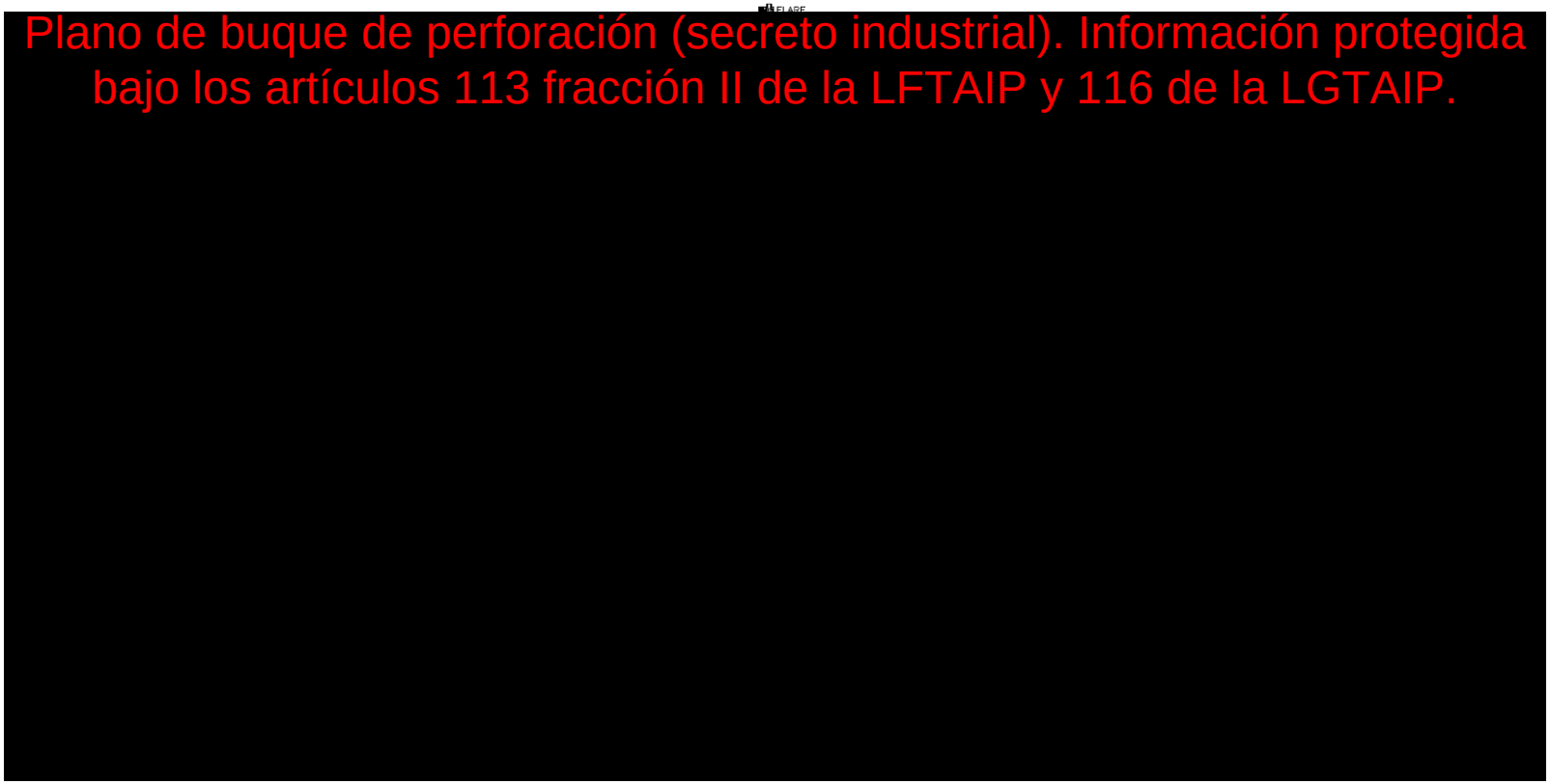
5.0 Identificación de los Instrumentos Metodológicos y Elementos Técnicos que Sustentan La Información Señalada en el Estudio de Riesgo Ambiental

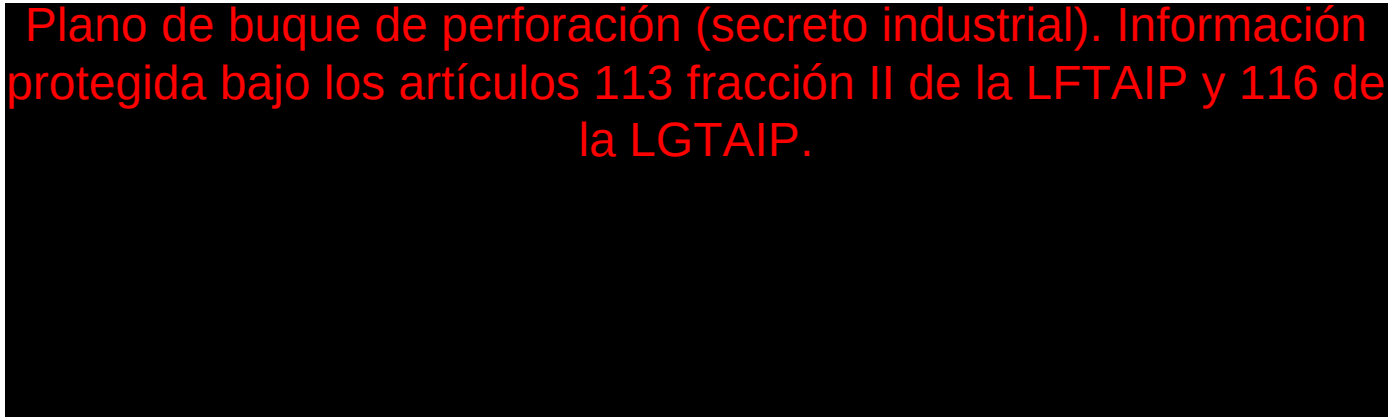
5.1 Formatos de Presentación

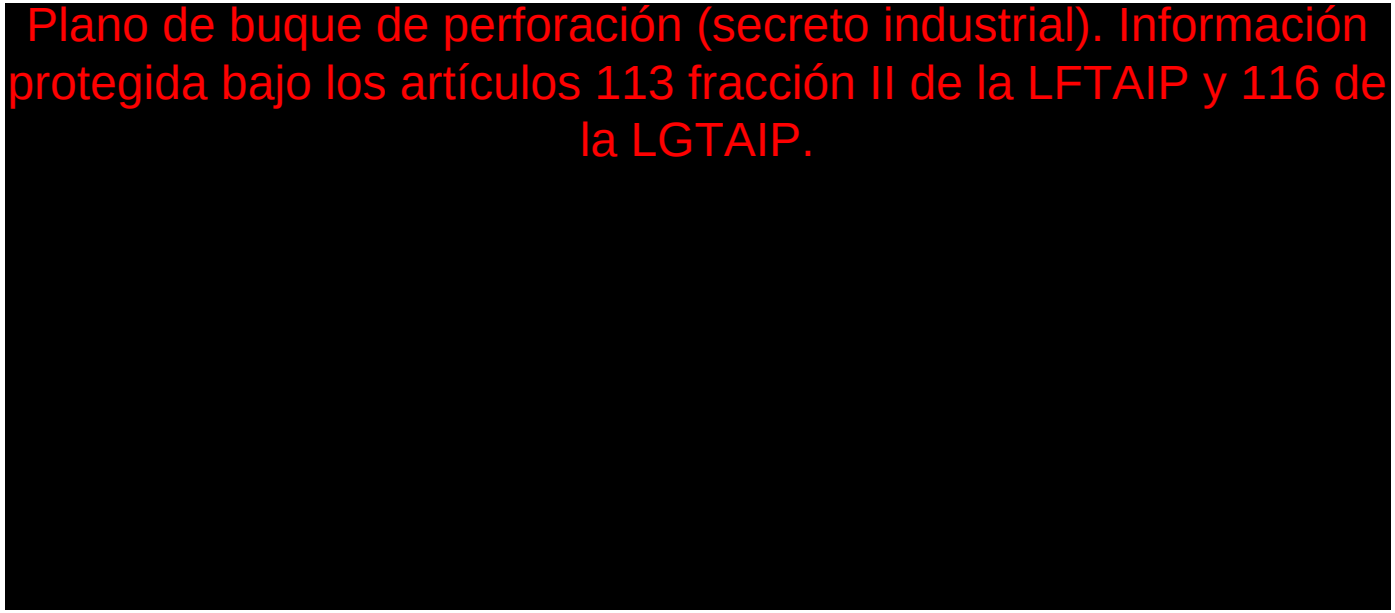
5.1.1 Planos Ejemplo de la MODU (Buque de Perforación)

Dado que aún no se especifica la MODU que será contratada para el proyecto, se presenta, a manera de ejemplo, los planos de una MODU de la generación DW-DSME 12000.

Figura 5-1. Plano del Buque de Perforación Generación DW DSME 12000



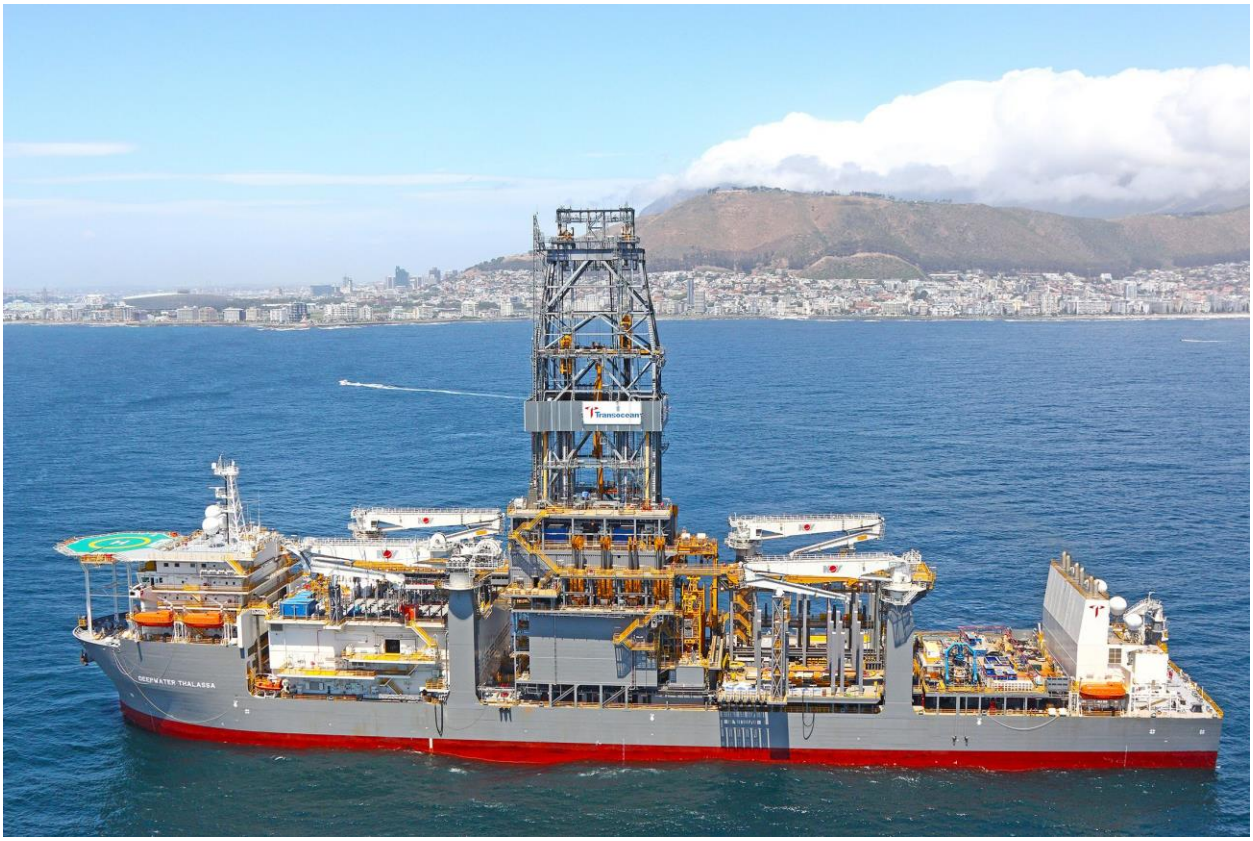




Fuente: Transocean 2019.

5.1.2 Fotografías Ejemplo de la MODU (Buque de Perforación)

Imagen 5-1. Ejemplo de Buque de Perforación para Aguas Ultra Profundas de la Generación DSME 12000 de Transocean.





Fuente: Transocean 2019.

5.2 Cartografía Consultada

La información cartográfica consultada corresponde a capas de sistema información geográfica (SIG) y fueron obtenidas a partir de las siguientes fuentes:

- División Política: INEGI, 2010
- Batimetría: CNH, 2017
- Puertos, Helipuertos y Aeropuertos: INEGI, 2018
- Polígono Área Contractual: CNH, 2018
- Posición Estaciones Meteorológicas: SMN, CONAGUA, 2018
- Trayectorias Huracanes: NOAA, NHC, 2018

5.3 Procedimiento para la Administración de Peligros, Riesgos y Aspectos Ambientales: Shell HSE-PR-SEEM-008

HSE-PR-SEEM-008	**Shell Exploración y Extracción de México** **Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales**	Versión No.: 1
Procedimiento		Fecha: septiembre 2018

DOCUMENTO CONTROLADO

Cuando se imprimen documentos controlados se convierten en copias no controladas. Los usuarios deben remitirse al *SharePoint* de la organización para asegurarse que están utilizando la última versión.

ACTUALIZACIONES

Las actualizaciones de este documento deben ser aprobadas por el Dueño del Proceso.

HISTÓRICO DE REVISIONES

Frecuencia de revisión:	4 años

Fecha	Versión No.	Descripción del cambio	Elaboró /Actualizó	Revisó	Dueño del proceso y aprobación
julio, 2018	0		Cristina García	Cristina García	Humberto Barrera
Sep. 2018	1	Clarificación en subsección de identificación de aspectos e impactos ambientales y adiciones o correcciones en las secciones 4.1, 4.4 y 4.5	Cristina García	Cristina García	Humberto Barrera

HSE-PR-SEEM-008	**Shell Exploración y Extracción de México** **Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales**	Versión No.: 1
Procedimiento		Fecha: septiembre 2018

ÍNDICE

1 OBJECTIVO....4
2 ALCANCE....4
3 RESPONSABILIDADES:....4
3.1 Líder del Negocio....4
3.2 Gerente del Activo....5
3.3 Gerente de HSSE:....5
3.4 Supervisores:....5
3.5 Empleados, contratistas, subcontratistas (en caso de aplicar).....5
4 DESARROLLO DEL PROCESO....6
4.1 Identificación de los peligros y evaluación de los riesgos....7
4.2 Determinación de las medidas de prevención y mitigación....10
4.3 Aprobación....11
4.4 Implementación y ejecución....11
4.5 Revisión periódica de peligros, riesgos y aspectos ambientales....12
5 REGISTROS....12
6 DEFINICIONES....12
6.1 Abreviaturas:....12
6.2 Términos:....13
7 REFERENCIAS....14
8 ANEXOS....15
8.1 Anexo 1. Matriz de evaluación de riesgos del Grupo Shell y su descripción....15
8.2 Anexo 2. Control requerido para gestionar el riesgo de acuerdo con la clasificación de la Matriz RAM....21

HSE-PR-SEEM-008	**Shell Exploración y Extracción de México** **Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales**	Versión No.: 1
Procedimiento		Fecha: septiembre 2018

1 OBJETIVO

Establecer un proceso para identificar los peligros a la Salud en el Trabajo, la Seguridad y el Medio Ambiente y reducir los riesgos a un nivel tan bajo como sea razonablemente factible, así como identificar los aspectos ambientales y definir los criterios para su evaluación.

Este procedimiento describe los lineamientos para establecer y mantener una efectiva gestión de los peligros y efectos usando una metodología estructurada del análisis de riesgos.

2 ALCANCE

Aplica para toda la gestión de peligros y riesgos a la Salud en el Trabajo, la Seguridad y el Medio Ambiente en: los activos, la infraestructura, los procesos, los proyectos (durante todo su ciclo de vida) y todas las operaciones y las actividades (rutinarias y no rutinarias) asociadas con Shell Exploración y Extracción de México.

Los procesos incluyen, pero no se limitan a:

- Procesos de exploración, perforación, extracción, producción, ensamblaje, construcción, transporte, distribución, desmantelamiento, abandono, diseño de las áreas de trabajo, cambios actuales o propuestos por la organización.

Las operaciones incluyen, pero no se limitan a:

- El funcionamiento de maquinaria y equipo.
- El mantenimiento.

Las actividades incluyen, pero no se limitan a:

- Administración: del personal, de contratistas, subcontratistas, prestadores de servicio y proveedores, incluyendo la adaptación para personal con necesidades especiales cuando se requiera.
- Manejo de materiales y sustancias.
- Preparación y respuesta ante emergencias.

3 RESPONSABILIDADES:

3.1 Líder del Negocio

- Asegurar que se establezca y mantenga un proceso efectivo para la gestión de peligros y efectos de HSE.

3.2 Gerente del Activo

- Asegurar que los peligros son identificados y los riesgos son evaluados, mitigados y comunicados con todo el personal involucrado.
- Proporcionar información, instrucción, entrenamiento y supervisión a sus subalternos a fin de que sean competentes para aplicar el presente procedimientos y la matriz de riesgos de Shell en sus áreas de responsabilidad.
- Aprobar el registro de identificación de peligros y sus efectos de HSE de los activos bajo su cargo.
- Gestionar los riesgos de HSE de acuerdo con el nivel identificado en la matriz de Shell (implementación y ejecución).
- Llevar a cabo la revisión y la actualización del registro de identificación de los peligros y sus efectos de HSE de los activos bajo su cargo.
- Tomar las acciones correctivas en caso de que los controles preventivos y/o mitigación de los riesgos de HSE de los activos bajo su cargo no sean efectivos.

3.3 Gerente de HSSE:

- Brindar asesoría y acompañar a las áreas del negocio en la gestión de los riesgos de HSE que se indica en el presente procedimiento.

3.4 Supervisores:

- Participar y apoyar la coordinación de talleres de identificación de peligros y sus efectos de HSE bajo su supervisión.
- Dar seguimiento a la efectividad de los controles preventivos y de mitigación determinados en la evaluación de riesgos de HSE y reportar el estado de estos a los gerentes de área.
- Implementar acciones de prevención y mitigación de riesgos.

3.5 Empleados, contratistas, subcontratistas (en caso de aplicar).

- Participar de los entrenamientos relacionados con el proceso de gestión de riesgos de HSE.
- Participar en el proceso de identificación de peligros y evaluación de riesgos de HSE de los activos, la infraestructura, los procesos, proyectos, operaciones y actividades (rutinarias y no rutinarias).
- Implementar acciones de prevención y mitigación de riesgos.

4 DESARROLLO DEL PROCESO

El proceso para la adecuada gestión de peligros y efectos consiste en aplicar la siguiente metodología estructurada de análisis de riesgos. El proceso consta de las siguientes etapas:

1) Identificación de los peligros y evaluación de los riesgos.
2) Determinación de las medidas de prevención y mitigación.
3) Aprobación.
4) Implementación.
5) Revisión periódica de los peligros y riesgos de HSE.

Para llevar a cabo este proceso, el Gerente del Activo debe coordinar talleres de trabajo y elegir a un facilitador, capacitado y con experiencia en el método que se emplea, así como seleccionar a los individuos que integraran los grupos de trabajo.

Los grupos de trabajo se integran por equipos multidisciplinarios con conocimientos en; seguridad, salud en el trabajo, ingeniería, operaciones, desempeño social, medio ambiente, diseño, proceso, y por otras especialidades según proceda.

A continuación, un ejemplo de las distintas áreas que pueden formar parte de los grupos de especialistas:

-Salud en el Trabajo y Seguridad para: daños a las personas.
-Ingeniería y Mantenimiento para: daños a los activos.
-Desempeño Social para: daños a las comunidades.
-Medio Ambiente para: daños al medio ambiente.
-Operaciones o personal familiarizado con la operación de la actividad o proceso.
-Área de Tecnología o personal familiarizado con la función y diseño de la actividad o proceso.

En los análisis de riesgos se deben considerar:

- Las situaciones que no son controladas por SEEM y que ocurren fuera del lugar de trabajo, pero que puedan tener un efecto en la salud de las personas que se encuentran dentro de lugar de trabajo y puedan ocasionar daños al medio ambiente.
- Las condiciones físicas del lugar de trabajo.
- El comportamiento humano, las capacidades y otros factores humanos.
- Los aspectos e impactos ambientales.

HSE-PR-SEEM-008	**Shell Exploración y Extracción de México** **Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales**	Versión No.: 1
Procedimiento		Fecha: septiembre 2018

4.1Identificación de los peligros, aspectos ambientales y evaluación de los riesgos.

La identificación de peligros y la evaluación de riesgos se debe documentar en un registro de peligros y efectos. El formato debe contener al menos la siguiente información:

- La instalación/proceso.
- La actividad.
- El peligro.
- La fuente.
- Las amenazas.
- Los requerimientos legales.
- Los efectos / consecuencias
- El riesgo potencial.
- La clasificación RAM personas, activos, comunidades y medio ambiente.
- Los controles (prevención y mitigación).
- La documentación ALARP.
- Las mejoras y comentarios.
- Las acciones, responsables y fechas de cierre.
- Indicar por quien será realizado (nombre y cargo).
- Indicar por quién será aprobado por (nombre y cargo).
- La fecha.

<u>Identificación de peligros:</u>

El Gerente del Activo se asegura que se identifican los agentes que tengan el potencial de causar daño a las personas, a los activos, a las comunidades y al medio ambiente y que se documenten los efectos y las consecuencias.

Los peligros se identifican mediante un proceso, conocido por sus siglas en inglés como HAZID u otros procesos equivalentes en dónde:
-Los peligros: son agentes con el potencial de causar daño.
-Las consecuencias: son el efecto en las personas, los activos, las comunidades y el medio ambiente resultado de la liberación de ese peligro.
-Las personas: se refiere a los impactos a la salud y seguridad de los empleados, contratistas, subcontratistas y a la seguridad de la comunidad, *e.g.* las colisiones de tráfico en carretera que involucran a terceras personas o las fatalidades o lesiones de terceros como resultado de incidentes operacionales.
-Los activos: los daños a Shell y a sus alianzas estratégicas bajo o sin control operacional.
-Las comunidades: se refiere a las personas, recursos y activos impactados fuera de las instalaciones.

-El medio ambiente: se refiere a los impactos al aire, agua y tierra tanto internos como externos a las instalaciones en cuestión.

Evaluación de riesgos:

El Gerente del Activo evalúa todos los riesgos de los peligros identificados para los peores escenarios creíbles utilizando la matriz RAM (Risk Assessment Matrix) y documenta dicha evaluación.

La RAM (ver anexo 1) es una matriz que se usa para la evaluación cualitativa de riesgos. La matriz está basada en el concepto de aplicar la experiencia pasada de eventos o incidentes ocurridos en operaciones similares, para proveer una perspectiva de como esos riesgos pueden ser administrados en el futuro.

Sigue los siguientes pasos para la evaluación de riesgos utilizando la matriz RAM:

a) Identifica las consecuencias potenciales: identifica las consecuencias del "peor caso posible" que podrían desarrollarse a partir de la liberación del peligro bajo las condiciones prevalecientes.

b) Estima la severidad y la consecuencia potencial. Para cada consecuencia identificada evalúa la severidad (0-5) en las cuatro categorías Personas, Activos, Comunidades y Medio Ambiente.

c) Estima la probabilidad: para cada consecuencia potencial estima la probabilidad de la consecuencia en los niveles de probabilidad de la A hacia la E. El nivel de probabilidad se juzga con base en experiencias pasadas. El enfoque hace referencia a la historia para determinar qué acciones se pueden o deben tomar para gestionar un riesgo en el futuro.

d) Estima la clasificación del riesgo de la matriz RAM: para cada consecuencia potencial, determina la clasificación de riesgo de la matriz RAM aplicable para cada una de las categorías (Personas, Activos, Comunidades y Medio Ambiente) producto de la severidad de la consecuencia y de la probabilidad.

La Identificación de aspectos ambientales:

El Gerente del Activo identifica y documenta los aspectos ambientales en un registro que al menos debe contener la siguiente información.

- La instalación/proceso.
- La Actividad.
- Los aspectos ambientales.
- La descripción.
- Los Impactos ambientales.
- El tipo de impacto: negativo o positivo.

- La evaluación del riesgo (frecuencia del aspecto ambiental, probabilidad del impacto ambiental, gravedad del impacto ambiental).
- La magnitud del riesgo ambiental.
- El nivel de significancia.
- Los controles para prevenir, atenuar o mitigar los impactos ambientales.
- Las acciones, responsables y fechas de cierre.
- Indicar por quién será realizado (nombre y cargo).
- Indicar por quién será aprobado (nombre y cargo).
- La fecha.

Identificación de aspectos e impactos ambientales:

El Gerente del Activo identifica los elementos de las actividades, productos o servicios de una organización que pueden interactuar con el medio ambiente.

Los aspectos e impactos ambientales se identifican mediante el siguiente proceso:

a) La identificación de los diferentes procesos de la organización.
b) Para cada proceso de la organización señalar las diferentes actividades a realizar. Se debe considerar si la actividad se presenta en condiciones normales de operación o en condiciones anormales (tal es el caso de una emergencia o un mantenimiento).
c) Para cada actividad, señalar el o los aspectos ambientales según el área de incidencia (residuos, atmósfera, agua, suelos, recursos naturales, sustancias peligrosas, ambiente exterior) tales como: consumo de energía eléctrica, generación de residuos, emisiones a la atmósfera, ruidos y vibraciones, consumo de agua, descargas, etc.
d) Una vez identificado el aspecto ambiental, se debe señalar el impacto que genera al medio ambiente (agotamiento de recursos naturales, contaminación del suelo, agua o aire, ahorro de algún recurso, purificación del aire, etc.), indicando si dicho impacto es negativo o positivo.

Evaluación de los impactos ambientales y determinación de controles:

El Gerente del Activo evalúa todos los impactos derivados de los aspectos ambientales identificados utilizando la matriz RAM y documenta dicha evaluación.

Se considera que el impacto ambiental es significativo si se encuentra en clasificado en las rojas y amarilla 5(a) o 5(b) de la matriz RAM.

Para todos los impactos ambientales significativos se deben establecer controles ya sea administrativos o de ingeniería para prevenirlos, atenuarlos o mitigarlos.

Considerando para dicho control si el impacto fue generado, entre otros aspectos, por el manejo de residuos, descargas de aguas residuales, emisión de contaminantes a la atmósfera etc.

Si el impacto ambiental no es significativo se debe evaluar el establecimiento de controles. Dichos controles se deben indicar en el registro de aspectos ambientales señalado en el numeral 4.1 y en el Plan de gestión ambiental que contiene los controles, las medidas de mitigación y monitoreo. El plan de gestión ambiental como mínimo debe incluir:

- El objetivo
- Las metas
- Los responsables
- Las acciones (controles que incluyen las medidas de mitigación).
- Los métodos
- Los indicadores
- El cronograma

4.2 Determinación de las medidas de prevención y mitigación

Con el fin de prevenir los incidentes, mitigar las consecuencias y reducir los riesgos e impactos ambientales identificados a un nivel tan bajo como sea razonablemente factible (ALARP por sus siglas en inglés) es necesario, establecer controles para gestionar dichos riesgos. Para ello, se deben considerar:

- Los requerimientos legales;
- La clasificación de la matriz RAM. En el anexo 2 se encuentran descritos los controles que se deben establecer de acuerdo con el nivel de riesgo.

Es importante mencionar que el medio más efectivo para administrar los riesgos es la eliminación o sustitución del peligro. Cuando se identifica un peligro que se encuentra en la zona rojo o amarilla de la matriz RAM, el primer paso en la jerarquía de control (ver figura 1) es investigar las oportunidades para eliminar el peligro o sustituirlo por un peligro que tenga un riesgo menor.

Figura 1. Jerarquía de Control



4.3 Aprobación

El Gerente del Activo debe llevar a cabo una reunión con el grupo de trabajo en la que revise y apruebe los registros de identificación de peligros y efectos y aspectos ambientales bajo su cargo. La reunión debe tener como mínimo la siguiente agenda:

- La revisión y aprobación del registro de identificación de peligros y evaluación de riesgos de HSE y del registro de aspectos ambientales;
- La identificación de acciones, responsables y recursos para implementar y ejecutar las acciones determinadas; y
- La aceptación de las medidas de prevención y/o mitigación, así como las acciones y las actividades críticas para la ejecución.

4.4 Implementación y ejecución

Los Supervisores implementan las acciones de prevención y mitigación de riesgos de HSE e impactos derivados de aspectos ambientales como resultado del análisis de riesgos considerando las siguientes actividades:

- La definición de las acciones del operador o trabajador en los procedimientos de operación, mantenimiento, inspección y en los planes de respuesta ante emergencias;
- La implementación y ejecución de las actividades críticas para mantener las barreras de equipos críticos de seguridad;
- La ejecución de las medidas provisionales de mitigación para las barreras fallidas o rotas;
- La comunicación a todo el personal involucrado, incluyendo contratistas y subcontratistas (siempre que su actividad implique riesgos para las comunidades, los activos y el medio ambiente) de los resultados del análisis de riesgos y de los controles para prevenir y mitigar los riesgos

4.5 Revisión periódica de peligros, riesgos y aspectos ambientales

Los Gerentes de Primera Línea establecen y monitorean indicadores claves de desempeño. La mejora continua del proceso debe ser alimentada mediante alguna de las siguientes actividades y al menos una vez cada 12 meses:

- Las observaciones de campo.
- Las auditorías internas/externas
- Los Informes de investigación de incidentes.
- La revisión gerencial anual

Así mismo, se deben revisar los contenidos de los registros de peligros y efectos y aspectos ambientales, así como la demostración documentada de ALARP y actualizar la documentación:

a) Cuando las operaciones/actividades existentes se modifican de forma que llegaran a cambiar los peligros o se redujera la eficacia de los controles y las medidas de recuperación, *e.g.* cambio en las instalaciones, en la tecnología.
b) Cada 5 años o en las etapas de diseño conceptual, ingeniería básica, ingeniería de detalle, previo al inicio de las operaciones y previo a un desmantelamiento.
c) Cuando el negocio a nivel global proponga cambios en el criterio de clasificación de la matriz RAM para actividades específicas.
d) Cuando ocurre un incidente y la exista la posibilidad de impactar la clasificación del riesgo en la matriz RAM. Esto derivado del reporte de la investigación de incidentes en el activo.

5 REGISTROS

- Correos electrónicos.
- Listas de asistencia.
- Minutas de reuniones de trabajo.
- Plan de gestión ambiental.
- Presentaciones.
- Registro de peligros y efectos.
- Registro de aspectos ambientales.

6 DEFINICIONES

6.1 Abreviaturas:

ALARP: (*As low as Reasonably Practicable*): tan bajo como sea razonablemente factible.
HAZID *(Hazard identification):* Identificación de peligros.

HEMP (Hazard and Effects Management Process): Proceso de administración de peligros y efectos.
HSSE y SP *(Health, Safety, Security, Environment and Social Performance*) **:** Salud en el Trabajo, Seguridad, Seguridad Patrimonial, Medio Ambiente y Desempeño Social.
HSE (*Health, Safety and Environment)*: Salud en el Trabajo, Seguridad y Medio Ambiente.
JHA (*Job Hazard Analysis):* Análisis de peligros de trabajo
RAM *(*Risk Assessment Matrix): matriz de evaluación de riesgos.
SA-HSE: Sistema de Administración de Salud en el Trabajo, Seguridad y Medio Ambiente
SEEM: Shell Exploración y Extracción de México.

6.2Términos:

Actividad crítica de HSE: una actividad necesaria para el desarrollo, implementación o mantenimiento de una barrera establecida para la gestión de riesgos clasificados en las áreas rojas o amarilla 5(A) y 5 (B) de la matriz RAM.
Activos: un elemento de un negocio que tiene un valor monetario. Los activos incluyen las instalaciones y el equipo. Los ejemplos son una refinería o una planta química, plataforma de la producción, red al por menor o proyecto.
Aspectos ambientales: elementos de las actividades, productos o servicios de una organización que pueden interactuar con el medio ambiente.
Bajo control operacional (Empresas operadas por Shell): activos propios, activos operados o actividades emprendidas por una entidad en la que Royal Dutch Shell PLC tiene un interés de control.
Barrera: un control de riesgo o una medida de recuperación. Las barreras proporcionan los medios para prevenir un acontecimiento o un incidente, o para mitigar las consecuencias. Una barrera puede ser un elemento de un equipo o una intervención humana y también puede ser un control sobre un factor de escalación.
Bow-tie: una herramienta de análisis de peligros en la que se mapean y evalúan las amenazas y consecuencias asociadas con un peligro para determinar las barreras necesarias. Las barreras se dividen en barreras de prevención y barreras de mitigación.
Contratista: un individuo o firma que ha celebrado un contrato legal para proveer bienes o servicios a la compañía. Puede ser un contratista, proveedor o prestador de servicios.
Equipo Crítico de HSE: un elemento de un equipo o estructura, o un sistema (incluyendo lógica de software), que actúa como una barrera para prevenir la liberación incontrolada de un peligro que conduzca al peor escenario creíble con una clasificación de la matriz RAM con riegos en las áreas roja, amarilla (5A) o el área amarilla (5B) o actúa como una barrera para controlar o mitigar los efectos de tal

liberación. El equipo crítico de HSE también se conoce como equipo crítico de la seguridad.

Gerente del Activo: el individuo que es responsable por el desempeño de un activo o un conjunto de activos (pequeños). El administrador del activo asigna roles y responsabilidades para el funcionamiento, incluyendo la implementación del marco de control de HSSE & SP, a individuos dentro de sus organizaciones. El término Gerente de Activos es una descripción funcional del rol en lugar de un título de trabajo. El título del trabajo normalmente refleja el tipo de activo que se gestiona, por ejemplo, Gerente de Plataforma, Gerente de Producción, Gerente de Proyectos, Gerente de Logística etc.

Líder del negocio: un individuo que es responsable por el desempeño de un negocio o un grupo de activos

Posiciones críticas de HSE: son posiciones que diseñan, implementan o mantienen barreras establecidas para la gestión de peligros con riesgos clasificados en las áreas rojas o amarilla 5A o 5B de la matriz RAM o son líderes en organizaciones con estos riesgos.

Procesos críticos de HSE: Un proceso de gestión establecido para implementar y mantener controles que administren los riesgos clasificados en las áreas rojas y en las áreas amarillas 5(A) o 5(B) de la matriz RAM.

Proceso de administración de peligros y efectos: es una metodología estructurada de análisis de riesgo que incluye identificación de peligros, evaluación de riesgos, selección de controles y medidas de recuperación, y comparación con tolerabilidad y el criterio de tan bajo como sea razonablemente factible

Subcontratista: una persona o empresa empleada directamente por los contratistas para realizar actividades específicas relacionadas con el contrato.

Supervisor: un individuo responsable por el desempeño de un equipo o de uno o más trabajadores. El supervisor asigna roles y responsabilidades dentro del equipo de trabajo que está bajo su control. El término supervisor es más bien una descripción funcional y no un título de trabajo. El título del trabajo generalmente refleja el trabajo o la disciplina implicada, por ejemplo, supervisor de las operaciones, supervisor del mantenimiento, jefe del campo, o técnico mayor del laboratorio.

7 REFERENCIAS

- Disposiciones administrativas de carácter general que establecen los lineamientos para la conformación, implementación y actualización de los Sistema de Administración de Seguridad Industrial, Seguridad Operativa y Protección al Medio Ambiente aplicables a las actividades del Sector Hidrocarburos que se indican. Publicada en el Diario Oficial de la Federación el viernes 13 de mayo de 2016.
- Marco de Control de HSSE&SP del Grupo Shell.

HSE-PR-SEEM-008	**Shell Exploración y Extracción de México** **Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales**	Versión No.: 1
Procedimiento		Fecha: septiembre 2018

8 ANEXOS

8.1Anexo 1. Matriz de evaluación de riesgos del Grupo Shell y su descripción

SEVERIDAD	CONSECUENCIAS				PROBABILIDAD				
					A	B	C	D	E
	Personas	Activos	Comunidad	Ambiente	No se ha escuchado que ocurra en la industria	Se ha escuchado que ha ocurrido en la industria	Ha ocurrdido en la organización o ha ocurrido mas de una vez por año en la industria	Ha ocurrido en la locación o ha ocurrido mas de una vez por año en la organización	Ha ocurrido mas de una vez por año la locación
0	Sin lesiones o efectos a la salud	Sin daños	Sin efectos	Sin efectos					
1	Lesion leve o leve efecto en la salud	Daño leve	Efecto leve	Efecto leve					
2	Lesion menor o efecto menor en la salud	Daño menor	Efecto menor	Efecto menor					
3	Lesion mayor o efectos mayor en la salud	Daño moderado	Efecto moderado	Efecto moderado					
4	Incapacidad total permanente o hasta 3 muertes	Daño mayor	Efectos mayor	Efecto mayor					
5	Mas de 3 muertes	Daño masivo	Efectos masivo	Efecto masivo					

Descripción de la matriz RAM

La matriz es usada para la para la evaluación caulitativa de los riesgos. Está basada en el concepto de aplicar la experiencia pasada de eventos o incidentes para proveer de una perspectiva de cómo los riesgos pueden ser administrados en el futuro.

- El eje horizontal representa el incremento en la probabilidad de la consecuencia (niveles de la A a la E)

- Las cajas en la matriz representan los niveles de riesgos, incrementando de la parte superior izquierda a la parte inferior derecha.
- La matriz se divide en áreas de color azul claro, azul oscuro, amarillo y rojo que ilustran como se va incrementando el nivel de riesgo.

Categorías de consecuencia y severidad

- La probabilidad tienen niveles de A a E
- La severidad de la consecuencia a escalas de (0-5) en las caterorías de personas, activos, comunidades y medio ambiente.

Niveles de severidad y definiciones:

Personas

Nivel	Definición
0	**Ninguna lesión o efecto a la salud**
1	**Leve efecto de lesiones o salud** No hay tratamiento o primeros auxilios. Enfermedades que resultan en incomodidad notable, irritación de menor importancia o efectos transitorios que son reversible después de la exposición.
2	**Efecto menor de lesiones o sobre la salud** Caso de tratamiento médico. Perdida de jornada laboral o trabajo restringido, con una duración de hasta 5 días. Enfermedades con efectos reversibles de la salud, como intoxicación por alimentos o dermatitis.
3	**Efecto mayor de lesiones o sobre la salud** Perdida de jornada laboral o trabajo restringido, con una duración mayor a 5 días. Enfermedades con efectos irreversibles sobre la salud como perdida de niveles de audición, trastornos crónicos en la espalda, lesiones por esfuerzos repetitivos, enfermedad mental debido al estrés con efectos reversibles para la salud.
4	**Incapacidad total permanente o hasta tres fatalidades** Enfermedades con efectos irreversibles sobre la salud, tales como quemaduras por corrosión, asbestosis, silicosis, cáncer, enfermedad mental debido al estrés con efectos irreversibles para la salud.
5	**Más de tres fatalidades** Enfermedades con efectos irreversibles sobre la salud, tales como

	múltiples casos de asbestosis, silicosis, cáncer en una población expuesta.

Activos

Nivel	Definición
0	**No hay daños**
1	**Daño leve** Cuesta menos de US $ 100.000
2	**Daños menores** Cuesta entre US $ 100.000 y US $ 1 millón
3	**Daño moderado** Cuesta entre US $ 1 millón y US $ 10 millones
4	**Grandes daños** Cuesta entre US $ 10 millones y US $ 100 millones
5	**Daño masivo** Costos superiores a los US $ 100 millones

Comunidad

Nivel	Definición
0	**Ningún efecto**
1	**Efecto leve** Molestia limitada a corto plazo. Efectos limitados en el medio de subsistencia y/o activos sociales o culturales, salud de la comunidad Ningún efecto adverso observable sobre la seguridad de la comunidad, los pueblos vulnerables o indígenas Preocupación pública local
2	**Efecto menor** Molestia de corto plazo limitada Efectos limitados en medios de subsistencia y/o activos sociales o culturales, de salud de la comunidad Sin efecto adverso observable en la seguridad de la comunidad, personas vulnerables o pueblos indígenas Interés público local
3	**Efecto moderado** Molestia persistente Efectos sobre los medios de subsistencia, activos sociales, culturales, salud de la comunidad Efectos observables limitados sobre la seguridad de la comunidad,

	personas vulnerables o pueblos indígenas Preocupación pública local o regional. Los actores locales, por ejemplo, comunidad, ONG, industria y gobierno.
4	**Efecto importante** Efectos persistentes en los medios de subsistencia, activos sociales y culturales, de salud de la comunidad Efectos sobre la seguridad de la comunidad, personas vulnerables, pueblos indígenas y/o violaciones de los derechos humanos, son graves a nivel comunitario La mitigación es compleja o prolongada De interés público nacional Impacto en las relaciones de los actores locales y nacionales Participación del gobierno nacional y/o ONG con potencial para la acción de las ONG internacional
5	**Efecto masivo** Impacto persistente y severo en los medios de subsistencia, los bienes sociales y culturales, la seguridad de la comunidad, las personas vulnerables, pueblos indígenas y/o violaciones de los derechos humanos. Impacto que puede afectar a una gran área geográfica o población. Mitigación es compleja o prolongada y de eficacia limitada Interés público internacional Alto nivel de preocupación y acción por los gobiernos o por ONGs internacionales

Medio ambiente

Nivel	Definición
0	**Ningún efecto** Sin afectar el medio ambiente
1	**Efecto leve** Leves daños al medio ambiente contenidos dentro de las instalaciones Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: • Pequeños derrames en el área de proceso o tanques que fácilmente se evaporan
2	**Efecto menor** Daño ambiental menor, pero ningún efecto duradero. Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: • Pequeño derrame en el sitio con potencial de dañar el medio ambiente que no tiene impacto fuera del sitio.

HSE-PR-SEEM-008	**Shell Exploración y Extracción de México** **Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales**	Versión No.: 1
Procedimiento		Fecha: septiembre 2018

	• Contaminación del agua subterránea en el sitio con ningún potencial para la contaminación fuera del sitio • Incumplimiento del límite permisible de un parámetro definido
3	**Efecto moderado** Daño ambiental moderado que persistirá o requerirá limpieza Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: • Un derrame con potencial para dañar el ambiente que requiere la remoción y eliminación de más de 100 m3 de tierra/arena impactada. • Un derrame con potencial para dañar el medio ambiente que alcanza el agua superficial fuera del sitio. • Contaminación de aguas subterráneas fuera del sitio. • Efectos o daños en el Hábitat y/o ecología fuera del sitio, por ejemplo, la muerte de peces o la vegetación dañada. • Excedencia repetida del límite de emisión reglamentario o de otro prescrito por más de 3 meses y/o, con efecto potencial a largo plazo.
4	**Efecto importante** Daños severos medioambientales que requerirán medidas extensivas para restablecer los usos beneficiosos del medio ambiente. Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: • Un derrame al agua con potencial para llegar a una orilla y causar daño al medio ambiente. Contaminación de la superficie o del agua subterránea en un área extensa fuera del sitio. • Respuesta de emergencia de derrames de petróleo nivel 2 requerido. • Efectos o daños el hábitat y/o ecología fuera del sitio por más de 1 año. • Excedencia repetida del límite de emisión reglamentario o de otro prescrito por más de un año.
5	**Efecto masivo** Daño persistente severo al medio ambiente que conducirá a la pérdida de recursos naturales en un área amplia. Los ejemplos incluyen, pero no están limitados a: • Un derrame que resulta en la contaminación de una gran zona de humedales, océano, parte de un estuario del río o de la playa/hábitat costero • Respuesta de emergencia de derrames de petróleo de nivel 3 requerido. • Efectos o daños persistentes en el hábitat y/o la ecología fuera

	del sitio con un probado efecto a largo plazo.

Categorías de escalas de probabilidad

Incremento de la probabilidad				
A	B	C	D	E
Nunca se ha escuchado en la industria	Se ha oído en la industria	Ha ocurrido en la organización o más de una vez por año en la industria	Ha ocurrido en el lugar o más de una vez por año en la organización	Ha pasado más de una vez por año en el lugar

HSE-PR-SEEM-008	**Shell Exploración y Extracción de México** **Procedimiento para la administración de peligros, riesgos y aspectos ambientales**	Versión No.: 1
Procedimiento		Fecha: septiembre 2018

8.2 Anexo 2. Control requerido para gestionar el riesgo de acuerdo con la clasificación de la Matriz RAM.

Áreas de la RAM	Control requerido para la gestión del riesgo
Azul claro	Gestión para la mejora continua mediante la implementación efectiva del sistema de administración de HSE. Los negocios pueden establecer una prioridad más baja para mayor reducción del riesgo.
Azul oscuro	Gestión para la mejora continua mediante la implementación efectiva del sistema de gestión de HSE.
Amarillas (excepto 5A/B)	Eliminar peligros cuando sea razonablemente práctico, o
	Sustituir peligros con otros que tengan menor riesgo.
	Identificar e implementar controles y medidas de recuperación para reducir los riesgos a ALARP.
	Mantener un registro de peligros y efectos que incluya una referencia a los requisitos del Marco de Control de HSSE Y SP de Shell, legislación o códigos de la industria utilizados para determinar el ALARP, o una referencia para el proceso por medio de la cual se determine el ALARP.
Amarillas 5A/5B y en las áreas rojas. Gestionar conforme al requisito anterior y además aplicar un análisis "Bow-tie" o una metodología equivalente que deberá incluir lo siguiente:	Identificar las barreras para evitar un evento culminante (top evento) para evitar los factores de escalación y para reducir las consecuencias en caso de que ocurra el evento culminante.
	Identificar al menos una actividad crítica de HSE para mantener cada barrera.
	Asignar actividades críticas de HSE para las posiciones críticas de HSE designadas o dentro de los procesos críticos de HSE.
	Identificar el equipo crítico de HSE y los criterios de desempeño para las actividades críticas de HSE asignadas.
	Asignar mantenimientos durante las actividades críticas de HSE o dentro de los procesos críticos de HSE.
	Identificar los criterios para determinación del ALARP y aplicar dichos criterios de forma consistente.
	Proporcionar una demostración documentada de ALARP para el análisis Bow-Tie o para la metodología equivalente con detalles acerca de: -Peligros, amenazas, eventos, consecuencias, controles y medidas de recuperación, criterios de desempeño y método de monitoreo -Actividades críticas de HSE, posiciones críticas de HSE o procesos críticos de HSE, así como una lista de acciones correctivas/de mejora identificadas. -Los resultados de las determinaciones de ALARP, los criterios mediante los cuales se logra la reducción del riesgo a ALARP, y toda acción correctiva para reducir el riesgo a ALARP. -Un plan de acción correctivo para cerrar las brechas identificadas.

5.4 Minuta de Taller de Identificación de Riesgos y Lista de Asistencia

MINUTA DE SESION DE TRABAJO SOBRE PELIGROS Y RIESGOS PARA LOS PROSPECTOS EN LOS BLOQUES AP-CS-G01 Y AP-CS-G02

Fecha de la sesión de trabajo: 8 de febrero del 2019
Hora: 12:30 pm
Lugar: Woodcreek D1002 / Online

Participantes: Kevin Kim, Leonardo Gallo, Bryan Simosa, Stephanie Paul, James Jorgensen, Angela Forero, julio Patino y Antonio Moreno.

Objetivo de la sesión: Revisar y confirmar los peligros y efectos esperados durante la perforación de los prospectos del bloque AP-CS-G01 y AP-CS-G02.

1. Registro de peligros y efectos para los bloques Durante AP-CS-G01 y AP-CS-G02
    a. Durante la sesión de trabajo se revisaron los riesgos documentados en el caso HSE del Thalassa y se actualizo el registro de efectos y peligros para los bloques G01 y G02.
    b. También se revisaron y confirmaron los bow ties para los peligros mayores documentados en el Anexo 4-2 del caso HSE del Thalassa.
    c. Los peligros fueron reevaluados usando la Matriz RAM de Shell. Los riesgos documentados en el caso HSE del Thalassa están evaluados con la matriz RAM de Transocean que es prácticamente equivalente a la matriz RAM de Shell con la excepción de que Transocean no considera la categoría “Comunidad” y los colores varían.
    d. También se revisaron y evaluaron con el equipo de logística los peligros y potenciales efectos en las áreas de transporte marítimo, aéreo y terrestre durante las operaciones de perforación.
    e. Del trabajo de esta sesión de trabajo se concluyó que todos prospectos en ambos bloques tienen el mismo perfil de riesgos y que el caso HSE del Thalassa se encuentra alineado con el perfil de riesgos de ambos bloques.

ACCIONES:

1. Crear un resumen del registro de riesgos y peligros para los bloques G01 y G02 con los riesgos mayores. Acción asignada a Julio Patino, Bryan Simosa, Leo Gallo y Antonio Moreno

Meeting / Reunion: RISK REGISTER UPDATE FOR PROSPECTS AP-CS-G01 AND AP-CS-G02

Name / Nombre	Title / Posicion	Signature / Firma	Company / Compañía	Date / Fecha (MM/DD/YY)
ANTONIO MORENO	STAFF WELL ENGINEER	Antonio Moreno	SHELL	02/08/19
JULIO C. PATINO	SENIOR WELLS ENG.		SHELL	02/08/2019
BRYAN SIMOSA	LOGISTICS MANAGER		SHELL	02/08/2019
KEVIN KIM	Ops MANAGER	K. K	SHELL	02/08/19
STEPHANIE PAUL	SENIOR WELLS ENG.	SKYPE	SHELL	02/08/19
JAMES JORGENSEN	WELLS ENG. TEAM LEAD	SKYPE	SHELL	02/08/19
ANGELA FOREAD	HSSE SPECIALIST	SKYPE	SHELL	02/08/19
LEONARDO GALLO	EXP. LOGISTIC LEAD	SKYPE	SHELL	02/08/19

5.5 Estándares de Shell Utilizados: Fase de Exploración

Listado de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-CS-G02- marzo 6 de 2019

Objetivo:

El objetivo de este documento es presentar la relación de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-CS-G02. Lo anterior, mediante la alineación y coordinación de las normas y/o guías específicas reconocidas por la autoridad competente con los respectivos manuales y guías de Shell que rigen las operaciones de pozo en el Área Contractual en mención.

Alcance:

Este documento hace el análisis entre las Mejores Prácticas y los estándares mencionadas en la regulación aplicable a las operaciones pertinentes en la Campaña de Exploración de Shell en el Área Contractual AP-CS-G02. Dado que Shell no tiene la intención de usar los pozos de exploración como pozos productores, las fases operativas incluidas en este documento incluyen Diseño de pozos, Construcción de pozos, Perforación de pozos, y Abandono de pozos.

Resumen:

1) LINEAMENTOS de Perforación de Pozos, Anexo II, (octubre 14, 2016)
   El Anexo II enumera las normas de la industria de Petróleo y Gas reconocidas por la CNH como las "Mejores Prácticas" que deben cumplirse durante el diseño, construcción, terminación, operación y abandono de pozos de petróleo y gas en México. Mientras Shell adopta los estándares pertinentes de la industria en Operaciones de pozos, las prácticas estándar de Shell tienen variaciones intrascendentes a algunos estándares especificados en el Anexo II. Estas variaciones se han observado y justificado en este análisis.

2) Se documentan el cumplimiento con 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 – Artículo 6. Los Regulados deberán observar las mejores prácticas para las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Para tal efecto, será obligatorio para los Regulados la observancia de los estándares incluidos en el Anexo I de los presentes Lineamientos.

3) Categorías de Evaluación

Tras la evaluación de la información, Shell ha identificado cuatro categorías principales para la alineación de las prácticas, manuales y estándares establecidos de Shell:

Categoría 1: Shell no dispone de un Manual Específico o Implementación de la Guía, de las Mejores Prácticas de la industria; Shell se adhiere a estas mejores prácticas especificadas y aplicables a la fase de exploración.

Categoría 2: Manual de Shell o Disposición de una Guía alineados con las Mejores Prácticas de la industria; Shell se adhiere tanto a los manuales de Shell como a las mejores prácticas de la industria.

Categoría 3: Variación Parcial entre el Manual/Guía de Shell y las Mejores Prácticas de la industria; Shell se adhiere a los manuales y guías de Shell. El análisis de carencias se proporciona.

Categoría 4: Las Mejores Prácticas de la industria especificadas aquí, no aplican a la campaña de exploración de aguas profundas de Shell.

4) Resultados

Categoría 1: Shell no dispone de un Manual Específico / Implementación de la Guía, de las mejores prácticas de la industria, por lo tanto Shell se adhiere a las mejores prácticas de la industria

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
Primera Fase - Actividades previas para Perforar hasta, pero sin incluir la movilización del Equipo de Perforación				
4 Requisito de ASEA, Anexo 1	Evaluación de los Sistemas de Procesamiento de los Fluidos de Perforación.	API RP 13C/ ISO 13501	Shell se adhiere a API RP 13C (Cat 1)	
9	Documentos de interfaz para la construcción de pozos.	API BULL 97		Apéndice A1, Contratista de perforación/ Documento interfase Shell SEMS
11 Requisito de ASEA, Anexo 1	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base	API RP 13B-1/ISO 10414-1:2008	No hay Manual/Guía de Shell	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
	agua			
12 Requisito de ASEA, Anexo 1	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base aceite	API RP 13B-2/ISO 10414-2:2002	No hay Manual/Guía de Shell	
13 Requisito de ASEA Anexo 1	Reología e Hidráulica de Fluidos Utilizados en Pozos de Aceite.	API RP 13D	Shell utiliza el modelo de la Compañía de Servicio, o Plan del Pozo, que se adhiere al API 13D.	
16	Diseño y Límites de Operación de la Sarta de Perforación.	API RP 7G	Se sigue el proceso de diseño API Q1 de Shell	
17	Operaciones de perforación bajo balance.	API RP 92U	Junto con API RP 92U, Shell cumple con: API S 16 RCD, API RP 92 M y API RP 92S	
18 Requisito de ASEA, Anexo 1	Especificación para Fluidos de Perforación.	API Spec 13A/ ISO 13500	Shell sigue API Spec 13A.	
24	Mecanismos de control rotatorio en BOPs.	API Spec 16RCD	NO aplicable	
32 Requisito de ASEA, Anexo 1	Capacidades de Bridas API Bajo las diferentes combinaciones de carga.	API TR 6AF	Shell confirma que se sigue el proceso de diseño en API Q1 y el equipo está monogramado cuando corresponde. El equipo reacondicionado debe cumplir con las especificaciones de API 16 A según	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			el Manual de Control de Presión de Shell.	
33	Catálogo de conocimiento, destrezas y habilidades para todo el personal de equipos de perforación (terrestre/costa fuera).	IADC, Conocimiento, Habilidad y Competencias (KSA, por sus siglas en inglés)		Apéndice A2, Matriz de Competencia del Contratista de Perforación
35	Documento de interfaz para la construcción de pozos	IADC Documento de Interfase		Apéndice A1, Documento de interfaz
36	WellSharp 2015. Requerimientos de competencia para operaciones de perforaciones de pozos.	IADC		Apéndice A2, Matriz de Competencia del Contratista de Perforación
39	Reemplazada por API Spec 5B	ISO 10422	Shell cumple con especificaciones de API 5B con requerimientos especiales de Shell.	
38 Requisito de ASEA, Anexo 1	Pruebas de laboratorio para fluidos de perforación	ISO 10416	Shell cumple con la especificación API 13I, que corresponde directamente con ISO10416.	
40	Elementos rotatorios de la sarta de perforación	ISO 10424-1	Shell especifica el requisito de cumplir con los estándares de API equivalentes en los contratos del equipo de perforación. Los contratos especifican el cumplimiento con la especificación	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			API 7-1: especificación para elementos de la sarta rotaria de perforación, API 5DP: Especificación para tubería de perforación (Fabricación) Especificación API 7-2: Especificación para roscado y calibrado de conexiones de rosca de hombro rotativo.	
42 Requisito de ASEA, Anexo 1	Reemplazada por API Spec 6AV1	ISO 10433	Shell cumple con la verificación de que la válvula de seguridad tiene un monograma API cuando corresponde.	
44	Acoplamientos flexibles	ISO 10441	Shell cumple con los requisitos mínimos de ISO / API cuando corresponda	
46	Equipo de izaje – especificaciones	ISO 13535	Shell confirma que se sigue el proceso de diseño en API Q1 y el equipo tiene monograma cuando corresponde	
49	Empacadores y tapones Puente	ISO 14310/API Spec 11D1	No Manual/Guía de Shell	
50	Calibración e inspección de roscas	ISO 15464	Shell cumple con el estándar API 5B con los	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			requisitos especiales de Shell. API 5B está alineado con la norma ISO 15464.	
64	Equipo de Perforación.	ISO 14693	Referenciado por Shell en los planes de calidad de servicio del proveedor de CTRS. Las normas relacionadas con el cumplimiento incluyen la API Spec 7k: Equipos de perforación y mantenimiento de pozos, API 7L: Procedimientos de inspección, mantenimiento, reparación y re-manufactura de equipos de perforación, y API 8B: Práctica recomendada para procedimientos de inspecciones, mantenimiento, reparación y re-fabricación de Equipo montacargas	
74	Tubería de perforación de acero.	ISO 11961/API Spec 5DP	Shell cumple con los requisitos mínimos de API 5DP, los pedidos de los contratistas según requisitos de DS1 y según especificaciones	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			de la API, los contratos de alquiler y Shell DP	
93	Especificación para el Riser.	API Spec 16F	Shell confirma que el proceso de diseño en API Q1 es seguido por el fabricante; los procedimientos para determinar las cargas de diseño se detallan en el API 16Q. Las pautas para el cuidado y la operación también se dan en API 16Q. Shell respalda API RP16Q en su totalidad.	
94	Modulo para intervención de pozos en descontrol Submarino.	API SPEC 17W	Los contratistas de respuesta emergencias cumplen con AI SPEC 17 W	
97	Guía de casos para Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera.	IADC HSE		Apéndice A3, Caso de seguridad HSE
98	Acoplamientos de riser en perforación marina	ISO 13625	ISO 13625 está en alineación directa con la API 16Q en la especificación para el diseño, calificación, fabricación y prueba de acoplamientos de tubería para perforación	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			marina. Shell respalda API RP16Q en su totalidad.	
105 Requisito de ASEA, Anexo 1	Investigación del suelo marino	ISO 19901-8	No hay Manual/Guía de Shell – las operaciones se planean en cumplimiento del ISO 19901-8	
115	Servicios de Vehículo de Control Remoto (ROV)	NORSOK U-102	La Compañía de Servicio ROV confirmó el cumplimiento	
118	Diseño y Construcción de Pozos e Instalaciones Costa Afuera.	Instrumento estatutario No.913 de 1996	Los Manuales internos de Shell cumplen con los requerimientos	
Segunda Fase - Actividades desde la Movilización del Equipo de Perforación, hasta pero sin incluir el P&A				
3	Cuidado y uso de la Tubería de Revestimiento y Producción	ISO 10405	ISO 10405 está alineado directamente con API 5C1. Shell respalda API 5C1.	
4	Inspección y clasificación de los elementos de la sarta de perforación	ISO 10407-2	ISO 10407-2 está en alineado directamente con API 7G2. Shell respalda API 7G2 y usa WFQ-6410-A Cadena de taladro no destructiva Requisitos de examen para los exámenes	
6	Inspección en campo de la tubería de revestimiento nueva, tubería de producción	ISO 15463	ISO 15463 está en alineado directamente con API RP 5A5.	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
	y tubería de perforación lisa.		Shell respalda API RP 5A5.	
Normas para Actividades Específicas				
1	Equipo de Control de Pozos para operaciones de perforación HPHT (AP/AT, alta presión alta temperatura).	ISO 16339	Documento final no encontrado. Borradores de Referencias API TR 1PER15K-1. Shell cumple con API TR 1PER15K-1.	
2	Protocolo para la Verificación y Validación de Equipo de alta presión y alta temperatura.	API TR 1PER15K-1	No hay Manual / Guía de Shell específico. Shell cumplirá, según las especificaciones API relacionadas con la categoría de producto o categoría de producto específica.	
6	Administración de la Seguridad en Operaciones de Perforación de Aceite y Gas para Contratistas.	API RP 76	Las Guias de seguridad y administración de riesgos asi como HSE case están alineados con API 76	
7	Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua.	API RP 13 B-1	No Manual/Guía de Shell – Las subcontratistas cumplirán con API RP 13 B-1	
8	Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para fluidos de perforación base aceite.	API 13 RP B-2	No hay Manual/Guía de Shell	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
10	Clasificación y evaluación de la conformidad de productos, procesos y servicios.	ISO TR 13881	Shell cumple con el estándar. La API Q1 destaca los requisitos especificados por ISO TR 13881. Las auditorías de API Q1 y / o API Q2 de los proveedores se llevan a cabo para garantizar que se cumplan los requisitos.	
13	Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos.	ISO 14224/API Std 689	Shell cumple con el estándar. La API Q1 destaca los requisitos especificados por ISO TR 13881. Las auditorías de API Q1 y / o API Q2 de los proveedores se llevan a cabo para garantizar que se cumplan los requisitos.	
16	Guías sobre herramientas y técnicas para la identificación, evaluación de riesgos y peligros	ISO 17776	Los riesgos han sido revisados e identificados a partir de la norma ISO 17776: 2000 y otras fuentes aplicables, y luego se incluyen en el Informe Global de HAZID y el Registro de Riesgos de Transocean.	Apéndice A3, Caso de seguridad HSE
19	Datos de confiabilidad y mantenimiento.	ISO 14224	Shell cumple con el estándar. La API Q1 destaca	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			los requisitos especificados por ISO TR 13881. Las auditorías de API Q1 y / o API Q2 de los proveedores se llevan a cabo para garantizar que se cumplan los requisitos.	
25	Recomendaciones para las mejoras en la capacitación, examen y certificación de control de pozos.	OGP 476	PCM v3.1 de Shell. Referencias Certificación IWCF en Sec. 3.1.	
31	Pozos en Aguas Profundas - Recomendaciones de Grupos de Respuesta de Industrias Globales.	OGP 463 Pozos en Aguas Profundas	Junto con el cumplimiento de las normas API / OGP / ISO y los métodos recomendados especificados en OGP 463, Shell ha implementado la mayoría de los planes de acción en OGP 463, que incluyen: Procesos de auditoría, Sistema de gestión de competencias, Sistema de autoridad técnica, Política de Dos Barreras, Participación permanente en Grupos de Comercio de la Industria y Comités para	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			mejorar la tecnología de petróleo y gas.	
32 Requisito de ASEA, Anexo 1	Análisis de riesgos y preparación para emergencias.	NORSOK Z-013	No puenteable a los manuales de Shell. NORSOK Z-013 referenciado en caso de HSE del contratista de perforación.	Apéndice A3, Caso de Seguridad HSE
Estándares específicos de ASEA, Anexo 1—Aplicable				
	Programas de Orientación para Personal Enviado a Costa Afuera por primera Vez, Cuarta Edición, Octubre 1995, Ratificados Enero 2013	API RP T-1	Contratista de perforación dará cumplimiento	
	Capacitación de Personal Costa Afuera en Emergencias No-operativas, Segunda Edición, Octubre 1995, Junio 2010	API RP T-4	Contratista de perforación dará cumplimiento,	
	Práctica Recomendada para Capacitación de Personal en Rescate de Personas en el Agua, Segunda Edición, Octubre 1995, Ratificados Enero 2013	API RP T-7	Contratista de perforación y Logistica dará cumplimiento	
	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, División 1 y División	API RP 500	Contratista de perforación dará cumplimiento	
	Práctica Recomendada para la Clasificación de	API RP 505	Contratista de perforación dará	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
	Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona1 y Zona		cumplimiento	
	Derivación de las Condiciones Metoceicas y las Condiciones de Operación	API RP 2MET	Las Guias de Shell dan cumplimiento a WSOG sere generado	
	Código para la construcción y el equipo de unidades móviles de Perforación costa afuera	IMO, Código MODU, 2009	No hay Manual/Guía de Shell; Shell verifica el cumplimiento a través del contrato del equipo de perforación	

Categoría 2: Guía/Manual de Shell en su lugar y alineadas con las Mejores Prácticas de la Industria. (No se requiere análisis o puente)

Doc. #	Tema de Referencia	Nombre del Documento de Referencia	Guía/Manual de Cumplimiento de Shell
Primera Fase - Actividades antes de perforar hasta, pero sin incluir la movilización del Equipo de Perforación			
10	Guía Ambiental: abandono de pozos y prácticas en pozos inactivos para operaciones de exploración y producción en Estados Unidos de Norteamérica	API Bull E3	Manual de Abandono de Pozo WS 38.80.31.35-Gen. r1
20	Sistemas de Equipo de Desvío y Operaciones.	API RP 64	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.11.1 El equipo desviador debe cumplir con los requisitos de la norma API 64
21	Equipos de Preventores (BOPs, Blow Out Preventer). Perforación a través del Equipo (BOP´s)	API Spec 16A / ISO 13533	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.1.2. La perforación a través de WCE deberá cumplir con los requisitos de API 16A para equipos nuevos, y API 16AR para equipos reparados / remanufacturados.
22	Estrangulador y Sistemas de matar.	API Spec 16C	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.9.1 Los componentes del colector de choque deben cumplir con los

			requisitos de la especificación API 16C
23	Sistemas de Control para el equipo de Perforación de pozos y equipos de desvío. Sistemas de Control para Equipos de Control de Perforación de Pozos.	API Spec 16D/ ISO 22830	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 6.13, Sec. 8.1, Sec. 9.4.8, Sec 10.6
28	Reparación y Remanufactura de preventores	API STD 16AR	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.1.2 La perforación a través de WCE deberá cumplir con los requisitos de API 16A para equipos nuevos, y API 16AR para equipos reparados / remanufacturados.
29 Requisito de ASEA, Anexo 1	Sistemas de equipos BOP para la perforación de pozos.	API Std 53	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. r3.0
31 Requisito de ASEA, Anexo 1	Aislamiento de Zonas potenciales de flujo durante la construcción del pozo.	API Std 65-2	Manual de Cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
34	Manual de perforación, 12a edición, 2015 (2 volúmenes).	IADC	Pozos Shell Paquete de educación a distancia 2ª ed.
58	Guía sobre las competencias para el personal de pozos, incluyendo ejemplos.	OGUK OP065	El Marco de Competencias de Shell incluye matriz de competencia laboral para todas las funciones Consulte el Apéndice B1, Matriz de competencias laborales de Pozos Shell

60	Equipo de desviación de gas somero.	ISO 13354	Manual de Control de Presión de Shell para Operaciones de Perforación, Finalización e Intervención de Pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; hace referencia a la norma API 64. No se observaron discrepancias entre la norma API 64 y la norma ISO 13354, que hace referencia a la norma 64.
61	Procedimientos para prueba de conexiones de tubería de revestimiento y tuberías de producción.	ISO 13679	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 WS38.80.31.31-Gen rev0 Shell cumple con el estándar API RP 5C5 con los requisitos especiales de Shell. API 5C y está alineado con ISO13679.
66	Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos.	API SPEC 10A	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
68	Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento.	API Spec 10D	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
69	Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para Pozos.	API RP 10B	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
70	Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los collares sujetadores.	API RP 10D	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
71	Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria.	API Spec 10TR-4	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0; sustituido por API RP10D-2 y API SPEC 10D
72 Requisito de ASEA, Anexo 1	Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción" / ISO 11960: Industrias de petróleo y gas natural-Tuberías de acero a ser	API 5CT/ISO 11960	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de

	utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción.		tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0
73	Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación.	API 5C2	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 API 5C2 fue retirado y reemplazado por API TR 5C3. Shell cumple con API 5C2 / 5C3 con metodología adicional para HC.
85 Requisito ASEA, Anexo 1	Cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de agua profundas. Aislamiento de zonas de flujo potencial.	API RP 65-2	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
86 Requisito ASEA, Anexo 1	Prácticas recomendadas para cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de agua profundas.	API RP 65-1	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
87	Práctica recomendada para la perforación y operaciones de servicio a pozos involucrando Ácido Sulfhídrico (H_2S).	API RP 49	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 Hoja de ruta para la selección y calificación de material de tripa de pozos amargos SR.12.11696 Guía de diseño pozos amargos Rev. 1 SR.11.10961 Shell HSSE & Marco de control de SP

			Compromiso y política, normas y manuales
88	Prácticas recomendadas para la prevención del escape de Sistemas y equipos para la perforación de pozos.	API RP 53	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0
89	Prácticas recomendadas para la Seguridad ocupacional en operaciones de perforación y servicio a pozos de aceite y gas.	API RP 54	Compromiso marco de políticas y, normas y manuales Shell HSSE y Control SP
90	Prácticas recomendadas para el manejo de presiones anulares en Pozos costa afuera.	API RP 90	Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0
91	Manejo de Presión en el espacio anular de la Tubería de Revestimiento de Pozos costa afuera.	API RP 90-1	Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0
95	Guía para el control de pozos en aguas profundas	IADC	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0 Control Framework Compromiso y política, estándares y manuales de Shell HSSE & SP
96	Guía de control de pozos en aguas profundas. Edición 2015.	IADC	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen

			rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0 Control Framework Compromiso y política, estándares y manuales de Shell HSSE & SP
Segunda Fase - Actividades desde la movilización de la Plataforma, pero sin incluir, P&A			
1	Gobernabilidad del ciclo de vida de la integridad del pozo	ISO 16530-1	Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0
4	Inspección y clasificación de los elementos de la sarta de perforación	ISO 10407-2	Shell WFQ-6410-A Requisitos de inspección Cadena de taladro no destructiva
16	Operaciones de control de pozo.	API RP 59	El Manual de Control de Presión para Operaciones de Perforación, Terminaciones e Intervención de Pozos (Rev 3.1) Shell utiliza las prácticas de IADC para las operaciones de control de pozos, a las que se hace referencia en el API RP 59. La página 13 contiene la capacitación y las pautas que Shell sigue para las operaciones de control de pozos, que cumplen con Directrices IADC y

			API RP 59.
23 Requisito de ASEA, Anexo 1	Desarrollo de un Programa de administración de Seguridad y Ambiental para Instalaciones y Operaciones Costa Afuera.	API RP 75	Marco de Control Shell HSSE & SP que incluye todos los elementos de API RP 75.
109	Guía recomendada para los requerimientos de competencia en la perforación de pozos.	NORWEGIAN OIL & GAS 024	El Manual de Control de Presión para Operaciones de Perforación, Terminaciones e Intervención de Pozos (Rev 3.1) Shell utiliza las prácticas de IADC para las operaciones de control de pozos, a las que se hace referencia en el API RP 59. La página 13 contiene la capacitación y las pautas que Shell sigue para las operaciones de control de pozos, que cumplen con Directrices IADC y API RP 59. Marco de Gestión de Competencias de Shell incluye matrices de competencia laboral para todas las funciones
Tercera Fase – Posterior a la Terminación del Pozo			
1	Guía para la Suspensión y Abandono de Pozos.	OGUK OP006	Manual de Abandono del Pozo WS 38.80.31.35-Gen. r1
2	Guía para la suspensión o abandono de pozos, incluyendo guías sobre la calificación de los materiales para la suspensión o abandono de pozos.	OGUK OP071	Manual de Abandono del Pozo WS 38.80.31.35-Gen. r1
Estándares para Actividades Específicas			
14	Materiales para uso en ambientes que contienen H2S en la Producción de Petróleo y Gas.	ISO 15156/NACE MR 0175	Manual de diseño de tubos y tuberías. WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de

			tubos y tuberías. WS38.80.31.31-Gen rev0 Hoja de ruta para selección y calificación de material de pozos amargos SR.12.11696 Rev. 1 SR.11.10961
17	Modelado de Confiabilidad y cálculo de sistemas de seguridad.	ISO TR 12489	Sistema de Seguridad Instrumentado (SIS) DEP 32.10.10.10
18	Guía sobre la competencia para el personal de pozos.	ISO 17969	Sistema de gestión de competencias de Shell en el HSSE y Marco de control SP que incluye todos los elementos en ISO 17969. Matriz de Competencia / Entrenamiento Transocean, Apéndice A2
21	Sistema de Gestión HSE	OGP 210 HSE	El Marco de control de Shell HSSE & SP está basado en OGP 210 e incluye todos los elementos pertinentes.
23	Herramientas de cultura HSSE	OGP 435 HSE	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las herramientas sugeridas en OGP 435 HSE.
Estándares específicos de ASEA, Anexo 1—Aplicable			
	Marco Operativo de Sistemas de Administración para el Control de Riesgos y obtención de Alto Desempeño en la Industria de Petróleo y Gas	OGP 510	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las herramientas sugeridas en OGP 510.
	Análisis de Riesgos y Preparación a Emergencias. Tercera Edición, Octubre 2010	NORSOK Z-013	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están

			alineados con las herramientas y métodos sugeridos en NORSOK Z-013.
	Evaluación de contratistas. Rev. 2, Dic. 2003	NORSOK S-006 HSE	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las estándares y métodos sugeridos en NORSOK S-006.
	Administración del Cambio para las Industrias Marítimas y Costa Afuera, Febrero 2013	ABS	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las estándares y herramientas sugeridas para la administración del cambio.

Categoría 3: Variación parcial entre el Manual / Guía de Shell y las Mejores Prácticas de la industria; análisis de carencias se incluye.

Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del documento de referencia	Manual / Guía de Shell parcialmente compatible	Apéndice para el Puente
Primera Fase - Actividades previas a perforar hasta, pero sin incluir la movilización del Equipo de Perforación				
2	Compresión y Expansión del cemento del pozo.	ISO 10426-5	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-5)	C1
3	Resistencia de gel estático en formulaciones de cemento.	ISO 10426-6	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-6)	C2
17	Guía para la integridad de pozo.	OGUK OP069	Manual de gestión de integridad de pozos WS38.80.31.30-Gen r2.0	C3
18	Introducción a la Integridad de pozos.	NORWEGIAN OIL & GAS, No 17	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 Manual de gestión de integridad de pozos WS38.80.31.30-Gen r2.0	C4
79	Pruebas para cementos en pozos de aguas profundas	ISO 10426-3	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con / API RP 10B-3)	C5
92 Requisito de ASEA, Anexo 1	Diseño y construcción de pozos en aguas profundas.	API RP 96	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C6
100	Cabezal y árbol de válvulas submarinos	ISO 13628-4	Sistemas de árboles verticales submarinos (enmiendas / complementos a ISO 13628-4/api 17d) DEP 37.80.00.36-Gen, Feb 2013	C7
104 Requisito de ASEA, Anexo 1	Sistemas de estación de mantenimiento para estructuras costa fuera flotantes	ISO 19901-7	Diseño meteorológico y oceanográfico y consideraciones operativas costa afuera y en tierra	C8

	y unidades costa fuera móviles		(Enmiendas / suplementos a ISO 19901-1:2015) DEP37.00.10.10-Gen. Febrero 2017	
108	Sistema de prueba de pozo.	NORSOK D-007 (reemplaza NORSOK D-SR-007)	MANUAL DE PRUEBAS DE POZO, WS 38.80.31.34-Gen. Rev. 1.0	C9
110 Nota: Requisito ASEA, Anexo 1	Instalaciones de Perforación	NORSOK D-001	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C10
117	Guía para la planificación de Pozos de alivio.	OGUK OP064	Pozos de alivio WS 38.80.31.33-Gen r1 Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C11
119	Diseño, selección y operación de sistema de riser en perforación marina.	ISO 13624-1/API RP 16Q	Especificación de análisis de perforación vertical marina (Para DP MODU's) Selección y operación de buques posicionados dinámicamente (DP) DEP 37.90.10.32-Gen. Febrero 2017	C12
123	Guía para sistemas de preventores submarinos.	OGUK OP070	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C13
Normas para Actividades Específicas				
29	Reporte técnico de metodologías, operaciones e integridad de risers en la perforación en aguas profundas.	ISO/TR 13624-2	Especificación de análisis de perforación vertical marina (Para DP MODU's) Selección y operación de buques posicionados dinámicamente (DP) DEP 37.90.10.32-Gen. Febrero 2017	C12
30	Consideraciones	ISO 19901-1	Diseño meteorológico y	C8

Requisito de ASEA, Anexo 1	relativas a las condiciones metoceanicas para el diseño y operación.		oceanográfico y consideraciones operativas costa marítima y en tierra (enmiendas / suplementos de la ISO19901-1: 2015) DEP 37.00.10.10-Gen. Febrero 2017; ver Apéndice c5 para puente	
Normas para Actividades Específicas				
11	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la cementación de pozos – Parte 1. Especificaciones.	ISO 10426-1	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10A)	C14
12	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la cementación de pozos – Parte 2. Pruebas de cementación de pozos.	ISO 10426-2	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con / API RP 10B-2)	C15
33 Requisito de ASEA, Anexo 1	Integridad del Pozo en operaciones de perforación.	NORSOK D-010	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C16

Categoría 4: Las Mejores Prácticas de la industria especificadas aquí, no aplican a la campaña de exploración de aguas profundas de Shell.

Doc. Ref. #	Tema de Referencia	Nombre del Documento de Referencia	Razón no Aplicable
Primera Fase - Actividades antes de la perforación hasta, pero no incluyendo Mover plataforma			
1	Lechadas de cemento espumadas a condiciones atmosféricas	ISO 10426-4	No uso de cemento espumado en la exploración.
5	Medición de las propiedades de los apuntalantes	ISO 13503-2	No se planea el uso de apuntalamientos en exploración
6 Requisito de ASEA, Anexo 1	Diseño, Instalación, Reparación y Operación de los Sistemas de Válvulas Subsuperficiales.	API 14B/ ISO 10417	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
7	Guías para equipos auxiliares con tubería flexible.	API 17L2	No uso de equipos auxiliares de tubería flexible en exploración.
8 Requisito de ASEA, Anexo 1	Consideraciones de Diseño Geotécnicas y de Base/Cimientos.	API 2GEO/ ISO 19901-4	No aplica para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marítima (MODU)
14 Requisito de ASEA, Anexo 1	Prácticas recomendadas para el diseño, instalación, reparación y operación de sistemas de válvulas de seguridad de subsuelo.	API RP 14B/ ISO 10417	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
15	Diseño y Análisis de Riesgos en Instalaciones de Producción Costa Afuera.	API RP 14J	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
19 Requisito de ASEA, Anexo 1	Especificación para el Equipo de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales.	API Spec 14A/ ISO 10432	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
25	Especificación para Equipo Auxiliar de Tubería Flexible.	API Spec 17L1	No uso de equipo auxiliar tubería flexible durante la exploración
26	Especificación para la fabricación de tubos de acero estructural.	API Spec 2B	Sin pilotes ni miembros estructurales para las instalaciones que se fabricarán

			en la campaña de exploración.
27	Equipo de perforación y de servicio al pozo.	API Spec 7K	No se utilizarán equipos de mantenimiento de pozos durante la campaña de exploración.
30	Estructuras de perforación y servicios.	API Spec 4F/ ISO 13626	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
37	Diseño de la Sarta de Perforación.	ISO 10407-1	No se utilizarán componentes de aleación de aluminio en la campaña de exploración.
41	Unidades de bombeo	ISO 10431	No utilizar unidades de bombeo en campaña de exploración.
43	Reemplazada por API Std 611	ISO 10436	No utilizar turbinas de vapor en campaña de exploración.
45	Medición de la fuga de fluido de estimulación y grava.	ISO 13503-4	No hay operaciones de terminación en campaña de exploración.
47	Tubería de revestimiento y tubería de producción	ISO 13680/API Spec 5CRA CRA	No se utilizan aleaciones resistentes a la corrosión.
48	Bombas reciprocantes de desplazamiento positivo	ISO 13710	No utilizar bombas de desplazamiento positivo en campaña de exploración.
51	Requisitos y guías para respuestas de emergencia.	ISO 15544	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
52	Tubería	ISO 15649	No utilizar tuberías para procesamiento o manejo durante la exploración
53	Mandriles de bloqueo y niples de asentamiento	ISO 16070	Equipo de terminación no aplicable para campaña de exploración.
54	Dispositivos de control de flujo para mandriles laterales.	ISO 17078-2	Equipo de terminación no aplicable para campaña de exploración.
55	Pantallas de control de arena	ISO 17824	Equipo de terminación no aplicable para campaña de exploración.
56 Requisito de ASEA, Anexo 1	Control de densidad	ISO 19901-5	No construcciones o ingeniería de instalaciones costa afuera durante la exploración
57	Calibración de roscas en	ISO 27627	No se utilizarán componentes

	tubería de perforación de aluminio		de aleación de aluminio en campaña de exploración.
59	Guía para operadores de pozos, relacionada con el examen y competencia de los examinadores.	OGUK SC033	No hay pruebas de pozos durante la campaña de exploración.
62	Sistemas para el alivio de presión y despresurización.	ISO 23251/API Std 521	No aplica para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
63	Válvulas de barrera del subsuelo y equipos relacionados.	ISO 28781	Uso no planificado de válvulas de seguridad del subsuelo en exploración.
65	Accesorios de Terminación.	ISO 14998	Equipo de terminación no aplica para campaña de exploración.
67	Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de los Sistemas de Seguridad Superficiales Costa Fuera.	ASTM C 150/ C 150 M-16	No aplicable - especificación para fabricantes de cemento no usuarios finales
80 Requisito de ASEA, Anexo 1	Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de los Sistemas de Seguridad Superficiales Costa Fuera.	API 14C	Operaciones de producción no aplicables en campaña de exploración.
81	Confiabilidad submarina y administración de riesgo técnico.	API RP 17N	Operaciones de producción no aplicables en campaña de exploración.
82 Requisito de ASEA, Anexo 1	Operaciones Marinas.	API RP 2 MOP/ISO 19901-6	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
83 Requisito de ASEA, Anexo 1	La planificación, diseño y construcción de plataformas fijas costa fuera - diseño de la fuerza de trabajo	API RP 2A-WSD Planeación,	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
84	Diseño de tubería de revestimiento Martina para el sistema de producción flotante y Plataformas.	API RP 2RD	Operaciones de producción no aplicables en campaña de exploración.
99	Sistemas de tubería flexibles para aplicaciones submarinas y marinas.	ISO 13628-11/API RP 17B	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
101	Herramientas operadas	ISO 13628-8	Operaciones de producción no

	remotamente e interfaces en sistemas de producción submarinos.		aplicables en campaña de exploración.
102	Sistemas de tuberías costa afuera	ISO 13703	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
103 Requisito de ASEA, Anexo 1	Requerimientos generales para estructuras costa afuera	ISO 19900	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
106 Requisito de ASEA, Anexo 1	Estructuras fijas de concreto costa afuera.	ISO 19903	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
107 Requisito de ASEA, Anexo 1	Estructuras flotantes costa fuera monocascos, semi-sumergibles y mástiles.	ISO 19904-1	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
111	Equipos que intervienen en el Pozo.	NORSOK D-002	No se planea una intervención al pozo durante la campaña de exploración.
112	Integridad de Estructuras costa-fuera.	NORSOK N-001	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
113 Requisito de ASEA, Anexo 1	Sistemas de Producción Submarino.	NORSOK U-001	Operaciones de producción no aplicables en campañas de exploración.
114	Operaciones Submarinas Tripuladas	NORSOK U-100	No hay operaciones submarinas tripulados (MOU) durante la campaña de exploración
116	Operaciones submarinas relacionadas con el petróleo en la costa	NORSOK U-103	No hay operaciones submarinas tripulados (MOU) durante la campaña de exploración
120	Diseño y operación de sistemas de producción submarinos.	ISO 13628-1/API RP 17A	Las operaciones de producción no son aplicables en campaña de exploración
121	Sistemas de tubería flexible no unidas para aplicaciones submarinas y marinas.	ISO 13628-2/API Spec 17J	Las operaciones de producción no son aplicables en campaña de exploración
122	Umbilicales submarinos.	ISO 13628-	Las operaciones de producción

		5/API Spec 17E	no son aplicables en campaña de exploración
Segunda Fase – Actividades hasta la Movilización del Equipo de Perforación, pero no incluyendo, P & A			
2	Fase operacional de integridad de pozos	ISO 16530-2	Los pozos de exploración no pueden producir u operar.
5	Sistemas de bomba de cavidad progresiva, piezas 1-2	ISO 15136	No se utilizarán bombas de cavidad progresiva durante campaña de exploración.
7	Sistema de bombeo eléctrico sumergible para sistemas artificiales de producción	ISO 15551-1	No se utilizará ningún elevador artificial durante la campaña de exploración.
8	Válvulas de barrera del subsuelo y equipos relacionados.	ISO 3183	No se permite el uso de válvulas de seguridad del subsuelo durante la exploración.
9	Accionamiento, integridad mecánica y diámetros de las válvulas de las líneas	ISO 12490	Los pozos de exploración no pueden producir o ser operados
10	Revestimientos de aislamiento térmico húmedo	ISO 12736	No es permitido el uso de tuberías en campaña de exploración.
11	Soldadura de tuberías	ISO 13847	Los pozos de exploración no pueden producir o ser operados
12	Curvas de inducción, racores y bridas para tubería.	ISO 15590-2	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración.
13	Líneas de acero revestido	ISO 16440	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración
14	Procedimientos para pruebas de conectores mecánicos en líneas	ISO 21329	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración
15	Garantía de la Tubería Flexible	ISO 13628-10	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración
19	Integridad de pozos en la fase operacional.	ISO TS 16530-2	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
20	Guía para la integridad del ciclo de vida, emitido el 3 de Marzo 2016	Pautas para la integridad del ciclo de vida del pozo, Número 3, marzo de 2016	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
21	Válvulas de las líneas submarinas	ISO 14723	No se podrán utilizar tuberías en campaña de exploración.
22	Protección catódica de	ISO 15589-2	No se podrán utilizar tuberías en

Requisito de ASEA, Anexo 1	líneas costa afuera.		campaña de exploración
24	Sistemas de control de producción submarinos.	ISO 13628-6/API Spec 17F	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
25	Sistemas de Riser para Terminación/Reparación.	ISO 13628-7/API RP 17G	No se podrá finalizar o intervenir el pozo durante la campaña de exploración.
Normas para Actividades Específicas			
3	Operaciones de fracturación hidráulica - Pautas de construcción e integridad de pozos	API HF1	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
4	Gestión del agua asociada a la fracturación hidráulica	API HF2	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
5	Prácticas de mitigación por impacto en la superficie asociado al Fracturamiento Hidráulico	API HF3	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
9	Operaciones de Fracturamiento Hidráulico – Lineamientos de Construcción e Integridad de Pozos.	API GD HF1	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
15 Requisito de ASEA, Anexo 1	Ventilación de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión.	ISO 28300/API Std 2000	Estándar no aplicable al almacenamiento de fluidos en plantas de perforación utilizadas para la campaña de exploración.
20 Requisito de ASEA, Anexo 1	Procedimientos y criterios de diseño de sísmica.	ISO 19901-2	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
22	Integridad de activos: la clave para gestionar los principales incidentes de riesgo	OGP 415	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
24	Aseguramiento de la producción y gestión de la fiabilidad.	ISO 20815	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
26	Control y mitigación de incendios y explosiones	ISO 13702	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.

	en instalaciones de producción costa fuera.		
27	Industrias del petróleo y del gas natural. Diseño y operación de sistemas de producción submarina. Especificación para equipos auxiliares de tuberías flexibles.	ISO 13628-16	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
28	Industrias del petróleo y del gas natural. Diseño y operación de sistemas de producción submarina. Especificación para equipos auxiliares de tuberías flexibles.	ISO 13628-17	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
Estándares específicos de ASEA, Anexo 1—No aplicable			
	Práctica Recomendada para la Prevención y Control de Incendios en Plataformas de Producción Fijas Tipo-Abiertas Costa Afuera, Cuarta Edición, Abril 2007	API RP 14G	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
	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 14H	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
	Práctica Recomendada para el Diseño y Análisis de Riesgos para Instalaciones de Producción Costa Afuera, Segunda Edición, Mayo 2001	API RP 14J	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
	Especificación Tanques Atornillados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Decimosexta Edición, Noviembre 2014.	API RP 12B	La plataforma de perforación no incluye tanques de almacenamiento de producción.
	Especificación de Campo	API 12D	No aplica en Operaciones de

	para Tanques Soldados utilizados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Undécima Edición, Octubre 2008		Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Especificación para Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Décima Segunda Edición, Octubre 2008.	API 12F	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Procedimientos y Criterios de Diseño Sísmico para Estructuras Costa Afuera	API RP 2EQ	Sólo se aplica a estructuras de acero fijas y estructuras de hormigón fijo
	Gestión de la Integridad Estructural de las Estructuras Marítimas Fijas	API RP 2SIM	Sólo se aplica a estructuras de acero fijas y estructuras de hormigón fijo
	Operaciones Marítimas en la Industria de Petróleo y Gas Natural - Requisitos Específicos para Estructuras Costa Afuera	API RP 2MOP	No se aplica a las operaciones de perforación
	Estándar para la Protección Contra Sobrellenado para Tanques de Almacenamiento en Instalaciones Petroleras, Cuarta edición, Mayo 2012.	ANSI/API 2350-2012	No se aplica a las operaciones de perforación
	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, Resolución A.672 (16), 19 de oct. 1989	Esta norma sólo se aplica a la remoción de instalaciones offshore
	Industria de petróleo y	ISO	No aplica en Operaciones de

	gas natural – Estructuras fijas de acero costa afuera	19902:2007	Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Industria de petróleo y gas natural – Evaluación específica en sitio de unidades móviles costa afuera – Parte 1: Auto-elevables.	ISO 19905-1:2012	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Flotantes
	Industrias petrolera y de gas natural- Sitio-valoración específica de unidades móviles costa afuera-- Parte 2: Auto-elevables ejemplo detallado de cálculo y comentario.	ISO/TR 19905-2:2012	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Código de Gas Licuado de Petróleo, edición 2014	NFPA 58	Ningún gas licuado de petróleo será manejado
	Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado, edición 2013.	NFPA 59A	No se manejará Gas Natural Licuado
	Evaluación de integridad estructural para estructuras existentes de soporte de carga costa afuera NORSOK N-006, Segunda Edición, Abril 2015.	NORSOK N-006, 2da Edición, 2015	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar para la Instalación de Equipos para la Quema de Petróleo, edición 2016.	NFPA31	Los aparatos de calentamiento por combustión de aceite no se aplican a la plataforma de perforación
	Selección de materiales. Quinta Edición, Septiembre 2014.	NORSOK M-001	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Preparación de superficie y revestimiento protector Sexta Edición, Febrero 2012.	NORSOK M-501	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
	Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos de Hidrocarburos	API RP 1111	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)

	Costa Afuera (Diseño de Estado Limitado), Cuarta Edición, Agosto 2007.		
	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos, Código ASME para Presurización de Tubería, B31, Noviembre 2012.	ASME B31.4-2012	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas, Código ASME para Presurización de Tubería, Septiembre 2014.	ASME B31.8-2014	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Diseño y Operación de los Sistemas de Producción Submarinos – Equipo de Pozos y Árboles Submarinos.	API SPEC 17D	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Sistemas de medición fiscal para hidrocarburos líquidos y gas, Primera Edición, Noviembre 2014.	NORSOK I-106	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándares para Atmósferas Explosivas	IEC 60079	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos	IEC 61511	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándares para el Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Baja Presión, Soldados, Grandes, Décima Segunda Edición, Octubre 2013	API 620	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar para Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos, Décima Segunda Edición, Marzo 2013	API 650	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)

	Estándar para la Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques, Quinta Edición, Noviembre 2014	API 653	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Código de Calderas y Recipientes a Presión ASME, Sección VIII, División 1, Edición 2015	ASME, Sección VIII, División 1	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Industria de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 3: Estructura superior	API RP 2 MOP/ISO 19901-3:2014	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, modificado por el protocolo de 1978. Anexo I	MARPOL 73/78 Anexo I	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 2015	NFPA 30	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar sobre Protección contra Explosión mediante Venteo de Deflagración, edición 2013	NFPA 68	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar para la Salvaguardia de Tanques y Contenedores para la Entrada, Limpieza o Reparación, edición 2015	NFPA 326	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Especificación para Equipo de la Válvula de Seguridad Subsuperficial, Duodécima Edición, Enero 2015	API 14A	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
	Equipo mecánico NORSOK R-001. Rev. 3, Nov. 1997	NORSOK R-001	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Protección catódica. Rev. 3, Mayo 2007	NORSOK M-503	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de

			Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Cuidado del Medio Ambiente. Rev. 3, Dic. 2005	NORSOK S-003	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Existentes
	DNV GL, Verificación Basada en Riesgo, Abril 2012	DNV-OSS-300	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Diseño de Sistema de Proceso. Primera Edición, Agosto 2014	NORSOK P-002	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Existentes
	Seguridad Técnica. Cuarta Edición, Febrero 2008	NORSOK S-001	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Existentes
	Guía Estándar para el Uso del Método de Refracción Sísmica para la Investigación Subsuperficial	ASTM D5777	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Guía Estándar para el Uso del Método de Reflexión Sísmica para la Investigación de Subsuelo Superficial.	ASTM D7128	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Manual de Seguridad Geofísica Marítima, Décima Edición	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Manual de Seguridad Geofísica Terrestre	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Directrices en el uso de Embarcaciones de Trabajo en Operaciones Geofísicas Marítimas	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Medidas de Mitigación para Cetáceos Durante las Operaciones Geofísicos	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Guía de IAGC en el Uso del Monitoreo Acústico Pasivo Remolcado	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Estándares Nacionales para las Especies Protegidas Observadas y	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas

	el Programa de Manejo de Datos. Un Modelo Usando Estudios Geológicos y Geofísicos		
	Manual Ambiental para las Operaciones Geofísicas Internacionales	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Estándares Nacionales para las Especies Protegidas Observadas y el Programa de Manejo de Datos. Un Modelo Usando Estudios Geológicos y Geofísicos	NOAA Technical Memorandum NMFS-OPR-49	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Manual Ambiental para las Operaciones Geofísicas Internacionales	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas

Apéndice para la Categoría 1: Shell no dispone de ningún manual / guía específico – Implementación Total de las Mejores Prácticas de la industria.

Apéndice A1— Contratista de perforación / Documento de la interfaz de Shell SEMS

Apéndice A2— Matriz de Competencia del Contratista de Perforación

Apéndice A3— Caso de seguridad de HSE

Apéndice para la Categoría 2: Manual de Shell / Guía establecida y alineada con las Mejores Prácticas de la industria.

Apéndice B1— Ejemplo de la matriz de competencia laboral de Pozos y Geociencias de Shell

Apéndice para la Categoría 3: Variación parcial entre el Manual de Shell / Guía Mejores Prácticas de la industria.

Apéndice C1— Puente entre ISO 10426-5 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-5)

Apéndice C2— Puente entre ISO 10426-6 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-6)

Apéndice C3— Puente entre OGUK OP069 al Manual de Gestión de Integridad de Pozos de Shell, WS38.80.31.30-Gen r2.0

Apéndice C4— Puente entre NORWEGIAN OIL & GAS, No 17 ti Manual de Shell sobre control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 y el Manual de gestión de integridad de pozos de Shell, WS38.80.31.30-Gen r2.0

Apéndice C5— Puente entre ISO 10426-3 al Manual De Cementación De Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con / API RP 10B-3)

Apéndice C6— Puente entre API RP 96 al Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C7— Puente entre ISO 13628-4 a los Sistemas de árboles verticales submarinos de aguas profundas de Shell (Enmiendas / Suplementos a ISO 13628-4/API 17D), DEP 37.80.00.36-Gen, Feb 2013

Apéndice C8— Puente entre ISO 19901-7 al Diseño meteorológico y oceanográfico y consideraciones operativas en alta mar, y en la costa de Shell (Enmiendas / Suplementos a ISO 19901-1:2015) DEP 37.00.10.10-Gen. Febrero 2017

Apéndice C9— Puente entre NORSOK D-007 al MANUAL DE PRUEBAS DE POZO de Shell, WS 38.80.31.34-Gen. Rev. 1.0

Apéndice C10— Puente entre NORSOK D-001 al Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C11— Puente entre OGUK OP064 al Manual de pozo de alivio de Shell, WS 38.80.31.33-Gen r1 y el Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C12— Puente entre ISO 13624-1/API RP 16Q a Análisis de especificaciones de perforación vertical marina de Shell (para DP MODU's) y la Selección y operación de buques posicionados dinámicamente (DP) de Shell, DEP 37.90.10.32-Gen. Febrero 2017

Apéndice C13— Puente entre OGUK OP070 al manual de Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C14— Puente entre ISO 10426-1 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con/ API RP 10A)

Apéndice C15— Puente entre ISO 10426-2 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con/ API RP 10B-2)

Apéndice C16— Puente entre NORSOK D-010 al Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Listado de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-CS-G02- marzo 6 de 2019

Objetivo:

El objetivo de este documento es presentar la relación de normas, regulaciones, códigos, estándares o prácticas de ingeniería aplicables para la etapa de diseño, construcción, operación, mantenimiento e inspección de las instalaciones, equipos y procesos del Proyecto en el Área Contractual AP-CS-G02. Lo anterior, mediante la alineación y coordinación de las normas y/o guías específicas reconocidas por la autoridad competente con los respectivos manuales y guías de Shell que rigen las operaciones de pozo en el Área Contractual en mención.

Alcance:

Este documento hace el análisis entre las Mejores Prácticas y los estándares mencionadas en la regulación aplicable a las operaciones pertinentes en la Campaña de Exploración de Shell en el Área Contractual AP-CS-G02. Dado que Shell no tiene la intención de usar los pozos de exploración como pozos productores, las fases operativas incluidas en este documento incluyen Diseño de pozos, Construcción de pozos, Perforación de pozos, y Abandono de pozos.

Resumen:

1) LINEAMENTOS de Perforación de Pozos, Anexo II, (octubre 14, 2016)

   El Anexo II enumera las normas de la industria de Petróleo y Gas reconocidas por la CNH como las "Mejores Prácticas" que deben cumplirse durante el diseño, construcción, terminación, operación y abandono de pozos de petróleo y gas en México. Mientras Shell adopta los estándares pertinentes de la industria en Operaciones de pozos, las prácticas estándar de Shell tienen variaciones intrascendentes a algunos estándares especificados en el Anexo II. Estas variaciones se han observado y justificado en este análisis.

2) Se documentan el cumplimiento con 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 – Artículo 6. Los Regulados deberán observar las mejores prácticas para las actividades de Reconocimiento y Exploración Superficial, Exploración y Extracción de Hidrocarburos. Para tal efecto, será obligatorio para los Regulados la observancia de los estándares incluidos en el Anexo I de los presentes Lineamientos.

3) Categorías de Evaluación

Tras la evaluación de la información, Shell ha identificado cuatro categorías principales para la alineación de las prácticas, manuales y estándares establecidos de Shell:

Categoría 1: Shell no dispone de un Manual Específico o Implementación de la Guía, de las Mejores Prácticas de la industria; Shell se adhiere a estas mejores prácticas especificadas y aplicables a la fase de exploración.

Categoría 2: Manual de Shell o Disposición de una Guía alineados con las Mejores Prácticas de la industria; Shell se adhiere tanto a los manuales de Shell como a las mejores prácticas de la industria.

Categoría 3: Variación Parcial entre el Manual/Guía de Shell y las Mejores Prácticas de la industria; Shell se adhiere a los manuales y guías de Shell. El análisis de carencias se proporciona.

Categoría 4: Las Mejores Prácticas de la industria especificadas aquí, no aplican a la campaña de exploración de aguas profundas de Shell.

4) Resultados

Categoría 1: Shell no dispone de un Manual Específico / Implementación de la Guía, de las mejores prácticas de la industria, por lo tanto Shell se adhiere a las mejores prácticas de la industria

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
Primera Fase - Actividades previas para Perforar hasta, pero sin incluir la movilización del Equipo de Perforación				
4 Requisito de ASEA, Anexo 1	Evaluación de los Sistemas de Procesamiento de los Fluidos de Perforación.	API RP 13C/ ISO 13501	Shell se adhiere a API RP 13C (Cat 1)	
9	Documentos de interfaz para la construcción de pozos.	API BULL 97		Apéndice A1, Contratista de perforación/ Documento interfase Shell SEMS
11 Requisito de ASEA, Anexo 1	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base	API RP 13B-1/ISO 10414-1:2008	No hay Manual/Guía de Shell	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
	agua			
12 Requisito de ASEA, Anexo 1	Prácticas Recomendadas de Procedimientos Estándares para determinar las características de fluidos de perforación base aceite	API RP 13B-2/ISO 10414-2:2002	No hay Manual/Guía de Shell	
13 Requisito de ASEA Anexo 1	Reología e Hidráulica de Fluidos Utilizados en Pozos de Aceite.	API RP 13D	Shell utiliza el modelo de la Compañía de Servicio, o Plan del Pozo, que se adhiere al API 13D.	
16	Diseño y Límites de Operación de la Sarta de Perforación.	API RP 7G	Se sigue el proceso de diseño API Q1 de Shell	
17	Operaciones de perforación bajo balance.	API RP 92U	Junto con API RP 92U, Shell cumple con: API S 16 RCD, API RP 92 M y API RP 92S	
18 Requisito de ASEA, Anexo 1	Especificación para Fluidos de Perforación.	API Spec 13A/ ISO 13500	Shell sigue API Spec 13A.	
24	Mecanismos de control rotatorio en BOPs.	API Spec 16RCD	NO aplicable	
32 Requisito de ASEA, Anexo 1	Capacidades de Bridas API Bajo las diferentes combinaciones de carga.	API TR 6AF	Shell confirma que se sigue el proceso de diseño en API Q1 y el equipo está monogramado cuando corresponde. El equipo reacondicionado debe cumplir con las especificaciones de API 16 A según	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			el Manual de Control de Presión de Shell.	
33	Catálogo de conocimiento, destrezas y habilidades para todo el personal de equipos de perforación (terrestre/costa fuera).	IADC, Conocimiento, Habilidad y Competencias (KSA, por sus siglas en inglés)		Apéndice A2, Matriz de Competencia del Contratista de Perforación
35	Documento de interfaz para la construcción de pozos	IADC Documento de Interfase		Apéndice A1, Documento de interfaz
36	WellSharp 2015. Requerimientos de competencia para operaciones de perforaciones de pozos.	IADC		Apéndice A2, Matriz de Competencia del Contratista de Perforación
39	Reemplazada por API Spec 5B	ISO 10422	Shell cumple con especificaciones de API 5B con requerimientos especiales de Shell.	
38 Requisito de ASEA, Anexo 1	Pruebas de laboratorio para fluidos de perforación	ISO 10416	Shell cumple con la especificación API 13I, que corresponde directamente con ISO10416.	
40	Elementos rotatorios de la sarta de perforación	ISO 10424-1	Shell especifica el requisito de cumplir con los estándares de API equivalentes en los contratos del equipo de perforación. Los contratos especifican el cumplimiento con la especificación	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			API 7-1: especificación para elementos de la sarta rotaria de perforación, API 5DP: Especificación para tubería de perforación (Fabricación) Especificación API 7-2: Especificación para roscado y calibrado de conexiones de rosca de hombro rotativo.	
42 Requisito de ASEA, Anexo 1	Reemplazada por API Spec 6AV1	ISO 10433	Shell cumple con la verificación de que la válvula de seguridad tiene un monograma API cuando corresponde.	
44	Acoplamientos flexibles	ISO 10441	Shell cumple con los requisitos mínimos de ISO / API cuando corresponda	
46	Equipo de izaje – especificaciones	ISO 13535	Shell confirma que se sigue el proceso de diseño en API Q1 y el equipo tiene monograma cuando corresponde	
49	Empacadores y tapones Puente	ISO 14310/API Spec 11D1	No Manual/Guía de Shell	
50	Calibración e inspección de roscas	ISO 15464	Shell cumple con el estándar API 5B con los	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			requisitos especiales de Shell. API 5B está alineado con la norma ISO 15464.	
64	Equipo de Perforación.	ISO 14693	Referenciado por Shell en los planes de calidad de servicio del proveedor de CTRS. Las normas relacionadas con el cumplimiento incluyen la API Spec 7k: Equipos de perforación y mantenimiento de pozos, API 7L: Procedimientos de inspección, mantenimiento, reparación y re-manufactura de equipos de perforación, y API 8B: Práctica recomendada para procedimientos de inspecciones, mantenimiento, reparación y re-fabricación de Equipo montacargas	
74	Tubería de perforación de acero.	ISO 11961/API Spec 5DP	Shell cumple con los requisitos mínimos de API 5DP, los pedidos de los contratistas según requisitos de DS1 y según especificaciones	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			de la API, los contratos de alquiler y Shell DP	
93	Especificación para el Riser.	API Spec 16F	Shell confirma que el proceso de diseño en API Q1 es seguido por el fabricante; los procedimientos para determinar las cargas de diseño se detallan en el API 16Q. Las pautas para el cuidado y la operación también se dan en API 16Q. Shell respalda API RP16Q en su totalidad.	
94	Modulo para intervención de pozos en descontrol Submarino.	API SPEC 17W	Los contratistas de respuesta emergencias cumplen con AI SPEC 17 W	
97	Guía de casos para Unidades Móviles de Perforación Costa Afuera.	IADC HSE		Apéndice A3, Caso de seguridad HSE
98	Acoplamientos de riser en perforación marina	ISO 13625	ISO 13625 está en alineación directa con la API 16Q en la especificación para el diseño, calificación, fabricación y prueba de acoplamientos de tubería para perforación	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			marina. Shell respalda API RP16Q en su totalidad.	
105 Requisito de ASEA, Anexo 1	Investigación del suelo marino	ISO 19901-8	No hay Manual/Guía de Shell – las operaciones se planean en cumplimiento del ISO 19901-8	
115	Servicios de Vehículo de Control Remoto (ROV)	NORSOK U-102	La Compañía de Servicio ROV confirmó el cumplimiento	
118	Diseño y Construcción de Pozos e Instalaciones Costa Afuera.	Instrumento estatutario No.913 de 1996	Los Manuales internos de Shell cumplen con los requerimientos	
Segunda Fase - Actividades desde la Movilización del Equipo de Perforación, hasta pero sin incluir el P&A				
3	Cuidado y uso de la Tubería de Revestimiento y Producción	ISO 10405	ISO 10405 está alineado directamente con API 5C1. Shell respalda API 5C1.	
4	Inspección y clasificación de los elementos de la sarta de perforación	ISO 10407-2	ISO 10407-2 está en alineado directamente con API 7G2. Shell respalda API 7G2 y usa WFQ-6410-A Cadena de taladro no destructiva Requisitos de examen para los exámenes	
6	Inspección en campo de la tubería de revestimiento nueva, tubería de producción	ISO 15463	ISO 15463 está en alineado directamente con API RP 5A5.	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
	y tubería de perforación lisa.		Shell respalda API RP 5A5.	
Normas para Actividades Específicas				
1	Equipo de Control de Pozos para operaciones de perforación HPHT (AP/AT, alta presión alta temperatura).	ISO 16339	Documento final no encontrado. Borradores de Referencias API TR 1PER15K-1. Shell cumple con API TR 1PER15K-1.	
2	Protocolo para la Verificación y Validación de Equipo de alta presión y alta temperatura.	API TR 1PER15K-1	No hay Manual / Guía de Shell específico. Shell cumplirá, según las especificaciones API relacionadas con la categoría de producto o categoría de producto específica.	
6	Administración de la Seguridad en Operaciones de Perforación de Aceite y Gas para Contratistas.	API RP 76	Las Guias de seguridad y administración de riesgos asi como HSE case están alineados con API 76	
7	Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para determinar las características de fluidos de perforación base agua.	API RP 13 B-1	No Manual/Guía de Shell – Las subcontratistas cumplirán con API RP 13 B-1	
8	Prácticas recomendadas de procedimientos estándares para fluidos de perforación base aceite.	API 13 RP B-2	No hay Manual/Guía de Shell	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
10	Clasificación y evaluación de la conformidad de productos, procesos y servicios.	ISO TR 13881	Shell cumple con el estándar. La API Q1 destaca los requisitos especificados por ISO TR 13881. Las auditorías de API Q1 y / o API Q2 de los proveedores se llevan a cabo para garantizar que se cumplan los requisitos.	
13	Recopilación e intercambio de datos de confiabilidad y mantenimiento de equipos.	ISO 14224/API Std 689	Shell cumple con el estándar. La API Q1 destaca los requisitos especificados por ISO TR 13881. Las auditorías de API Q1 y / o API Q2 de los proveedores se llevan a cabo para garantizar que se cumplan los requisitos.	
16	Guías sobre herramientas y técnicas para la identificación, evaluación de riesgos y peligros	ISO 17776	Los riesgos han sido revisados e identificados a partir de la norma ISO 17776: 2000 y otras fuentes aplicables, y luego se incluyen en el Informe Global de HAZID y el Registro de Riesgos de Transocean.	Apéndice A3, Caso de seguridad HSE
19	Datos de confiabilidad y mantenimiento.	ISO 14224	Shell cumple con el estándar. La API Q1 destaca	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			los requisitos especificados por ISO TR 13881. Las auditorías de API Q1 y / o API Q2 de los proveedores se llevan a cabo para garantizar que se cumplan los requisitos.	
25	Recomendaciones para las mejoras en la capacitación, examen y certificación de control de pozos.	OGP 476	PCM v3.1 de Shell. Referencias Certificación IWCF en Sec. 3.1.	
31	Pozos en Aguas Profundas - Recomendaciones de Grupos de Respuesta de Industrias Globales.	OGP 463 Pozos en Aguas Profundas	Junto con el cumplimiento de las normas API / OGP / ISO y los métodos recomendados especificados en OGP 463, Shell ha implementado la mayoría de los planes de acción en OGP 463, que incluyen: Procesos de auditoría, Sistema de gestión de competencias, Sistema de autoridad técnica, Política de Dos Barreras, Participación permanente en Grupos de Comercio de la Industria y Comités para	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
			mejorar la tecnología de petróleo y gas.	
32 Requisito de ASEA, Anexo 1	Análisis de riesgos y preparación para emergencias.	NORSOK Z-013	No puenteable a los manuales de Shell. NORSOK Z-013 referenciado en caso de HSE del contratista de perforación.	Apéndice A3, Caso de Seguridad HSE
Estándares específicos de ASEA, Anexo 1—Aplicable				
	Programas de Orientación para Personal Enviado a Costa Afuera por primera Vez, Cuarta Edición, Octubre 1995, Ratificados Enero 2013	API RP T-1	Contratista de perforación dará cumplimiento	
	Capacitación de Personal Costa Afuera en Emergencias No-operativas, Segunda Edición, Octubre 1995, Junio 2010	API RP T-4	Contratista de perforación dará cumplimiento,	
	Práctica Recomendada para Capacitación de Personal en Rescate de Personas en el Agua, Segunda Edición, Octubre 1995, Ratificados Enero 2013	API RP T-7	Contratista de perforación y Logistica dará cumplimiento	
	Práctica Recomendada para la Clasificación de Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, División 1 y División	API RP 500	Contratista de perforación dará cumplimiento	
	Práctica Recomendada para la Clasificación de	API RP 505	Contratista de perforación dará	

Anexo II Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del Tema de referencia	Notas de Total Conformidad	Apéndice
	Ubicaciones de Instalaciones Eléctricas en Instalaciones Petroleras Clasificadas como Clase I, Zona 0, Zona1 y Zona		cumplimiento	
	Derivación de las Condiciones Metoceicas y las Condiciones de Operación	API RP 2MET	Las Guias de Shell dan cumplimiento a WSOG sere generado	
	Código para la construcción y el equipo de unidades móviles de Perforación costa afuera	IMO, Código MODU, 2009	No hay Manual/Guía de Shell; Shell verifica el cumplimiento a través del contrato del equipo de perforación	

Categoría 2: Guía/Manual de Shell en su lugar y alineadas con las Mejores Prácticas de la Industria. (No se requiere análisis o puente)

Doc. #	Tema de Referencia	Nombre del Documento de Referencia	Guía/Manual de Cumplimiento de Shell
Primera Fase - Actividades antes de perforar hasta, pero sin incluir la movilización del Equipo de Perforación			
10	Guía Ambiental: abandono de pozos y prácticas en pozos inactivos para operaciones de exploración y producción en Estados Unidos de Norteamérica	API Bull E3	Manual de Abandono de Pozo WS 38.80.31.35-Gen. r1
20	Sistemas de Equipo de Desvío y Operaciones.	API RP 64	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.11.1 El equipo desviador debe cumplir con los requisitos de la norma API 64
21	Equipos de Preventores (BOPs, Blow Out Preventer). Perforación a través del Equipo (BOP´s)	API Spec 16A / ISO 13533	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.1.2. La perforación a través de WCE deberá cumplir con los requisitos de API 16A para equipos nuevos, y API 16AR para equipos reparados / remanufacturados.
22	Estrangulador y Sistemas de matar.	API Spec 16C	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.9.1 Los componentes del colector de choque deben cumplir con los

			requisitos de la especificación API 16C
23	Sistemas de Control para el equipo de Perforación de pozos y equipos de desvío. Sistemas de Control para Equipos de Control de Perforación de Pozos.	API Spec 16D/ ISO 22830	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 6.13, Sec. 8.1, Sec. 9.4.8, Sec 10.6
28	Reparación y Remanufactura de preventores	API STD 16AR	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; Sec. 5.1.2 La perforación a través de WCE deberá cumplir con los requisitos de API 16A para equipos nuevos, y API 16AR para equipos reparados / remanufacturados.
29 Requisito de ASEA, Anexo 1	Sistemas de equipos BOP para la perforación de pozos.	API Std 53	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. r3.0
31 Requisito de ASEA, Anexo 1	Aislamiento de Zonas potenciales de flujo durante la construcción del pozo.	API Std 65-2	Manual de Cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
34	Manual de perforación, 12a edición, 2015 (2 volúmenes).	IADC	Pozos Shell Paquete de educación a distancia 2ª ed.
58	Guía sobre las competencias para el personal de pozos, incluyendo ejemplos.	OGUK OP065	El Marco de Competencias de Shell incluye matriz de competencia laboral para todas las funciones Consulte el Apéndice B1, Matriz de competencias laborales de Pozos Shell

60	Equipo de desviación de gas somero.	ISO 13354	Manual de Control de Presión de Shell para Operaciones de Perforación, Finalización e Intervención de Pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0; hace referencia a la norma API 64. No se observaron discrepancias entre la norma API 64 y la norma ISO 13354, que hace referencia a la norma 64.
61	Procedimientos para prueba de conexiones de tubería de revestimiento y tuberías de producción.	ISO 13679	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 WS38.80.31.31-Gen rev0 Shell cumple con el estándar API RP 5C5 con los requisitos especiales de Shell. API 5C y está alineado con ISO13679.
66	Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos.	API SPEC 10A	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
68	Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento.	API Spec 10D	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
69	Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para Pozos.	API RP 10B	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
70	Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los collares sujetadores.	API RP 10D	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
71	Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria.	API Spec 10TR-4	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0; sustituido por API RP10D-2 y API SPEC 10D
72 Requisito de ASEA, Anexo 1	Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción" / ISO 11960: Industrias de petróleo y gas natural-Tuberías de acero a ser	API 5CT/ISO 11960	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de

	utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción.		tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0
73	Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación.	API 5C2	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 API 5C2 fue retirado y reemplazado por API TR 5C3. Shell cumple con API 5C2 / 5C3 con metodología adicional para HC.
85 Requisito ASEA, Anexo 1	Cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de agua profundas. Aislamiento de zonas de flujo potencial.	API RP 65-2	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
86 Requisito ASEA, Anexo 1	Prácticas recomendadas para cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de agua profundas.	API RP 65-1	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0
87	Práctica recomendada para la perforación y operaciones de servicio a pozos involucrando Ácido Sulfhídrico (H_2S).	API RP 49	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 Hoja de ruta para la selección y calificación de material de tripa de pozos amargos SR.12.11696 Guía de diseño pozos amargos Rev. 1 SR.11.10961 Shell HSSE & Marco de control de SP

			Compromiso y política, normas y manuales
88	Prácticas recomendadas para la prevención del escape de Sistemas y equipos para la perforación de pozos.	API RP 53	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen r2.0
89	Prácticas recomendadas para la Seguridad ocupacional en operaciones de perforación y servicio a pozos de aceite y gas.	API RP 54	Compromiso marco de políticas y, normas y manuales Shell HSSE y Control SP
90	Prácticas recomendadas para el manejo de presiones anulares en Pozos costa afuera.	API RP 90	Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0
91	Manejo de Presión en el espacio anular de la Tubería de Revestimiento de Pozos costa afuera.	API RP 90-1	Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0
95	Guía para el control de pozos en aguas profundas	IADC	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0 Control Framework Compromiso y política, estándares y manuales de Shell HSSE & SP
96	Guía de control de pozos en aguas profundas. Edición 2015.	IADC	Manual de diseño de tubos y tuberías WS 38.80.31.31-Gen

			rev2 Manual de diseño de tubos y tuberías WS38.80.31.31-Gen rev0 Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0 Control Framework Compromiso y política, estándares y manuales de Shell HSSE & SP
Segunda Fase - Actividades desde la movilización de la Plataforma, pero sin incluir, P&A			
1	Gobernabilidad del ciclo de vida de la integridad del pozo	ISO 16530-1	Manual de Gestión de Integridad del Pozo WS38.80.31.30-Gen r2.0
4	Inspección y clasificación de los elementos de la sarta de perforación	ISO 10407-2	Shell WFQ-6410-A Requisitos de inspección Cadena de taladro no destructiva
16	Operaciones de control de pozo.	API RP 59	El Manual de Control de Presión para Operaciones de Perforación, Terminaciones e Intervención de Pozos (Rev 3.1) Shell utiliza las prácticas de IADC para las operaciones de control de pozos, a las que se hace referencia en el API RP 59. La página 13 contiene la capacitación y las pautas que Shell sigue para las operaciones de control de pozos, que cumplen con Directrices IADC y

			API RP 59.
23 Requisito de ASEA, Anexo 1	Desarrollo de un Programa de administración de Seguridad y Ambiental para Instalaciones y Operaciones Costa Afuera.	API RP 75	Marco de Control Shell HSSE & SP que incluye todos los elementos de API RP 75.
109	Guía recomendada para los requerimientos de competencia en la perforación de pozos.	NORWEGIAN OIL & GAS 024	El Manual de Control de Presión para Operaciones de Perforación, Terminaciones e Intervención de Pozos (Rev 3.1) Shell utiliza las prácticas de IADC para las operaciones de control de pozos, a las que se hace referencia en el API RP 59. La página 13 contiene la capacitación y las pautas que Shell sigue para las operaciones de control de pozos, que cumplen con Directrices IADC y API RP 59. Marco de Gestión de Competencias de Shell incluye matrices de competencia laboral para todas las funciones
Tercera Fase – Posterior a la Terminación del Pozo			
1	Guía para la Suspensión y Abandono de Pozos.	OGUK OP006	Manual de Abandono del Pozo WS 38.80.31.35-Gen. r1
2	Guía para la suspensión o abandono de pozos, incluyendo guías sobre la calificación de los materiales para la suspensión o abandono de pozos.	OGUK OP071	Manual de Abandono del Pozo WS 38.80.31.35-Gen. r1
Estándares para Actividades Específicas			
14	Materiales para uso en ambientes que contienen H2S en la Producción de Petróleo y Gas.	ISO 15156/NACE MR 0175	Manual de diseño de tubos y tuberías. WS 38.80.31.31-Gen rev2 Manual de diseño de

			tubos y tuberías. WS38.80.31.31-Gen rev0 Hoja de ruta para selección y calificación de material de pozos amargos SR.12.11696 Rev. 1 SR.11.10961
17	Modelado de Confiabilidad y cálculo de sistemas de seguridad.	ISO TR 12489	Sistema de Seguridad Instrumentado (SIS) DEP 32.10.10.10
18	Guía sobre la competencia para el personal de pozos.	ISO 17969	Sistema de gestión de competencias de Shell en el HSSE y Marco de control SP que incluye todos los elementos en ISO 17969. Matriz de Competencia / Entrenamiento Transocean, Apéndice A2
21	Sistema de Gestión HSE	OGP 210 HSE	El Marco de control de Shell HSSE & SP está basado en OGP 210 e incluye todos los elementos pertinentes.
23	Herramientas de cultura HSSE	OGP 435 HSE	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las herramientas sugeridas en OGP 435 HSE.
Estándares específicos de ASEA, Anexo 1—Aplicable			
	Marco Operativo de Sistemas de Administración para el Control de Riesgos y obtención de Alto Desempeño en la Industria de Petróleo y Gas	OGP 510	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las herramientas sugeridas en OGP 510.
	Análisis de Riesgos y Preparación a Emergencias. Tercera Edición, Octubre 2010	NORSOK Z-013	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están

			alineados con las herramientas y métodos sugeridos en NORSOK Z-013.
	Evaluación de contratistas. Rev. 2, Dic. 2003	NORSOK S-006 HSE	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las estándares y métodos sugeridos en NORSOK S-006.
	Administración del Cambio para las Industrias Marítimas y Costa Afuera, Febrero 2013	ABS	Marco de Control Compromiso y Política, Estándares y Manuales de Shell HSSE & SP, están alineados con las estándares y herramientas sugeridas para la administración del cambio.

Categoría 3: Variación parcial entre el Manual / Guía de Shell y las Mejores Prácticas de la industria; análisis de carencias se incluye.

Doc. Ref. #	Tema de referencia	Nombre del documento de referencia	Manual / Guía de Shell parcialmente compatible	Apéndice para el Puente
Primera Fase - Actividades previas a perforar hasta, pero sin incluir la movilización del Equipo de Perforación				
2	Compresión y Expansión del cemento del pozo.	ISO 10426-5	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-5)	C1
3	Resistencia de gel estático en formulaciones de cemento.	ISO 10426-6	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-6)	C2
17	Guía para la integridad de pozo.	OGUK OP069	Manual de gestión de integridad de pozos WS38.80.31.30-Gen r2.0	C3
18	Introducción a la Integridad de pozos.	NORWEGIAN OIL & GAS, No 17	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 Manual de gestión de integridad de pozos WS38.80.31.30-Gen r2.0	C4
79	Pruebas para cementos en pozos de aguas profundas	ISO 10426-3	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con / API RP 10B-3)	C5
92 Requisito de ASEA, Anexo 1	Diseño y construcción de pozos en aguas profundas.	API RP 96	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C6
100	Cabezal y árbol de válvulas submarinos	ISO 13628-4	Sistemas de árboles verticales submarinos (enmiendas / complementos a ISO 13628-4/api 17d) DEP 37.80.00.36-Gen, Feb 2013	C7
104 Requisito de ASEA, Anexo 1	Sistemas de estación de mantenimiento para estructuras costa fuera flotantes	ISO 19901-7	Diseño meteorológico y oceanográfico y consideraciones operativas costa afuera y en tierra	C8

	y unidades costa fuera móviles		(Enmiendas / suplementos a ISO 19901-1:2015) DEP37.00.10.10-Gen. Febrero 2017	
108	Sistema de prueba de pozo.	NORSOK D-007 (reemplaza NORSOK D-SR-007)	MANUAL DE PRUEBAS DE POZO, WS 38.80.31.34-Gen. Rev. 1.0	C9
110 Nota: Requisito ASEA, Anexo 1	Instalaciones de Perforación	NORSOK D-001	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C10
117	Guía para la planificación de Pozos de alivio.	OGUK OP064	Pozos de alivio WS 38.80.31.33-Gen r1 Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C11
119	Diseño, selección y operación de sistema de riser en perforación marina.	ISO 13624-1/API RP 16Q	Especificación de análisis de perforación vertical marina (Para DP MODU's) Selección y operación de buques posicionados dinámicamente (DP) DEP 37.90.10.32-Gen. Febrero 2017	C12
123	Guía para sistemas de preventores submarinos.	OGUK OP070	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C13
Normas para Actividades Específicas				
29	Reporte técnico de metodologías, operaciones e integridad de risers en la perforación en aguas profundas.	ISO/TR 13624-2	Especificación de análisis de perforación vertical marina (Para DP MODU's) Selección y operación de buques posicionados dinámicamente (DP) DEP 37.90.10.32-Gen. Febrero 2017	C12
30	Consideraciones	ISO 19901-1	Diseño meteorológico y	C8

Requisito de ASEA, Anexo 1	relativas a las condiciones metoceanicas para el diseño y operación.		oceanográfico y consideraciones operativas costa marítima y en tierra (enmiendas / suplementos de la ISO19901-1: 2015) DEP 37.00.10.10-Gen. Febrero 2017; ver Apéndice c5 para puente	
Normas para Actividades Específicas				
11	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la cementación de pozos – Parte 1. Especificaciones.	ISO 10426-1	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10A)	C14
12	Industrias de petróleo y gas natural – Cemento y materiales para la cementación de pozos – Parte 2. Pruebas de cementación de pozos.	ISO 10426-2	Manual de cementación WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con / API RP 10B-2)	C15
33 Requisito de ASEA, Anexo 1	Integridad del Pozo en operaciones de perforación.	NORSOK D-010	Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención en pozos WS38.80.31.32-Gen. rev3.0	C16

Categoría 4: Las Mejores Prácticas de la industria especificadas aquí, no aplican a la campaña de exploración de aguas profundas de Shell.

Doc. Ref. #	Tema de Referencia	Nombre del Documento de Referencia	Razón no Aplicable
Primera Fase - Actividades antes de la perforación hasta, pero no incluyendo Mover plataforma			
1	Lechadas de cemento espumadas a condiciones atmosféricas	ISO 10426-4	No uso de cemento espumado en la exploración.
5	Medición de las propiedades de los apuntalantes	ISO 13503-2	No se planea el uso de apuntalamientos en exploración
6 Requisito de ASEA, Anexo 1	Diseño, Instalación, Reparación y Operación de los Sistemas de Válvulas Subsuperficiales.	API 14B/ ISO 10417	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
7	Guías para equipos auxiliares con tubería flexible.	API 17L2	No uso de equipos auxiliares de tubería flexible en exploración.
8 Requisito de ASEA, Anexo 1	Consideraciones de Diseño Geotécnicas y de Base/Cimientos.	API 2GEO/ ISO 19901-4	No aplica para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marítima (MODU)
14 Requisito de ASEA, Anexo 1	Prácticas recomendadas para el diseño, instalación, reparación y operación de sistemas de válvulas de seguridad de subsuelo.	API RP 14B/ ISO 10417	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
15	Diseño y Análisis de Riesgos en Instalaciones de Producción Costa Afuera.	API RP 14J	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
19 Requisito de ASEA, Anexo 1	Especificación para el Equipo de Válvulas de Seguridad Subsuperficiales.	API Spec 14A/ ISO 10432	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
25	Especificación para Equipo Auxiliar de Tubería Flexible.	API Spec 17L1	No uso de equipo auxiliar tubería flexible durante la exploración
26	Especificación para la fabricación de tubos de acero estructural.	API Spec 2B	Sin pilotes ni miembros estructurales para las instalaciones que se fabricarán

			en la campaña de exploración.
27	Equipo de perforación y de servicio al pozo.	API Spec 7K	No se utilizarán equipos de mantenimiento de pozos durante la campaña de exploración.
30	Estructuras de perforación y servicios.	API Spec 4F/ ISO 13626	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
37	Diseño de la Sarta de Perforación.	ISO 10407-1	No se utilizarán componentes de aleación de aluminio en la campaña de exploración.
41	Unidades de bombeo	ISO 10431	No utilizar unidades de bombeo en campaña de exploración.
43	Reemplazada por API Std 611	ISO 10436	No utilizar turbinas de vapor en campaña de exploración.
45	Medición de la fuga de fluido de estimulación y grava.	ISO 13503-4	No hay operaciones de terminación en campaña de exploración.
47	Tubería de revestimiento y tubería de producción	ISO 13680/API Spec 5CRA CRA	No se utilizan aleaciones resistentes a la corrosión.
48	Bombas reciprocantes de desplazamiento positivo	ISO 13710	No utilizar bombas de desplazamiento positivo en campaña de exploración.
51	Requisitos y guías para respuestas de emergencia.	ISO 15544	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
52	Tubería	ISO 15649	No utilizar tuberías para procesamiento o manejo durante la exploración
53	Mandriles de bloqueo y niples de asentamiento	ISO 16070	Equipo de terminación no aplicable para campaña de exploración.
54	Dispositivos de control de flujo para mandriles laterales.	ISO 17078-2	Equipo de terminación no aplicable para campaña de exploración.
55	Pantallas de control de arena	ISO 17824	Equipo de terminación no aplicable para campaña de exploración.
56 Requisito de ASEA, Anexo 1	Control de densidad	ISO 19901-5	No construcciones o ingeniería de instalaciones costa afuera durante la exploración
57	Calibración de roscas en	ISO 27627	No se utilizarán componentes

	tubería de perforación de aluminio		de aleación de aluminio en campaña de exploración.
59	Guía para operadores de pozos, relacionada con el examen y competencia de los examinadores.	OGUK SC033	No hay pruebas de pozos durante la campaña de exploración.
62	Sistemas para el alivio de presión y despresurización.	ISO 23251/API Std 521	No aplica para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
63	Válvulas de barrera del subsuelo y equipos relacionados.	ISO 28781	Uso no planificado de válvulas de seguridad del subsuelo en exploración.
65	Accesorios de Terminación.	ISO 14998	Equipo de terminación no aplica para campaña de exploración.
67	Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de los Sistemas de Seguridad Superficiales Costa Fuera.	ASTM C 150/ C 150 M-16	No aplicable - especificación para fabricantes de cemento no usuarios finales
80 Requisito de ASEA, Anexo 1	Análisis, Diseño, Instalación y Prueba de los Sistemas de Seguridad Superficiales Costa Fuera.	API 14C	Operaciones de producción no aplicables en campaña de exploración.
81	Confiabilidad submarina y administración de riesgo técnico.	API RP 17N	Operaciones de producción no aplicables en campaña de exploración.
82 Requisito de ASEA, Anexo 1	Operaciones Marinas.	API RP 2 MOP/ISO 19901-6	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
83 Requisito de ASEA, Anexo 1	La planificación, diseño y construcción de plataformas fijas costa fuera - diseño de la fuerza de trabajo	API RP 2A-WSD Planeación,	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
84	Diseño de tubería de revestimiento Martina para el sistema de producción flotante y Plataformas.	API RP 2RD	Operaciones de producción no aplicables en campaña de exploración.
99	Sistemas de tubería flexibles para aplicaciones submarinas y marinas.	ISO 13628-11/API RP 17B	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
101	Herramientas operadas	ISO 13628-8	Operaciones de producción no

	remotamente e interfaces en sistemas de producción submarinos.		aplicables en campaña de exploración.
102	Sistemas de tuberías costa afuera	ISO 13703	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
103 Requisito de ASEA, Anexo 1	Requerimientos generales para estructuras costa afuera	ISO 19900	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
106 Requisito de ASEA, Anexo 1	Estructuras fijas de concreto costa afuera.	ISO 19903	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
107 Requisito de ASEA, Anexo 1	Estructuras flotantes costa fuera monocascos, semi-sumergibles y mástiles.	ISO 19904-1	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
111	Equipos que intervienen en el Pozo.	NORSOK D-002	No se planea una intervención al pozo durante la campaña de exploración.
112	Integridad de Estructuras costa-fuera.	NORSOK N-001	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
113 Requisito de ASEA, Anexo 1	Sistemas de Producción Submarino.	NORSOK U-001	Operaciones de producción no aplicables en campañas de exploración.
114	Operaciones Submarinas Tripuladas	NORSOK U-100	No hay operaciones submarinas tripulados (MOU) durante la campaña de exploración
116	Operaciones submarinas relacionadas con el petróleo en la costa	NORSOK U-103	No hay operaciones submarinas tripulados (MOU) durante la campaña de exploración
120	Diseño y operación de sistemas de producción submarinos.	ISO 13628-1/API RP 17A	Las operaciones de producción no son aplicables en campaña de exploración
121	Sistemas de tubería flexible no unidas para aplicaciones submarinas y marinas.	ISO 13628-2/API Spec 17J	Las operaciones de producción no son aplicables en campaña de exploración
122	Umbilicales submarinos.	ISO 13628-	Las operaciones de producción

		5/API Spec 17E	no son aplicables en campaña de exploración
Segunda Fase – Actividades hasta la Movilización del Equipo de Perforación, pero no incluyendo, P & A			
2	Fase operacional de integridad de pozos	ISO 16530-2	Los pozos de exploración no pueden producir u operar.
5	Sistemas de bomba de cavidad progresiva, piezas 1-2	ISO 15136	No se utilizarán bombas de cavidad progresiva durante campaña de exploración.
7	Sistema de bombeo eléctrico sumergible para sistemas artificiales de producción	ISO 15551-1	No se utilizará ningún elevador artificial durante la campaña de exploración.
8	Válvulas de barrera del subsuelo y equipos relacionados.	ISO 3183	No se permite el uso de válvulas de seguridad del subsuelo durante la exploración.
9	Accionamiento, integridad mecánica y diámetros de las válvulas de las líneas	ISO 12490	Los pozos de exploración no pueden producir o ser operados
10	Revestimientos de aislamiento térmico húmedo	ISO 12736	No es permitido el uso de tuberías en campaña de exploración.
11	Soldadura de tuberías	ISO 13847	Los pozos de exploración no pueden producir o ser operados
12	Curvas de inducción, racores y bridas para tubería.	ISO 15590-2	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración.
13	Líneas de acero revestido	ISO 16440	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración
14	Procedimientos para pruebas de conectores mecánicos en líneas	ISO 21329	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración
15	Garantía de la Tubería Flexible	ISO 13628-10	No se pueden utilizar tuberías en campaña de exploración
19	Integridad de pozos en la fase operacional.	ISO TS 16530-2	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
20	Guía para la integridad del ciclo de vida, emitido el 3 de Marzo 2016	Pautas para la integridad del ciclo de vida del pozo, Número 3, marzo de 2016	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
21	Válvulas de las líneas submarinas	ISO 14723	No se podrán utilizar tuberías en campaña de exploración.
22	Protección catódica de	ISO 15589-2	No se podrán utilizar tuberías en

Requisito de ASEA, Anexo 1	líneas costa afuera.		campaña de exploración
24	Sistemas de control de producción submarinos.	ISO 13628-6/API Spec 17F	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
25	Sistemas de Riser para Terminación/Reparación.	ISO 13628-7/API RP 17G	No se podrá finalizar o intervenir el pozo durante la campaña de exploración.
Normas para Actividades Específicas			
3	Operaciones de fracturación hidráulica - Pautas de construcción e integridad de pozos	API HF1	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
4	Gestión del agua asociada a la fracturación hidráulica	API HF2	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
5	Prácticas de mitigación por impacto en la superficie asociado al Fracturamiento Hidráulico	API HF3	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
9	Operaciones de Fracturamiento Hidráulico – Lineamientos de Construcción e Integridad de Pozos.	API GD HF1	No hay fracturamiento hidráulico durante la campaña de exploración.
15 Requisito de ASEA, Anexo 1	Ventilación de tanques de almacenamiento atmosféricos y de baja presión.	ISO 28300/API Std 2000	Estándar no aplicable al almacenamiento de fluidos en plantas de perforación utilizadas para la campaña de exploración.
20 Requisito de ASEA, Anexo 1	Procedimientos y criterios de diseño de sísmica.	ISO 19901-2	No aplicable para Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
22	Integridad de activos: la clave para gestionar los principales incidentes de riesgo	OGP 415	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
24	Aseguramiento de la producción y gestión de la fiabilidad.	ISO 20815	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
26	Control y mitigación de incendios y explosiones	ISO 13702	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.

	en instalaciones de producción costa fuera.		
27	Industrias del petróleo y del gas natural. Diseño y operación de sistemas de producción submarina. Especificación para equipos auxiliares de tuberías flexibles.	ISO 13628-16	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
28	Industrias del petróleo y del gas natural. Diseño y operación de sistemas de producción submarina. Especificación para equipos auxiliares de tuberías flexibles.	ISO 13628-17	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar
Estándares específicos de ASEA, Anexo 1—No aplicable			
	Práctica Recomendada para la Prevención y Control de Incendios en Plataformas de Producción Fijas Tipo-Abiertas Costa Afuera, Cuarta Edición, Abril 2007	API RP 14G	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
	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 14H	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
	Práctica Recomendada para el Diseño y Análisis de Riesgos para Instalaciones de Producción Costa Afuera, Segunda Edición, Mayo 2001	API RP 14J	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
	Especificación Tanques Atornillados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Decimosexta Edición, Noviembre 2014.	API RP 12B	La plataforma de perforación no incluye tanques de almacenamiento de producción.
	Especificación de Campo	API 12D	No aplica en Operaciones de

	para Tanques Soldados utilizados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Undécima Edición, Octubre 2008		Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Especificación para Tanques Soldados para el Almacenamiento de Líquidos de Producción, Décima Segunda Edición, Octubre 2008.	API 12F	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Procedimientos y Criterios de Diseño Sísmico para Estructuras Costa Afuera	API RP 2EQ	Sólo se aplica a estructuras de acero fijas y estructuras de hormigón fijo
	Gestión de la Integridad Estructural de las Estructuras Marítimas Fijas	API RP 2SIM	Sólo se aplica a estructuras de acero fijas y estructuras de hormigón fijo
	Operaciones Marítimas en la Industria de Petróleo y Gas Natural - Requisitos Específicos para Estructuras Costa Afuera	API RP 2MOP	No se aplica a las operaciones de perforación
	Estándar para la Protección Contra Sobrellenado para Tanques de Almacenamiento en Instalaciones Petroleras, Cuarta edición, Mayo 2012.	ANSI/API 2350-2012	No se aplica a las operaciones de perforación
	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, Resolución A.672 (16), 19 de oct. 1989	Esta norma sólo se aplica a la remoción de instalaciones offshore
	Industria de petróleo y	ISO	No aplica en Operaciones de

	gas natural – Estructuras fijas de acero costa afuera	19902:2007	Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Industria de petróleo y gas natural – Evaluación específica en sitio de unidades móviles costa afuera – Parte 1: Auto-elevables.	ISO 19905-1:2012	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Flotantes
	Industrias petrolera y de gas natural- Sitio-valoración específica de unidades móviles costa afuera-- Parte 2: Auto-elevables ejemplo detallado de cálculo y comentario.	ISO/TR 19905-2:2012	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Código de Gas Licuado de Petróleo, edición 2014	NFPA 58	Ningún gas licuado de petróleo será manejado
	Estándar para la Producción, Almacenamiento y Manejo de Gas Natural Licuado, edición 2013.	NFPA 59A	No se manejará Gas Natural Licuado
	Evaluación de integridad estructural para estructuras existentes de soporte de carga costa afuera NORSOK N-006, Segunda Edición, Abril 2015.	NORSOK N-006, 2da Edición, 2015	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar para la Instalación de Equipos para la Quema de Petróleo, edición 2016.	NFPA31	Los aparatos de calentamiento por combustión de aceite no se aplican a la plataforma de perforación
	Selección de materiales. Quinta Edición, Septiembre 2014.	NORSOK M-001	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Preparación de superficie y revestimiento protector Sexta Edición, Febrero 2012.	NORSOK M-501	Los pozos de exploración no podrán producir ni operar.
	Diseño, Construcción, Operación y Mantenimiento de Ductos de Hidrocarburos	API RP 1111	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)

	Costa Afuera (Diseño de Estado Limitado), Cuarta Edición, Agosto 2007.		
	Sistemas de Tuberías de Transporte para Hidrocarburos líquidos y otros líquidos, Código ASME para Presurización de Tubería, B31, Noviembre 2012.	ASME B31.4-2012	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Sistemas de tuberías para transporte y distribución de gas, Código ASME para Presurización de Tubería, Septiembre 2014.	ASME B31.8-2014	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Diseño y Operación de los Sistemas de Producción Submarinos – Equipo de Pozos y Árboles Submarinos.	API SPEC 17D	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Sistemas de medición fiscal para hidrocarburos líquidos y gas, Primera Edición, Noviembre 2014.	NORSOK I-106	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándares para Atmósferas Explosivas	IEC 60079	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Sistemas Instrumentados de Seguridad para el Sector de la Industria de Procesos	IEC 61511	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándares para el Diseño y Construcción de Tanques de Almacenamiento de Baja Presión, Soldados, Grandes, Décima Segunda Edición, Octubre 2013	API 620	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar para Tanques Soldados para Almacenamiento de Hidrocarburos, Décima Segunda Edición, Marzo 2013	API 650	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)

	Estándar para la Inspección, Reparación, Modificación y Reconstrucción de Tanques, Quinta Edición, Noviembre 2014	API 653	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Código de Calderas y Recipientes a Presión ASME, Sección VIII, División 1, Edición 2015	ASME, Sección VIII, División 1	No aplica en Operaciones de Exploración de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Industria de petróleo y gas natural -- Requisitos específicos para estructuras costa afuera -- Parte 3: Estructura superior	API RP 2 MOP/ISO 19901-3:2014	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, modificado por el protocolo de 1978. Anexo I	MARPOL 73/78 Anexo I	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Código de Líquidos Inflamables y Combustibles, Edición 2015	NFPA 30	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar sobre Protección contra Explosión mediante Venteo de Deflagración, edición 2013	NFPA 68	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Estándar para la Salvaguardia de Tanques y Contenedores para la Entrada, Limpieza o Reparación, edición 2015	NFPA 326	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Especificación para Equipo de la Válvula de Seguridad Subsuperficial, Duodécima Edición, Enero 2015	API 14A	No uso de válvulas de seguridad subsuperficiales en exploración.
	Equipo mecánico NORSOK R-001. Rev. 3, Nov. 1997	NORSOK R-001	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Protección catódica. Rev. 3, Mayo 2007	NORSOK M-503	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de

			Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Cuidado del Medio Ambiente. Rev. 3, Dic. 2005	NORSOK S-003	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Existentes
	DNV GL, Verificación Basada en Riesgo, Abril 2012	DNV-OSS-300	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU)
	Diseño de Sistema de Proceso. Primera Edición, Agosto 2014	NORSOK P-002	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Existentes
	Seguridad Técnica. Cuarta Edición, Febrero 2008	NORSOK S-001	No aplica en Operaciones de Perforación de Unidades de Perforación Marinas Móviles (MODU) Existentes
	Guía Estándar para el Uso del Método de Refracción Sísmica para la Investigación Subsuperficial	ASTM D5777	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Guía Estándar para el Uso del Método de Reflexión Sísmica para la Investigación de Subsuelo Superficial.	ASTM D7128	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Manual de Seguridad Geofísica Marítima, Décima Edición	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Manual de Seguridad Geofísica Terrestre	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Directrices en el uso de Embarcaciones de Trabajo en Operaciones Geofísicas Marítimas	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Medidas de Mitigación para Cetáceos Durante las Operaciones Geofísicos	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Guía de IAGC en el Uso del Monitoreo Acústico Pasivo Remolcado	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Estándares Nacionales para las Especies Protegidas Observadas y	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas

	el Programa de Manejo de Datos. Un Modelo Usando Estudios Geológicos y Geofísicos		
	Manual Ambiental para las Operaciones Geofísicas Internacionales	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Estándares Nacionales para las Especies Protegidas Observadas y el Programa de Manejo de Datos. Un Modelo Usando Estudios Geológicos y Geofísicos	NOAA Technical Memorandum NMFS-OPR-49	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas
	Manual Ambiental para las Operaciones Geofísicas Internacionales	IAGC	Durante esta campaña no se realizarán operaciones sísmicas

Apéndice para la Categoría 1: Shell no dispone de ningún manual / guía específico – Implementación Total de las Mejores Prácticas de la industria.

Apéndice A1— Contratista de perforación / Documento de la interfaz de Shell SEMS

Apéndice A2— Matriz de Competencia del Contratista de Perforación

Apéndice A3— Caso de seguridad de HSE

Apéndice para la Categoría 2: Manual de Shell / Guía establecida y alineada con las Mejores Prácticas de la industria.

Apéndice B1— Ejemplo de la matriz de competencia laboral de Pozos y Geociencias de Shell

Apéndice para la Categoría 3: Variación parcial entre el Manual de Shell / Guía Mejores Prácticas de la industria.

Apéndice C1— Puente entre ISO 10426-5 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-5)

Apéndice C2— Puente entre ISO 10426-6 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con API RP 10B-6)

Apéndice C3— Puente entre OGUK OP069 al Manual de Gestión de Integridad de Pozos de Shell, WS38.80.31.30-Gen r2.0

Apéndice C4— Puente entre NORWEGIAN OIL & GAS, No 17 ti Manual de Shell sobre control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0 y el Manual de gestión de integridad de pozos de Shell, WS38.80.31.30-Gen r2.0

Apéndice C5— Puente entre ISO 10426-3 al Manual De Cementación De Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con / API RP 10B-3)

Apéndice C6— Puente entre API RP 96 al Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C7— Puente entre ISO 13628-4 a los Sistemas de árboles verticales submarinos de aguas profundas de Shell (Enmiendas / Suplementos a ISO 13628-4/API 17D), DEP 37.80.00.36-Gen, Feb 2013

Apéndice C8— Puente entre ISO 19901-7 al Diseño meteorológico y oceanográfico y consideraciones operativas en alta mar, y en la costa de Shell (Enmiendas / Suplementos a ISO 19901-1:2015) DEP 37.00.10.10-Gen. Febrero 2017

Apéndice C9— Puente entre NORSOK D-007 al MANUAL DE PRUEBAS DE POZO de Shell, WS 38.80.31.34-Gen. Rev. 1.0

Apéndice C10— Puente entre NORSOK D-001 al Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C11— Puente entre OGUK OP064 al Manual de pozo de alivio de Shell, WS 38.80.31.33-Gen r1 y el Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C12— Puente entre ISO 13624-1/API RP 16Q a Análisis de especificaciones de perforación vertical marina de Shell (para DP MODU's) y la Selección y operación de buques posicionados dinámicamente (DP) de Shell, DEP 37.90.10.32-Gen. Febrero 2017

Apéndice C13— Puente entre OGUK OP070 al manual de Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

Apéndice C14— Puente entre ISO 10426-1 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con/ API RP 10A)

Apéndice C15— Puente entre ISO 10426-2 al Manual de Cementación de Shell, WS 38.80.31.38-Gen r0.0 (totalmente compatible con/ API RP 10B-2)

Apéndice C16— Puente entre NORSOK D-010 al Manual de control de presión para operaciones de perforación, terminación e intervención de pozos de Shell, WS38.80.31.32-Gen. rev3.0

5.6 Caso HSE Thalassa Parte 4: Administración del Riesgo

Tabla de Contenido

4 Administración de Riesgos 2
4.0 Introducción 2
4.0.1 Integración de la Gestión HSE en las Operaciones 4
4.0.2 Interrelación de Riesgos y Operaciones 4
4.1 Resumen del Proceso de Administración de Riesgos 5
4.1.1 Relaciones de los Términos de Administración de Riesgos – ISO 5
4.1.2 Proceso de Administración de Riesgos – ISO 17776 6
4.1.3 Proceso de Identificación y Control de Peligros Estructurados (SHIDAC) 7
4.2 Proceso de Identificación y Control de Peligros Estructurados (SHIDAC) 8
4.2.1 Paso 1 SHIDAC – Identificar los Peligros 8
4.2.2 Paso 2 SHIDAC – Evaluar el Riesgo 9
4.2.3 Paso 3 SHIDAC – Identificar las Medidas de Reducción de Riesgos y establecer los Requisitos Funcionales o de Desempeño. 16
4.3 Identificación de Peligros y Fuentes de Riesgo 17
4.3.1 Principales Peligros que afectan las Operaciones de Transocean 17
4.3.2 Peligros Agudos y Crónicos 21
4.3.3 Aspectos Medioambientales y Riesgos para la Salud Ocupacional 21
4.3.4 Técnicas de Identificación de Fuentes y Peligros 24
4.4 Estimación de Riesgos 24
4.4.1 Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM, por sus siglas en inglés) 24
4.4.2 Criterios de Selección 27
4.5.2 Criterios y Significado de Revisión 55
Evaluación de ALARP 59
4.5.3 Interrelación de los Principales Peligros y Eventos (por ejemplo, el principio de Domino) 61
4.6 Tratamiento del Riesgo. 63
4.6.1 Barreras Personales 64
4.6.2 Barrera de Planta 64
4.6.3 Barreras de Proceso 68
4.6.4 Jerarquía de Riesgos 69
4.6.5 Estrategias de Optimización de Riesgos 69
4.6.6 Resumen de los Límites de Operación (SOOB) - Operaciones Combinadas 73
4.7 Aceptación del Riesgo 73
4.8 Comunicación de Riesgos 74
4.8.1 Alcance de Operaciones de Transocean 74
4.8.2 Comunicación de la Fuerza de Trabajo a la Alta Dirección del Contratista de Perforación 74
4.8.3 Monitoreo y Verificación 75
4.8.4 Retroalimentación al Sistema de Administración del Contratista de Perforación 75
4.9 Referencias 75
4.10 Adjuntos 76

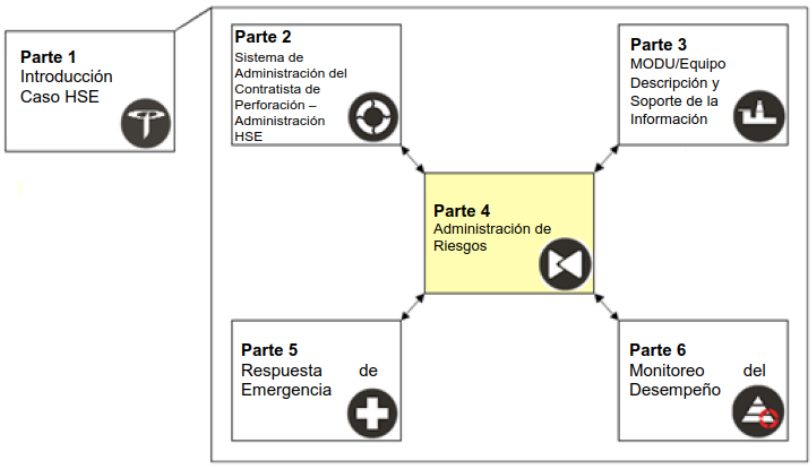
4 ADMINISTRACIÓN DE RIESGOS

4.0 Introducción

Esta Parte describe el proceso principal de identificación, detección y validación de peligros utilizado en Transocean. Además, esta Parte proporciona una lista completa de los principales peligros con potencial para afectar las operaciones de Transocean. Los principales peligros identificados para el Deepwater Thalassa se describen en esta Parte.

Para asegurar que Transocean administra los Riesgos HSE de forma efectiva, la Parte 2 del Caso HSE – Sistema de Gestión HSE; la Parte 3 – Descripción del Equipo de Perforación y Soporte de Información; la Parte 5 – Respuesta de Emergencia y la Parte 6 – Monitoria del Desempeño, se aplican junto con el proceso estructurado de la administración de riesgo, descrito en esta Parte del Caso HSE.

Figura 4-1 Interrelación de las Partes del Caso HSE



Transocean aborda la identificación de peligros mayores y otros riesgos en el lugar de trabajo, a través de una variedad de procedimientos y herramientas, por ejemplo: identificación de peligros (HAZID, por sus siglas en inglés); Estudios de Análisis de Peligros y Operabilidad (HAZOP, por sus siglas en inglés); Evaluación de Riesgo de Peligro de Accidentes Mayores (MAHRA, por sus siglas en inglés); Control de la planificación del trabajo; y la aplicación de procesos relacionados con la evaluación de riesgos tales como; Planificación de Tareas y Evaluación de Riesgos, Conversaciones START, Gestión del cambio (MoC) y Tiempo Fuera para la seguridad (TOFS). Aunque el objetivo del caso HSE es la gestión de riesgos mayores, en esta Parte se consideran otros riesgos en el lugar de trabajo, incluida la seguridad ocupacional y personal.

El proceso de identificación de peligros seguido por Transocean, se alinea con los pasos descritos en el ISO 17776: 2000 (Industrias de Petróleo y Gas Natural - Instalaciones de producción costa afuera - Directrices sobre herramientas y técnicas para la identificación de peligros y la evaluación de riesgos). En la Figura 4-2 se muestra una descripción

general del proceso de identificación de peligros en relación con el proceso de gestión de riesgos de Transocean.

Figura 4-2 Proceso de Administración del Riesgo - Transocean



El Caso HSE es un documento específico del equipo de perforación, el cual incluye:

- Los peligros mayores que afectan las operaciones en el Deepwater Thalassa.
- Cómo se han evaluado estos peligros principales.
- Las principales barreras de peligro que están en su lugar en el equipo de perforación.
- Quién es el responsable de operar y/o mantener estas barreras, y
- Cualquier recomendación para mejorar el mantenimiento de estas barreras.

Definiciones

Durante todo el Caso HSE se aplican los siguientes términos y definiciones:

- Seguridad Crítica – algo que, en caso de falla, podría causar o contribuir sustancialmente a un accidente importante; o un sistema cuyo propósito es prevenir la ocurrencia de un riesgo importante o mitigar un accidente grave.
- Accidente Importante – un evento que puede causar múltiples lesiones graves o fatalidades, daños importantes en el equipo de perforación o el medio ambiente, o la pérdida del equipo de perforación.
- Peligro – algo con el potencial de causar daño.
- Peligro Mayor – un peligro con el potencial de causar un accidente grave cuando se libera.

- Evaluación del riesgo de accidentes graves – el proceso de evaluar la probabilidad y consecuencia de un riesgo importante que se está ocurriendo y causando un accidente grave.
- Barrera de peligro mayor: una barrera física, de procedimiento o humana que pretende impedir la ocurrencia de un peligro importante o mitigar un accidente grave:
  - Barrera de personas – es una persona competente que efectivamente realiza las actividades de seguridad y ambientalmente críticas y/o toma medidas críticas de seguridad (es decir, barreras humanas).
  - Barrera de planta - Sistemas críticos de la seguridad o sistema ambientalmente críticos (i.e. barreras físicas).
  - Barrera del proceso – Procedimientos críticos de seguridad (i.e. barreras procedimentales).
- Barrera intacta – una barrera que funciona según lo diseñado o según lo previsto.
- Defensa exhaustiva – múltiples barreras independientes que están intactas y en su lugar e intactas.
- Estándar de desempeño – una descripción de los propósitos de los requisitos y las funciones de un sistema crítico de seguridad, incluyendo los controles, mediciones y actividades de aseguramiento necesarios para confirmar que se cumplen esos requisitos funcionales.

4.0.1 Integración de la Gestión HSE en las Operaciones

Dentro de Transocean, la integridad operacional se define como:

"La gestión de los principales peligros por los que se garantiza la seguridad operativa y la integridad de los activos, se verifica y se mejora continuamente".

El Caso HSE demuestra cómo mantenemos la Integridad Operacional de los equipos de perforación de Transocean, describiendo:

- Cómo los principales riesgos que afectan a las operaciones son administrados en el Deepwater Thalassa.
- Los procedimientos para mantener una disciplina operacional consistente, y para asegurar y verificar la integridad de las barreras.

4.0.2 Interrelación de Riesgos y Operaciones

Transocean aborda la identificación, evaluación y gestión de los principales riesgos a través de una variedad de herramientas y procedimientos, incluyendo:

- Identificación de Peligros (HAZID) / Registro de Peligros.
- Estudios de análisis de riesgos y operabilidad (HAZOP).
- Evaluación del riesgo de peligros de accidentes mayores (MAHRA) y evaluación ALARP (tan bajo como sea razonablemente práctico).
- Evaluaciones del riesgo compartimental.

- Control de la Planificación del trabajo y la aplicación de procesos relacionados con la evaluación de riesgos, tales como actividades de aseguramiento, Planificación de Tareas y Evaluación de Riesgos, Conversaciones START, Manejo del Cambio (MoC) y Tiempo Fuera para la Seguridad (TOFS).

La identificación y la documentación de la relación entre las operaciones y los peligros asociados constituye la base para la evaluación y la gestión de los riesgos. Varios mecanismos son utilizados para relacionar las operaciones con sus riesgos y peligros asociados.

El registro de los peligros proporciona una visión general de todos los peligros y operaciones, junto a las barreras/controles para administrarlos. El registro de peligros se desarrolla a partir de diversos análisis de peligros y riesgos de evaluación de la seguridad en el lugar de trabajo y formales, y orientación de la industria. Los acuerdos del Sistema de Administración HSE a bordo del Deepwater Thalassa aseguran que los peligros y riesgos asociados con las operaciones, tareas y actividades se evalúen de forma continua. Cuando se identifican nuevos peligros y riesgos o cambios a las barreras/controles existentes, el Registro de Peligros se actualiza para reflejar estos cambios.

Los riesgos de accidentes mayores (MAH) se analizan a través del proceso de Evaluación de Riesgos de Accidentes Mayores (MAHRA) (análisis bow-tie). Los bow-tie muestran la relación entre las causas y las consecuencias de los principales accidentes, y las barreras/controles específicos establecidos para administrar el riesgo asociado.

El análisis bow-tie forma la base para la lista de sistemas, procedimientos y actividades / operaciones críticas para la seguridad.

Para cada equipamiento, procedimiento y actividades críticas de HSE, se asignan a las partes involucradas, las responsabilidades asociadas a cada posición del equipo de perforación.

4.1 Resumen del Proceso de Administración de Riesgos

4.1.1 Relaciones de los Términos de Administración de Riesgos – ISO

La relación de los términos clave de administración de riesgo adaptados de la Guía 73 de ISO/IEC Administración del Riesgo se muestra abajo en la figura 4-3.

Figura 4-3 Relación de los términos de Administración del riesgo en la guía 73 de ISO/IEC

Administración de Riesgos
1. Evaluación del Riesgo
a. Análisis de Riesgos
Identificación de la fuente (peligro)
Estimación de riesgos
b. Evaluación del Riesgo
2. Tratamiento del Riesgo
a. Evitar los Riesgos
b. Optimización del Riesgo
c. Transferencia de Riesgos
d. Retención de Riesgos
3. Aceptación del Riesgo
4. Comunicación de Riesgos

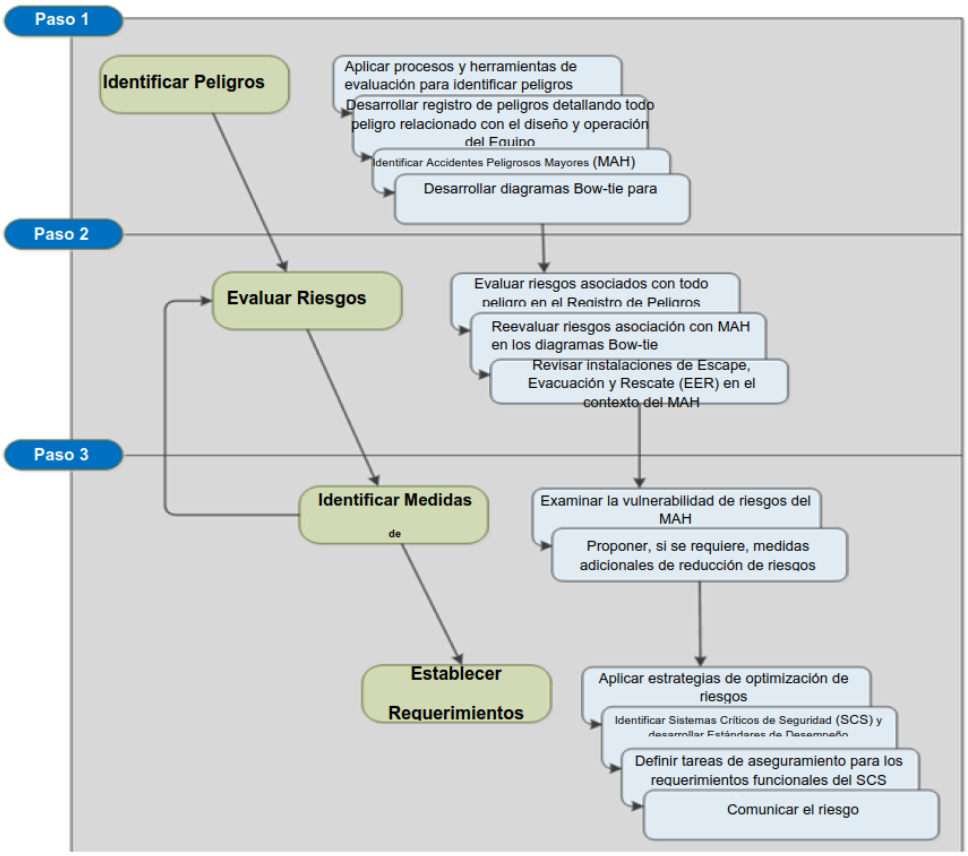
El proceso de administración de riesgos de Transocean incorpora los elementos definidos en la Figura 4-2 y la Figura 4-3 como parte de su proceso estructurado de identificación y control de peligros.

4.1.2 Proceso de Administración de Riesgos – ISO 17776

La Compañía considera los aspectos comerciales internos y externos al aplicar un proceso de administración de riesgos. Estos aspectos comerciales específicos toman en cuenta las diferencias en la ubicación geográfica, la idoneidad del equipo de perforación para su entorno operativo, las terceras compañías del cliente, el entorno regulatorio y la infraestructura disponible de soporte en tierra / costa afuera del proveedor o del subcontratista.

La aplicación efectiva de un proceso de administración de riesgos requiere juicios sólidos y decisiones apropiadas, tales como: identificar los criterios de selección apropiados; definir barreras / controles de administración de riesgos efectivos y alcanzables; y determinar cuándo los niveles de riesgo son tolerables. El proceso de administración de riesgos ISO 17776 utilizado por Transocean se presenta en la figura 4-4.

Figura 4-4 ISO 17776 Proceso de Administración de Riesgos



4.1.3 Proceso de Identificación y Control de Peligros Estructurados (SHIDAC)

El proceso de Identificación y Control de Riesgos Estructurados (SHIDAC) se basa en el Proceso de Administración de Riesgos ISO 17776 (Figura 4-4) con subprocesos adicionales incluidos para proporcionar una descripción más adecuada de los requisitos prácticos para cada uno de los tres pasos clave de Administración de Riesgos:

1. Identificar peligros.
2. Evaluar el riesgo.
3. Identificar las medidas de reducción de riesgos (preventivas y atenuantes) y establecer requisitos funcionales (de desempeño)

El proceso SHIDAC es un proceso iterativo, que potencialmente requiere múltiples revisiones de cada paso para completar eficazmente el proceso de administración de riesgos relacionado con los riesgos específicos.

4.2 Proceso de Identificación y Control de Peligros Estructurados (SHIDAC)

4.2.1 Paso 1 SHIDAC – Identificar los Peligros

Transocean utiliza un rango de identificación de peligros y procesos de evaluación para identificar los peligros. Según el tipo de actividad que desencadena se sabrá qué proceso se debe utilizar. Estos procesos son adaptados a los dos grupos principales de riesgos: peligros de accidentes mayores (TAC, por sus siglas en inglés) y riesgos laborales / ocupacionales. Los procesos y herramientas utilizados por Transocean se describen de la siguiente manera:

Una **Evaluación de Riesgo Escrita (WRA, por sus siglas en inglés)** es una herramienta de planificación de tareas en la que se identifican los peligros de un trabajo específico en el lugar de trabajo, y luego se determinan e implementan las barreras / controles para eliminar, separar o controlar estos peligros a través de procedimientos. El proceso de WRA se lleva a cabo y se revisa en el lugar de trabajo por las personas que realizan la tarea y se utiliza para guiar a los trabajadores a realizar una tarea de manera segura.

Un **Estudio de Identificación de Peligros HAZID, por sus siglas en inglés** es un proceso estructurado y sistemático para identificar y documentar los riesgos asociados con una operación o instalación en orden para identificar los peligros potenciales para las personas, los activos y/o el medio ambiente. El HAZIDs se realizan desglosando una operación o instalación en actividades o áreas y revisando sistemáticamente cada uno de ellos para Identificar riesgos y eventos asociados a accidentes. Un HAZID es una técnica cualitativa llevada a cabo por un equipo multidisciplinario durante un conjunto de reuniones.

Un **Estudio de Peligros y Operabilidad (HAZOP, por sus siglas en inglés**) es un proceso estructurado y sistemático para identificar y documentar los peligros asociados con una operación o instalación, con el fin de identificar peligros potenciales para las personas, los activos y/o el medio ambiente. Los HAZID se realizan dividiendo una operación o instalación en actividades o áreas y revisando sistemáticamente cada una para identificar peligros y eventos de accidentes asociados. Un HAZID es una técnica cualitativa llevada a cabo por un equipo multidisciplinario durante un conjunto de reuniones.

El **Modo de Falla, Análisis y Efectos Críticos (FMECA, por sus siglas en inglés)** es una extensión de Análisis de efectos y modos de falla (FMEA, por sus siglas en inglés). El FMEA es un método analítico que se realiza a nivel funcional o de componente. El FMECA amplía el FMEA al incluir un análisis crítico que se utiliza para registrar la probabilidad de los modos de falla contra la gravedad de sus consecuencias. En el resultado se destaca los modos de falla con una probabilidad relativamente alta y la gravedad de las consecuencias, lo que permite dirigir el esfuerzo correctivo donde

generará el mayor valor. Los FMEA y FMECA son técnicas cuantitativas llevadas a cabo por un equipo multidisciplinario durante una serie de reuniones.

Los estudios de la **Evaluación Formal de Seguridad (FSA, por sus siglas en inglés)** incluyen un análisis detallado el cual es requerido como parte del proceso estructurado y sistemático para evaluar y comprender los riesgos. Los estudios formales de evaluación de la seguridad se utilizan para analizar y cuantificar las principales consecuencias y riesgos del peligro y por lo general cubren:

- Características y consecuencias de los incendios y eventos de explosión.
- Características y consecuencias de otros eventos como objetos caídos, colisiones de buques y fallas estructurales.
- Impacto de eventos en sistemas de emergencia y escape, refugios temporales e instalaciones de evacuación.

Generalmente, un especialista independiente con experiencia específica en los peligros que se evalúan es el que realiza los estudios FSA.

MAHRA (Análisis bow-tie) es un método estructurado para evaluar el riesgo donde un enfoque cuantitativo no puede ser posible o deseable. El éxito final del diagrama bow-tie es que es simple y fácil de entender para el que no es especialista. El diagrama bow-tie combina las amenazas y las consecuencias. Las amenazas se ilustran en el lado izquierdo y las consecuencias se ilustran en el lado derecho con el peligro y los eventos de accidentes asociados que se ilustran en el medio. Se definen barreras / controles preventivos y atenuantes para amenazas y consecuencias específicas. La metodología bow-tie es una forma efectiva de demostrar que los riesgos se reducen a un nivel lo más bajo posible (ALARP, por sus siglas en inglés) sin la excesiva dependencia de las evaluaciones cuantitativas de riesgos. El análisis bow-tie es una técnica cualitativa llevada a cabo por un equipo multidisciplinario durante una serie de reuniones.

Los peligros en el lugar de trabajo / laborales son manejados por una cantidad de procesos y procedimientos descritos dentro de las Políticas y Requisitos de Seguridad y Salud de la Compañía [12].

4.2.2 Paso 2 SHIDAC – Evaluar el Riesgo

Revisión de Seguridad, Diseño y Operabilidad

En junio de 2013, en Kristiansand, Noruega, se llevó a cabo una revisión de seguridad, diseño y operabilidad (HAZOP) para los equipos y operaciones de perforación del Deepwater Thalassa.

Se formularon un total de 122 consultas en las sesiones de revisión, de las cuales 100 se identificaron como acciones o recomendaciones y 22 se identificaron como observaciones o comentarios. Para obtener más detalles, consulte el documento HAZOP Reporte, Seguridad, Diseño y Revisión Operacional [5].

Identificación de Peligros y Registro de Peligros

Se realizó un proceso global de identificación de peligros para identificar los peligros generales que pueden afectar las operaciones en la flota global de equipos de perforación de Transocean: consulte el Informe HAZID Global [13]. Este HAZID tenía como objetivo identificar los peligros a los que el personal, los activos o el medio ambiente podrían estar expuestos durante las operaciones del equipo de perforación.

El Registro de Peligros del Deepwater Thalassa se desarrolló con la información obtenida de la revisión de registros de los peligros de embarcaciones similares. Se realizaron varias sesiones de trabajo para caracterizar el Registro de Peligros del Deepwater Thalassa, y finalmente un taller fue realizado el 9 de Junio de 2015, en la oficina de Transocean en Houston, para la revisión y validación del Registro de Peligros. Todos los riesgos ocupacionales, ambientales y de salud identificados por diferentes medios, por ejemplo: Los WRA fueron también incluidos en el Registro de Peligros. El registro de peligros se incluye en el Adjunto 4-1.

Informe Global HAZID

El proceso de Identificación de Peligros de la Compañía, también llamado proceso HAZID, incluyó una evaluación de la lista de riesgos y efectos presentados en el ISO 17776 para determinar los principales peligros que pueden afectar las operaciones globales de Transocean.

El proceso de identificación estuvo basado en la experiencia de Transocean en la operación de un diverso grupo de equipos de perforación a nivel mundial, (incluidas las plataformas auto elevables, los semi sumergibles anclados convencionalmente, los semi sumergibles posicionados dinámicamente (DP) y los buques de perforación), durante un período extenso de tiempo. Además, la práctica estándar de la industria para las instalaciones de perforación y producción costa afuera se aplicó en términos de identificación, evaluación de riesgos y riesgos de detección.

El resultado de este proceso (consulte el Informe HAZID Global [13]) es un conjunto global de los principales riesgos que aplican y afectan las operaciones de Transocean. Este enfoque proporciona unos medios comunes y consistentes para manejar los peligros identificados y para prevenir o mitigar los riesgos asociados. Global HAZID siguió los pasos que se detallan a continuación.

Detección Inicial de Peligros

El Apéndice D de la norma ISO 17776:2000 [**Error! Reference source not found.**] fue revisado para identificar y proporcionar una investigación inicial de los peligros que son aplicables, y tener el potencial, para afectar las operaciones de Transocean.

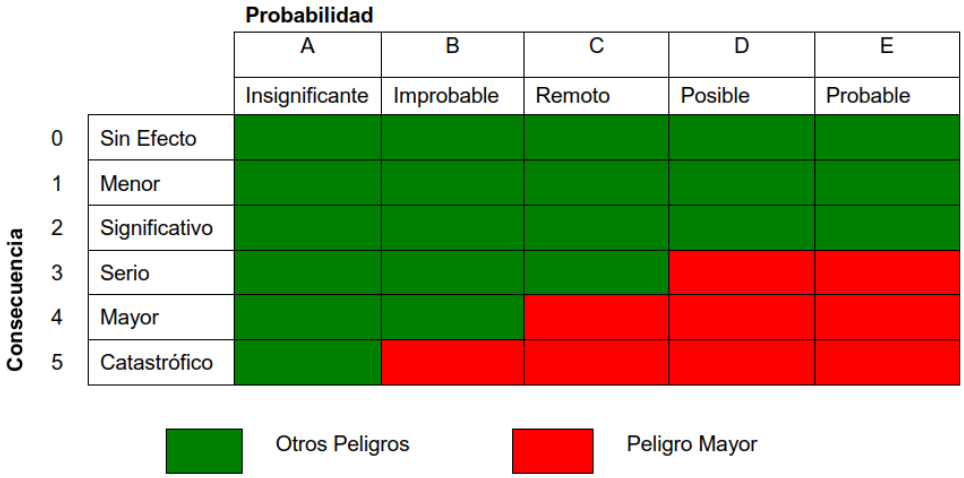
Determinación de Escenarios Creíbles de Accidentes Mayores

Con referencia a los peligros identificados en la selección inicial de peligros, se realizó una revisión del Apéndice C, Tabla C.2 de ISO 17776: 2000 [2]. El resultado fue la determinación de escenarios creíbles de accidentes mayores (es decir, operaciones, actividades o situaciones) donde el control del peligro podría perderse..

Detección de Peligros Mayores

La Matriz de Riesgo HAZID de Transocean (Figura 4-5) se usó para identificar los principales peligros que afectan las operaciones de Transocean y para descartar otros riesgos (no mayores) en el lugar de trabajo. La detección se basó en el riesgo inicial sin barreras preventivas o atenuantes en su lugar.

Figura 4-5 Matriz de Riesgo HAZID



Para evaluar si un peligro es un peligro mayor, se aplicaron los siguientes criterios para determinar la probabilidad y la posible consecuencia de que ocurra un evento.

Probabilidad

A	Insignificante	No creíble, por ejemplo, nunca había oído hablar de un acontecimiento ocurrido en la industria.
B	Improbable	Concebible, pero requeriría múltiples fallas de los sistemas y los controles.
C	Remota	Menor que el promedio, fácil de imaginar un escenario de un accidente, pero es considerado improbable.
D	Posible	Mayor que el promedio, representa un escenario creíble.
E	Probable	Probable que ocurra.

Consecuencia

		Personal	Activo	Medio Ambiente
0	Sin Efecto	No hay lesiones al personal	No hay daño al equipo de perforación	Contenido a bordo
1	Menor	Lesiones poco probables	No afecta a la integridad de ninguna parte del equipo de perforación.	Menos de 10 barriles (2 toneladas) al mar
2	Significativo	Algunas lesiones menores son posibles	Puede afectar los sistemas críticos de seguridad, daños estructurales limitados	10-50 barriles (2 – 10 toneladas) al mar
3	Serio	Algunas lesiones importantes son posibles	Puede afectar a varios sistemas críticos de seguridad con daños estructurales extensos, pero no críticos	50-100 barriles (10-20 toneladas) al mar
4	Principales	Fatalidad única	Sólo unos pocos sistemas críticos de seguridad sobreviven, un extenso daño estructural pone la integridad del Equipo de perforación en serias dudas	100-1000 barriles (20-200 toneladas) al mar
5	Catastrófico	Fatalidades múltiples (5 o más)	Posiblemente ningún sistema crítico de seguridad se mantenga, daño estructural tal que la integridad del equipo de perforación de pierda, con potencial para un colapso inmediato	Mayor de 1000 barriles (200 toneladas) al mar

Validación de Riesgos Mayores

Se realizó una revisión por pares de los resultados de la Detección de Peligros Mayores, para validar la identificación de los principales peligros frente al conocimiento y la experiencia del personal y su verificación con datos históricos de los incidentes.

Evaluación del Riesgo de Accidentes Mayores (MAHRA)

Se realiza una Evaluación de Riesgos de Accidentes Mayores (MAHRA, por sus siglas en inglés) para validar la identificación de los principales peligros y completar una evaluación de los riesgos asociados. El método de MAHRA elegido por Transocean es el Análisis de Barreras bow-tie, la cual es una técnica de evaluación de riesgos cualitativa ampliamente utilizada.

El objetivo del MAHRA es:

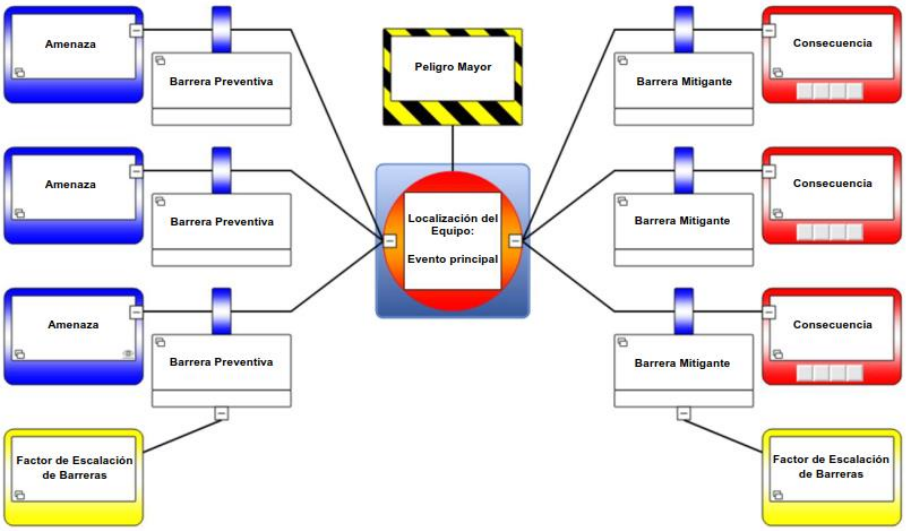
- Asegurar de que los principales peligros, amenazas, consecuencias y barreras (peligro mayor) identificadas en bow-tie sean los apropiados.
- Revisar las barreras preventivas y mitigantes con el fin de validar la efectividad y las responsabilidades.
- Identificar cualquier brecha que pueda estar presente, es decir, amenazas o barreras que hagan falta.
- Evaluar el riego de cada Peligro Mayor, utilizando la Matriz de Riesgo MAHRA de Transocean.
- Realizar una evaluación ALARP.

El MAHRA es llevado a cabo por un equipo multidisciplinario familiarizado con el diseño, funcionamiento y estructura del equipo de perforación. Este es dirigido por un facilitador experimentado que está familiarizado con el proceso de MAHRA y los bow-ties MAHRA de Transocean.

Las decisiones alcanzadas durante el MAHRA se basan en el consenso del equipo y por lo tanto representan el conocimiento, la experiencia y el juicio colectivo de todo el equipo.

En el Adjunto 4-2 se proporciona un conjunto completo de diagramas de bow-tie específicos del equipo de perforación para el Deepwater Thalassa. La Figura 4-6 ilustra los diferentes componentes de un diagrama bow-tie

Figura 4-6 Componentes de un Diagrama Bow-tie



Aplican los siguientes términos:

- Peligro Mayor: un peligro con el potencial de causar un accidente grave si acontece.
- Evento principal: la consecuencia inicial que ocurre inmediatamente después de que el peligro principal ocurra (es decir, cuando se pierde el control del peligro).
- Amenaza: la causa del Evento Principal es decir los medios por los cuales el Peligro Mayor podría ocurrir.
- Consecuencia: la posible consecuencia final que resulta de la ocurrencia del Peligro Mayor.
- Barrera: existen dos tipos de barreras que se identifican en el diagrama bow-tie, los preventivos y los atenuantes. Las barreras preventivas están diseñadas para evitar que una amenaza se convierta en un Evento Importante. Las barreras mitigadoras están diseñadas para detener un escalamiento del evento principal.
- Factor de escalamiento de la Barrera: estas son ciertas condiciones que podrían causar que una barrera falle, por ejemplo, una condición que conduzca a un mayor riesgo al vencer o reducir la efectividad de una barrera. Un ejemplo de un factor de escalamiento es un sistema de detección de incendios donde su alarma no funcione.
- Las Barreras a la izquierda del evento superior representan los controles preventivos que están diseñados para evitar que las amenazas (cajas azules) se conviertan en un Evento Importante. Cuando están intactas y en su lugar, estas barreras preventivas reducen la probabilidad de que ocurra un Evento Importante.

- Las barreras que se muestran a la derecha del evento superior están diseñadas para detectar, controlar o mitigar la pérdida de control. Estas barreras mitigadoras están diseñadas para evitar que un Evento Importante se agrave en la última consecuencia (cajas rojas). Cuando están intactas y en su lugar, estas barreras atenuantes reducen la severidad de perder el control de un peligro mayor.
- Tanto las barreras preventivas como las de mitigación pueden tener factores de escalamiento, que son amenazas que se pueden vencer o erosionar una barrera. Estos factores de escalamiento de la barrera se ilustran con las cajas amarillas. Algunos controles actúan como barreras contra estos factores de escalamiento y se ubican entre el factor de escalamiento de la barrera y la barrera que se puede vencer.
- Transocean categoriza las barreras preventivas y atenuantes en tres tipos:
- Barreras de personas – es decir, personas competentes que realizan actividades críticas de seguridad y/o toman medidas críticas de seguridad.
- Barreras de la Instalación – es decir, sistemas críticos de seguridad eficaces.
- Barreras del proceso – es decir, procedimientos críticos de seguridad claros y concisos.

Sin embargo, se reconoce que típicamente cada barrera incluye una mezcla de personas, instalaciones y elementos de proceso que son interdependientes. La combinación seleccionada de estos asegura que la barrera sea adecuada, suficiente y disponible para entregar sus medidas de reducción de riesgo esperadas.

El resultado de MAHRA es un informe que incluye un conjunto de bow-ties que se han verificado como aplicables a una plataforma específica y que incluyen una evaluación de riesgo específica de los principales peligros (accidentes) del equipo de perforación. El Reporte MAHRA del Deepwater Thalassa [3] se resume en el encabezado 4.4.2 Criterios de Selección para el Deepwater Thalassa.

HAZOP y Otros Estudios

Hay una variedad de evaluaciones, estudios y procesos adicionales que, cuando sea necesario, pueden ser usados para investigar más a fondo el riesgo asociado con los principales riesgos y para respaldar las decisiones de administración de riesgos durante el diseño, el funcionamiento, etc.

Dependiendo de la edad, la historia y la ubicación operativa de un equipo de perforación específico, es posible que se hayan completado algunas o todas las siguientes evaluaciones y estudios. El resultado de dicho trabajo se utiliza como parte de la evaluación de riesgos del Caso HSE general y la evaluación ALARP, es decir, además de la salida de MAHRA. Dependiendo de la edad, el historial y la ubicación operativa de un equipo específico, es posible que se hayan completado algunas o todas las siguientes evaluaciones y estudios. El resultado de dicho trabajo se utiliza como parte de la evaluación de riesgos de caso de HSE general y la evaluación ALARP, es decir, en adición al resultado del MAHRA.

Las evaluaciones, estudios y procesos típicos incluyen:

- Estudio de análisis de riesgos y operabilidad (HAZOP, por sus siglas en inglés) – un examen estructurado y sistemático de un proceso, operación planificada o existente con el fin de identificar y evaluar problemas que puedan representar riesgos para el personal o equipo, o que puedan evitar una operación eficiente.
- Modo de falla y Análisis de Efectos (FMEA, por sus siglas en inglés) – un análisis sistemático de posibles fallas de componentes para identificar los efectos resultantes en las operaciones del sistema.
- Modo de falla, Efectos y Análisis de Criticidad (FMECA, por sus siglas en inglés) – amplía el FMEA incluyendo un análisis de criticidad, el cual se usa para trazar la probabilidad de los modos de falla contra la severidad de sus consecuencias.
- Análisis de Riesgo de incendio y explosión (FERA, por sus siglas en inglés) – determina el potencial de incendio/explosión con una estimación de la magnitud del evento (incluyendo radiación térmica y sobrepresiones de ráfaga) y consideración del potencial de escalación. Además, evalúa el sistema de protección propuesto.
- Estudio de Mapeo de Detección de Incendios y Gases: modela la disposición propuesta de los detectores de incendios y gases para garantizar unos niveles adecuados de detección, alarma y protección.
- Análisis de Escape, Evacuación y de Rescate (EERA, por sus siglas en inglés): verifica el desempeño de las instalaciones de evacuación, escape y rescate en respuesta a escenarios potenciales de eventos de accidentes mayores contra los estándares de desempeño acordados.
- Evaluación de Riesgos Cuantitativos (QRA, por sus siglas en inglés): calcula el riesgo potencial para el personal a bordo del equipo, como Riesgo individual por año (IRPA, por sus siglas en inglés) y Pérdida Potencial de Vida (PLL, por sus siglas en inglés).
- Estudio de Caída de Objetos – una determinación cuantitativa del potencial de las caídas de cargas con una estimación de la consecuencia y magnitud del impacto resultante.

4.2.3 Paso 3 SHIDAC – Identificar las Medidas de Reducción de Riesgos y establecer los Requisitos Funcionales o de Desempeño.

A partir de la identificación y evaluación de riesgos, se identifican barreras / controles preventivos y atenuantes junto con requisitos clave funcionales. Los requisitos funcionales son impulsados por:

- La legislación y las regulaciones.
- Los códigos y estándares aceptados por la industria.
- La política y práctica de la empresa.
- La evaluación de riesgos y peligros.

Parte 2 - Sistema de Administración de HSE y Parte 3 - Descripción del Equipo de Perforación e Información de Soporte, proporcionan detalles generales relacionados con códigos y normas aceptados por la industria, y políticas y prácticas de la compañía que forman la base de los acuerdos de la administración de riesgos (equipos, procedimientos y actividades asociadas) incluyendo los requisitos funcionales.

Para riesgos mayores, los encabezados 4.6 Tratamiento de Riesgos, 4.7 Aceptación de Riesgos y 4.8 Comunicación de Riesgos, proporcionan detalles específicos sobre la administración de riesgos.

4.3 Identificación de Peligros y Fuentes de Riesgo

4.3.1 Principales Peligros que afectan las Operaciones de Transocean

Se identificaron los siguientes Peligros Mayores con el potencial de afectar las operaciones de Transocean:

1. Hidrocarburos del Yacimiento
    a. Gas somero.
    b. Hidrocarburos en formación durante las operaciones de pozo.
    c. Hidrocarburos en formación durante las operaciones de tubería flexible o de registros por cable.
    d. Hidrocarburos en activos y oleoductos submarinos.
    e. Hidrocarburos durante las pruebas de pozos.
    f. Lodo cortado por gas.
2. Materiales inflamables/combustibles.
3. Explosivos.
4. Cargas suspendidas.
5. Mantenimiento de posición de la estación.
6. Helicóptero.
7. Ácido Sulfhídrico (H_2S)
8. Estabilidad del buque.
9. Integridad hermética.
10. Equipo de Perforación en movimiento.

Tabla 4-1 listas los principales riesgos y también documenta la consecuencia inicial de perder el control y los escenarios (es decir, operaciones, actividades o situaciones) donde el control podría perderse, es decir, las amenazas que podrían conducir a una pérdida de control.

Tabla 4-1 Resumen de los Peligros Principales

Ref.	Peligro Mayor/ Subcategoría	Consecuencia Inicial de Perdida de Control	Escenarios[1]
1	Hidrocarburos del Yacimiento		
1a.	Gas somero	Liberación de gas somero	Incapacidad para identificar y comunicar la presencia de gas somero
			Equipo de Perforación posicionado incorrectamente
1b.	Hidrocarburos en la formación durante las operaciones de pozo	Liberación no controlada de hidrocarburos	Brote de fluidos del yacimiento sin "Riser"/Preventores en su lugar
			Brote de líquidos del yacimiento con el Conductor/Preventores en su lugar.
1C.	Hidrocarburos el yacimiento durante las operaciones de Tubería Flexible y Registros por Cable	Liberación no controlada de hidrocarburos	Brote de fluidos del reservorio
			Fallo del sistema de Registros por cable
			Fallo del sistema de telefonía fija
1d.	Hidrocarburos en activos y oleoductos submarinos	Liberación no controlada de hidrocarburos	Caída de cargas
			Impacto del ancla en el activo/oleoducto submarino (solo auto elevables)
			En el inicio de pozo, puede haber contacto en el activo/oleoducto submarino (solo auto elevables)
			Caída de cargas a través del Moon Pool (semis y DP)
			Impacto físico el activo/oleoducto submarino (semi y DP)
1e.	Hidrocarburos durante las pruebas de pozos	Liberación no controlada de hidrocarburos	Falla en el sistema de Prueba de pozo
			La llamarada se extingue
1f.	Lodo cortado por gas	Ignición en atmosfera explosiva	Altos niveles de gas
			Fuentes de ignición

Ref.	Peligro Mayor/ Subcategoría	Consecuencia Inicial de Perdida de Control	Escenarios[1]
2	Materiales inflamables/combustibles	Fuego	Fugas de combustible del motor
			Almacenamiento incorrecto de materiales inflamables/combustibles
			Comedor
			Lavandería
			Equipo eléctrico
			Trabajo en caliente
3	Explosivos	Detonación no planificada	Manipulación incorrecta, almacenamiento o uso incorrecto
4	Cargas suspendidas[2]	Caída de Cargas	Cargas pesadas
			Izaje de la torre de perforación
5	Mantenimiento de posición de la estación[3] (Solo Semi y DP)	Pérdida de posición	Condiciones climáticas extremas
			Impulsión apagada (Solo DP)
			Deriva apagada (Solo DP)
6	Helicóptero	Accidente de helicóptero	Escombros en el Helipuerto
			Obstrucciones alrededor de helipuerto y aproximación
			Error del piloto
			Fallo del equipo del helicóptero
			Condiciones climáticas extremas
			Impactos de Aves
7	Ácido sulfhídrico (H_2S)	Atmósfera tóxica	Presencia de H_2S durante las operaciones de pozo
			Presencia de H_2S durante las pruebas de pozo
8	Estabilidad del buque (sólo semi y DP)	Pérdida de estabilidad	Cambios de peso no planeados/distribución/inundación de un compartimento
			Impacto en el buque

Ref.	Peligro Mayor/ Subcategoría	Consecuencia Inicial de Perdida de Control	Escenarios[1]
			Condiciones climáticas extremas
9	Integridad de impermeabilidad	Pérdida de integridad hermética	Carga en cubierta (mientras está a flote) (Solo auto elevable)
			Carga en Cubierta (masa) (Solo semi-y DP)
			Condiciones climáticas extremas
			Impacto del buque
			Corrosión
10	Movilización del Equipo de Perforación[5]	Pérdida de control durante la movilización del equipo de perforación	Pérdida de poder del buque remolcador (Solo auto elevador y semi)
			Pérdida del remolcador (falla del equipo o cable) (Solo auto elevador y semi)
			Error del Remolcador (Solo auto elevador y semi)
			Pérdida de propulsión (Solo DP solamente)
			Impacto del buque (Solo DP)
			Clima extremo

[1] El error humano es un escenario aplicable para todos los peligros mayores.

[2] Este peligro mayor es en realidad la gravedad. Sin embargo, para comunicar mejor este importante Peligro Mayor, se utiliza el termino familiar: "cargas suspendidas".

[3] Este peligro mayor es en realidad las condiciones del tiempo y el estado del mar. Sin embargo, para comunicar mejor este importante Peligro Mayor, se utiliza el termino familiar: "mantenimiento de posición de la posición"

[4] Este peligro mayor es en realidad el mar y los sistemas internos de agua salada. Sin embargo, para comunicar mejor este importante Peligro Mayor, se utiliza el termino familiar: "integridad hermética"

[5] Este peligro mayor es en realidad las condiciones del tiempo y el estado del mar. Sin embargo, para comunicar mejor este importante Peligro Mayor, se utiliza el termino familiar: "Movilización del equipo de perforación"

4.3.2 Peligros Agudos y Crónicos

El personal que trabaja a bordo del Deepwater Thalassa está expuesto a dos clases distintas de peligros definidos por su exposición/consecuencia:

- Peligros Agudos: aquellos con el potencial de incapacidades permanentes o fatalidades como resultado de eventos o incidentes más o menos instantáneos. Los MAHs son peligros agudos. Otros peligros en el lugar de trabajo también pueden ser peligros agudos.
- Peligros Crónicos: aquellos con el potencial de causar daños derivados de exposiciones no instantáneas, como emisiones o descargas repetidas, emisiones o descargas continuas y exposiciones ocupacionales. Otros peligros en el lugar de trabajo son peligros crónicos.

Los riesgos agudos y crónicos no importantes se administran mediante la implementación de arreglos efectivos del sistema de administración de salud y seguridad ocupacional, como se describe en la Parte 2 del Caso HSE. Tanto los peligros agudos como crónicos se identifican en el registro de peligros (Ver el Adjunto 4-1).

4.3.3 Aspectos Medioambientales y Riesgos para la Salud Ocupacional

Otros peligros en el lugar de trabajo incluyen todos los peligros no clasificados como MAHs, tales como peligros ocupacionales. Los riesgos medio ambientales se evaluaron a partir de los principales riesgos analizados en el MAHRA y otros riesgos laborales analizados por separado. Los eventos relacionados con otros riesgos en el lugar de trabajo no son incluidos en el MAHRA, pero son clasificados según el riesgo y se agregan al Registro de Peligros (Ver el Adjunto 4-1).

Riesgos en el Lugar de Trabajo

La administración del lugar de trabajo y los riesgos laborales se realiza a través de varias herramientas y procedimientos utilizados para la seguridad en el lugar de trabajo, detallados en las Políticas y Requisitos de Seguridad y Salud de la Compañía [12]. Los ejemplos de herramientas y procedimientos de seguridad utilizados incluyen:

- Control de la Planificación del Trabajo.
- Planificación de Tareas y Evaluación de Riesgos.
- Administración del Cambio (MOC, por sus siglas en inglés).
- Tiempo Fuera para la Seguridad (TOFS, por sus siglas en inglés).
- FOCUS.
- Permiso de Trabajo (PTW, por sus siglas en inglés).
- Prácticas Generales de Trabajo Seguro.
- Equipo de Protección Personal (EPP).
- Aislamiento eléctrico.
- Entrada a Espacio Confiado

- Trabajo en Caliente.
- Equipos y Operaciones de Izaje.
- Áreas de acceso restringido.
- Seguridad Eléctrica en las Plataformas de trabajo.
- DROPS.
- Protección contra caídas.
- Orientación HSE, información, reuniones, y reconocimiento.

Varias de estas herramientas y procedimientos se describen con más detalle en la Parte 2 de este Caso HSE.

Las auditorías anuales de HSE están programadas para todas las instalaciones ubicadas en tierra y Costa Afuera. La composición de los miembros del equipo, su duración y otros detalles se incluyen en la Parte 6: Monitoreo del Desempeño.

Riesgos Medio Ambientales

Los procedimientos y actividades para administrar los peligros y riesgos ambientales se detallan en las Políticas y Requisitos de Seguridad y Salud [12] (Sistema de Administración de Seguridad) y Políticas y Requisitos Ambientales [11] (Sistema de Administración Ambiental (SGA)) y en la Emergencia de Contaminación por Hidrocarburos. Plan (SOPEP) descrito en la Parte 2 del Caso de HSE.

En conjunto, el Sistema de Administración HSE de las Compañías documenta el sistema de gestión establecido para garantizar que la empresa opere sin accidentes, daños ni pérdidas relacionadas con el medio ambiente. También refleja la importancia de las regulaciones locales delicadas y los requerimientos del cliente. y los requisitos del cliente.

El propósito del SOPEP es proporcionar la orientación al Capitán / OIM y al otro personal a bordo del buque de perforación con respecto a los pasos que se deben seguir cuando un incidente de contaminación ha ocurrido o es probable que ocurra.

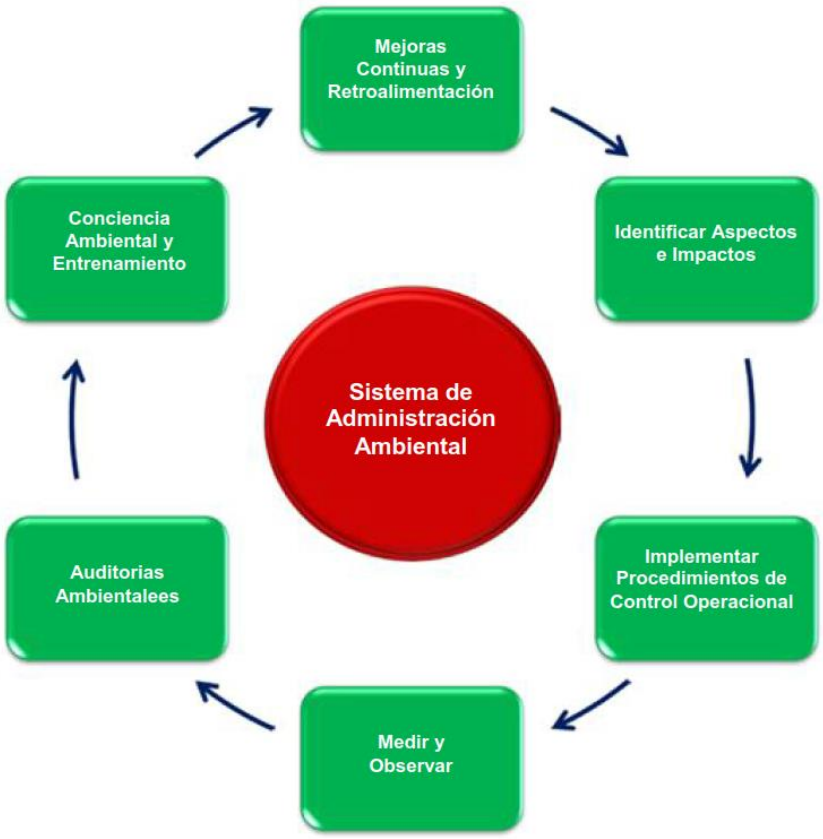
El EMS de la Compañía es un conjunto completo de políticas y requisitos documentados que se utilizan para identificar, controlar, registrar y mejorar los posibles impactos al medio ambiente. El EMS incluye:

- La declaración de la política QHSE
- Los Objetivos y propósitos.
- El monitoreo y medición del desempeño medio ambiental.
- La implementación de los controles operacionales.
- La revisión de la administración.

El Transocean EMS sigue el marco del ISO 14001 y utiliza un ciclo de mejora continua para controlar y prevenir los riesgos ambientales y reducir el riesgo de impacto al medio ambiente. Como base inicial, se establece un registro de legislación ambiental y otros requisitos. Este primer registro se utiliza para identificar y construir un segundo registro

de aspectos e impactos ambientales. Los aspectos e impactos medioambientales identificados se actualizan continuamente a partir del ciclo EMS, como se muestra en la Figura 4-7.

Figura 4-7 Ciclo del Sistema de Administración Ambiental de Transocean



La administración de los riesgos ambientales se describe con más detalle en la Parte 2, encabezado 2.3.6 de este Caso de HSE.

Riesgos para la Salud

La administración de peligros y riesgos se detalla en las Políticas y Requisitos de Salud y Seguridad [12]. Los ejemplos de procedimientos relacionados con la salud ocupacional incluyen:

- Cuidado Médico y Documentación.
- Patógenos.

- Saneamiento, Higiene y Limitaciones para fumar.
- Protección Respiratoria.
- Ruido.
- Agua Potable.
- Material que contiene Asbesto.
- Manipulación del Manual de Operaciones.
- Vibración en el brazo.

Más detalles sobre estos políticas y procedimientos se proporcionan en la Parte 2, encabezado 2.3.7 Salud ocupacional en este Caso de HSE.

4.3.4 Técnicas de Identificación de Fuentes y Peligros

Varias técnicas de identificación de fuentes y peligros como son detalladas en el encabezado 4.3, son utilizadas por el Deepwater Thalassa y en apoyo a este Caso de HSE.

Todos los peligros identificados están documentados en el Registro de Peligros del Deepwater Thalassa descrito en el encabezado 4.2.2 e incluido en el Adjunto 4-1 de esta parte del Caso HSE.

4.4 Estimación de Riesgos

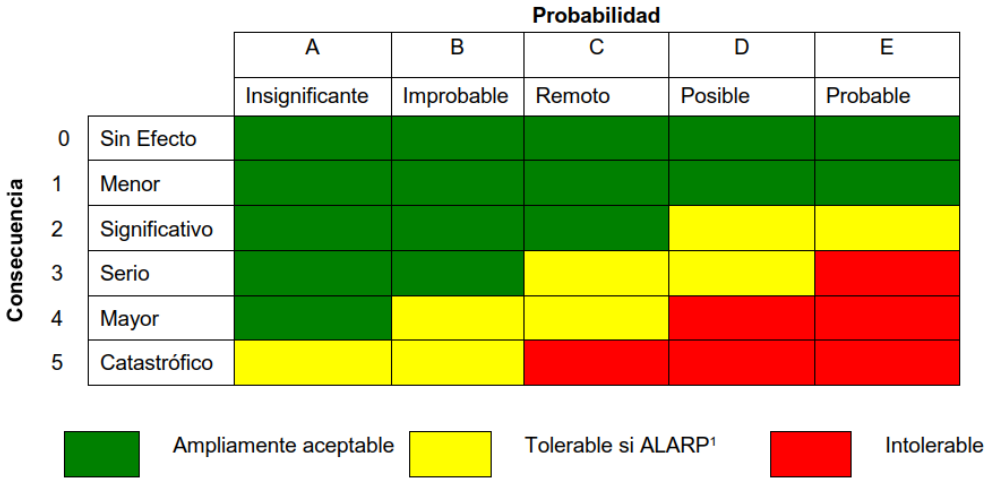
4.4.1 Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM, por sus siglas en inglés)

La Matriz de Evaluación de Riesgos es utilizada para evaluar cualitativamente el riesgo asociado de cada peligro. Se realiza una evaluación de riesgo residual asumiendo que las barreras preventivas y atenuantes identificadas se encuentran intactas y en su lugar.

Usando la Matriz de Evaluación de Riesgos (Figura 4-8), se evalúan las posibles consecuencias que podrían causar lesiones a las personas, el medio ambiente y los activos. Para cada consecuencia potencial hay una determinación de la probabilidad de ocurrencia y la consecuencia final de una ocurrencia.

La Matriz de Evaluación de Riesgos y la Matriz de Riesgos MAHRA usan las mismas definiciones de Probabilidad y Consecuencia que la Matriz HAZID.

Figura 4-8 Matriz de Riesgo MAHRA



[1] Tan Bajo Como Sea Razonablemente Práctico (ALARP) significa que se han tomado o se tomarán medidas para controlar el riesgo a un nivel por el cual los costos asociados con otras medidas se considerarían sumamente desproporcionados con respecto a la reducción de riesgo lograda.

Probabilidad

A	Insignificante	No es creíble, por ejemplo, el equipo nunca ha oído hablar de eventos que hayan ocurrido en la industria.
B	Improbable	Concebible, pero requeriría múltiples fallas de los sistemas y los controles.
C	Remoto	Menor que el promedio, fácil imaginar un escenario por accidente, pero es considerado improbable.
D	Posible	Más que la media, representa un escenario creíble.
E	Probable	Probable que ocurra.

Consecuencia

		Personal	Activo	Medio Ambiente
0	Sin efecto	No hay lesiones al personal	No hay daño al equipo de perforación	Es contenido a bordo
1	Menor	Lesiones poco probables	No afecta a la integridad de ninguna parte del equipo de perforación	Menos de 10 barriles (2 toneladas) al mar
2	Significativo	Algunas lesiones menores son posibles	Puede afectar los sistemas críticos de seguridad, daños estructurales limitados	10-50 barriles (2 – 10 toneladas) al mar
3	Serio	Algunas lesiones importantes son posibles	Puede afectar a varios sistemas críticos de seguridad con daños estructurales extensos, pero no críticos	50-100 barriles (10-20 toneladas) al mar
4	Principales	Fatalidad única	Sólo unos pocos sistemas críticos de seguridad sobreviven, un extenso daño estructural coloca la integridad del equipo de perforación en serias dudas	100-1000 barriles (20-200 toneladas) al mar
5	Catastrófico	Múltiples fatalidades (5 o más)	Posiblemente ningún sistema crítico de seguridad permanezca, daño estructural tal que se pierde la integridad del equipo de perforación, potencial para un colapso inmediato	Mayor de 1000 barriles (200 toneladas) al mar

La Matriz de Riesgo MAHRA permite tres posibles resultados:

- Ampliamente aceptable – administrado para una mejora continua.
- Tolerable si es ALARP – un nivel de riesgo que requiere una revisión adicional para determinar si el riesgo es ALARP. Si el riesgo no se considera ALARP si se requiere una recomendación, por ejemplo, otras barreras preventivas o atenuantes.
- Intolerable – requiere una recomendación para abordar aún más el riesgo. La recomendación puede ser para la investigación adicional para la cual los asistentes al taller no pudieron haber tenido el tiempo, los recursos, la experiencia, etc.

4.4.2 Criterios de Selección

Los criterios de selección se definen como valores, objetivos o estándares de rendimiento utilizados para evaluar o comparar la importancia de un peligro, evento o riesgo asociado identificado para determinar su tolerancia. Se pueden definir en términos cuantitativos o cualitativos.

Selección Cualitativa

Para la selección cualitativa, la herramienta principal utilizada es la Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM) descrita en el encabezado 4.4.1 Matriz de Evaluación de Riesgos (RAM). Los dos estudios primarios utilizados para el examen cualitativo son el Registro de Peligros y el MAHRA. Después de estos estudios, se realizó un análisis cualitativo adicional en el taller ALARP, detallado en el encabezado 4.5.2 Criterios y Significado de la Selección.

Registro de Peligros

La siguiente metodología fue usada para identificar los peligros mayores que puedan afectar las operaciones de Transocean:

- Identificación y Revisión de Peligros: una revisión del Apéndice D del ISO 17776: 2000 [1] - Lista de verificación de peligros (e información complementaria) para identificar los peligros que podrían afectar las operaciones de Transocean. Las Categorías de Peligro de Transocean se incluyen en 2.
- Detección Inicial de Peligros- Apéndice D del ISO 17776:2000 **Error! Reference source not found.** fue revisado para identificar y proporcionar una investigación inicial de los peligros que son aplicables, y tener el potencial, para afectar las operaciones de Transocean.
- La Determinación de Escenarios de Accidentes Mayores Creíbles: con referencia a los peligros identificados en la selección inicial de peligros, se llevó a cabo una revisión del Apéndice C Tabla C.2 de ISO 17776: 2000 [2]. El resultado fue la determinación de escenarios creíbles de accidentes graves (es decir, operaciones, actividades o situaciones) donde el control del peligro podría perderse..

Tabla 4-2 Categorías de Riesgos de Transocean

Peligro	Descripción del Peligro	Peligro #	Descripción del Peligro
01	**Hidrocarburos**	**06**	**Riesgos asociados con las diferencias de altura**
01,01	Aceite bajo presión	06,01	Personal en altura > 2 m
01,02	Hidrocarburos en formación	06,02	Personal en altura < 2 m
01,03	LPGs (ej. propano)	06,03	Equipo elevado
01,04	LNGs	06,04	Personal bajo el agua
01,05	Condensado, NGL	**07**	**Objetos bajo estrés inducido**
01,06	Gas de hidrocarburos	07,01	Objetos bajo tensión

Peligro	Descripción del Peligro	Peligro #	Descripción del Peligro
01,07	Aceite a bajas presiones	07,02	Objetos bajo compresión
01,08	Cera	**08**	**Riesgos de situación dinámica**
01,09	Carbón	08,01	Transporte en el agua (navegación)
02	**Hidrocarburos refinados**	08,02	Transporte aéreo (vuelo)
02,01	Aceite del lubricante y del sello	08,03	Peligro de colisión de embarcaciones a otros buques y estructuras costa afuera
02,02	Aceite hidráulico	08,04	Equipo con piezas móviles o giratorias
02,03	Combustible Diesel	08,05	Uso de herramientas manuales peligrosas
02,04	Éter de petróleo/gasolina	08,06	Uso de cuchillos, machetes y otros objetos afilados
03	**Otros materiales inflamables**	08,07	Traslado de barco a plataforma costa afuera
03,01	Materiales celulósicos	**09**	**Riesgos medioambientales**
03,02	Materiales pirofóricos	09,01	Clima
03,03	Materiales eléctricos	09,02	Estado del mar
04	**Explosivos**	09,03	Tectónica
04,01	Detonadores	**10**	**Superficies calientes**
04,02	Material explosivo convencional	10,01	Proceso de tuberías y equipos entre 60 °C y 150 °C
04,03	Cargas de la pistola de perforación	10,02	Proceso de tuberías y equipos de más de 150 °C
04,04	Armas de fuego	10,03	Sistemas de escape de motores y turbinas
05	**Riesgos de presión**	10,04	Tuberías de vapor
05,01	Gases embotellados bajo presión	**11**	**Líquido caliente**
05,02	Fluidos bajo presión en trabajos de tuberías	11,01	Temperaturas entre 100 °C y 150 °C
05,03	Gas no-hidrocarburo bajo presión en trabajos de la tubería	11,02	Temperaturas superiores a 150 °C
05,04	Aire bajo presión	**12**	**Superficies frías**
05,05	Operaciones hiperbáricas (buceo)	12,01	Tubería del proceso entre – 25 °C y – 80 °C
05,06	Descompresión (buceo)	12,02	Tubería de proceso inferior a – 80 °C

Peligro	Descripción del Peligro	Peligro #	Descripción del Peligro
05,07	Petróleo y gas de hidrocarburos bajo presión	**13**	**Líquidos fríos**
		13,01	Océanos, mares y lagos a menos de 10 °C
14	**Llamas**	**20**	**Gas tóxico**
14,01	Calentadores con tubo de fuego	20,01	H2S (Ácido sulfhídrico, gas amargo)
14,02	Hornos de fuego directo	20,02	Gases de escape
14,03	Llamaradas	20,03	SO2
15	**Electricidad**	20,04	Benceno
15,01	Voltaje > 50v a 440 V en cables	20,05	Cloro
15,02	Voltaje > 50v a 440 V en equipo	20,06	Humos de soldadura
15,03	Voltaje > 440 V	20,07	Humo de Cigarro
15,04	Descarga de relámpagos	20,08	CFC´s
15,05	Energía electrostática	**21**	**Líquido tóxico**
16	**Radiación electromagnética**	21,01	Mercurio
16,01	Radiación ultravioleta	21,02	PCB´s
16,02	Radiación infrarroja	21,03	Biocida (Glutaraldehído)
16,03	Microondas	21,04	Metanol
16,04	Láseres	21,05	Salmueras
16,05	Radiación de E/M: cables de alta tensión del AC	21,06	Glicoles
17	**Radiación ionizante — fuente abierta**	21,07	Desengrasantes (terpenos)
17,01	Alfa, beta — código abierto	21,08	Isocianatos
17,02	Rayos gamma — código abierto	21,09	Sulfanol
17,03	Neutrón — código abierto	21,1	Aminas
17,04	Radiación ionizante natural	21,11	Inhibidores de corrosión
18	**Radiación ionizante: fuente cerrada**	21,12	Inhibidores de escala
18,01	Alfa, beta — fuente cerrada	21,13	Aditivos para lodos líquidos

Peligro	Descripción del Peligro	Peligro #	Descripción del Peligro
18,02	Rayos gamma: fuente cerrada	21,14	Aditivos odorantes (mercaptanos)
18,03	Neutrón: fuente cerrada	21,15	Bebidas que contienen alcohol
19	**Asfixia**	21,16	Medicamentos no recetados
19,01	Atmósferas Insuficientes de oxígeno	21,17	Aceites usados del motor
19,02	CO2 excesivo	21,18	Tetracloruro de carbono
19,03	Ahogo	21,19	Agua gris y/o negra
19,04	N2 excesivo	**22**	**Sólido tóxico**
19,05	Halón	22,01	Asbesto
19,06	Humo	22,02	Fibra mineral hecha por el hombre
		22,03	Polvo de cemento
		22,04	Hipoclorito de sodio (Cloro)
22,05	Aditivos en polvo del lodo	25,06	Alta humedad
22,06	Polvo de azufre	25,07	Vibración
22,07	Basura	25,08	Estaciones de trabajo
22,08	Lodo base aceite	25,09	Iluminación
22,09	Lodo de emulsión	25,1	Controles incompatibles
22,1	Lodos base agua	25,11	Localizaciones extrañas de los lugares de trabajo y de la maquinaria
22,11	Lechada de cemento	25,12	Disparidad del trabajo a las capacidades físicas
22,12	Polvos	25,13	Disparidad del trabajo a las capacidades cognitivas
22,13	Compuestos de Cadmio y otros metales pesados	25,14	Horarios largos de trabajo largos y turnos irregulares
22,14	Lodos base aceite	25,15	Organización deficiente y diseño de puestos de trabajo
23	**Sustancias corrosivas**	25,16	Problemas de planificación del trabajo
23,01	Ácido fluorhídrico	25,17	Clima de interior (demasiado caliente/frío/seco/húmedo, ventilada)
23,02	Ácido clorhídrico	**26**	**Riesgos Psicológicos**
23,03	Ácido sulfúrico	26,01	Vivir en el trabajo/lejos de la familia
23,04	Soda cáustica (hidróxido de sodio)	26,02	Trabajar y vivir en una planta viva
24	**Riesgos biológicos**	26,03	Estrés Post-traumático

Peligro	Descripción del Peligro	Peligro #	Descripción del Peligro
24,01	Bacterias transmitidas por el alimento (p ej. e. coli)	26,04	Fatiga
24,02	Bacterias transmitidas por el agua (p. ej. Legionela)	26,05	Trabajo de turno
24,03	Insectos parásitos (lombrices intestinales, chinches, piojos, pulgas)	26,06	Presión de grupo
24,04	Virus de resfriado y la gripe	**27**	**Riesgos relacionados con la seguridad**
24,05	Virus de Inmunodeficiencia Humana (VIH)	27,01	Piratería
24,06	Otras enfermedades transmisibles	27,02	Asalto
24,07	Insectos que transmiten de la enfermedad (mosquitos-malaria y fiebre amarilla, garrapatas con enfermedad de Lyme, plaga de pulgas)	27,03	Sabotaje
25	**Riesgos ergonómicos**	27,04	Crisis (acción militar, disturbios civiles, terrorismo)
25,01	Manejo de materiales manual	27,05	Robo, hurto
25,02	Ruido perjudicial > LC, pico de 140 dB(C)	**28**	**Uso de los recursos naturales**
25,03	Ruido Fuerte Constante > LAeq, 8H de 85 dB(A)	28,01	Agua
25,04	Estrés por Calor (altas temperaturas del ambiente)	28,02	Aire
25,05	Estrés frío (bajas temperaturas del ambiente)		
29	**Médica**		
29,01	Incapacidad médica		
29,02	Mareo por el movimiento		
30	**Ruido**		
30,01	Alto nivel de ruido		
30,02	Ruido intrusivo		
31	**Atrapamiento**		
31,01	Fuego/explosión		
31,02	Daños mecánicos		

Peligro	Descripción del Peligro	Peligro #	Descripción del Peligro
31,03	Buceo		

Selección de Peligros Mayores – La Matriz de Riesgos HAZID de Transocean (Figura 4-5) se usó para identificar los principales peligros que afectan a las operaciones de Transocean y para detectar otros peligros en el lugar de trabajo (no importantes). La detección se basa en el riesgo inicial, sin barreras preventivas o atenuantes.

Validación de riesgos importantes – El 9 de Junio de 2015 se llevó a cabo una revisión de grupo, de los resultados de la Selección de Peligros Mayores en la oficinas de Houston de Transocean para validar la clasificación de riesgos y riesgos mayores identificados con el conocimiento y la experiencia del personal y la verificación con datos históricos de incidentes. La Matriz de Riesgo HAZID (Figura 4-5) como se describe en el encabezado 4.2.2 anterior. La lista de asistentes al taller de verificación de registro de peligros se presenta en la Tabla 4-3..

Tabla 4-3 peligro Taller de verificación de registro Asistentes

Nombre	Título/Posición	Experiencia en el Campo Petrolero (Años)	Company
Norma Garcia	Esciba	5	ERM
Stephen Shaw	Facilitador	32	ERM
Ricardo Lopez	Asesor HSSE	8	Shell
Leon Landreneon	Toolpusher Senior	28	Transocean
Jason Wilson	Gerente OI	23	Transocean
John Lewter	Asesor OI	10	Transocean
Ryan Shahan	Asesor OI	9	Transocean
Paul King	Gerente del Equipo de Perforación	13	Transocean
Kris Hall	OMC Senior	9	Transocean

Resumen de Resultados del Registro de Riesgos

La Tabla 4-4 incluye las Categorías de Peligro identificadas con los Peligros Mayores para varios escenarios con consecuencias para las personas, los bienes y/o el medio ambiente. Todo el registro de los peligros se incluye en el Adjunto 4-1 de esta Parte.

Tabla 4-4 Categorías Identificadas con Riesgos Mayores

Peligro	Descripción del Peligro
01	**Hidrocarburos**
01,01	Aceite bajo presión
01,02	Hidrocarburos en la formación
01,06	Gas de hidrocarburos
02	**Hidrocarburos refinados**
02,01	Aceite del lubricante y del sello
02,03	Combustible Diesel
02,04	Éter de petróleo/gasolina
03	**Otros materiales inflamables**
03,03	Materiales eléctricos
04	**Explosivos**
04,02	Material explosivo convencional
04,03	Cargas explosivas para la pistola de disparos
06	**Riesgos asociados con las diferencias en altura**
06,03	Equipo elevado
08	**Riesgos de situación dinámica**
08,01	Transporte en el agua (marítimo)
08,02	Transporte aéreo (vuelo)
20	**Gas tóxico**
20,01	H2S (Ácido sulfhídrico, gas amargo)
22	**Sólidos tóxicos**
22,08	Lodos base aceite
22,09	Lodos de emulsión
22,1	Lodos base agua

Evaluación del Riesgo de Peligros y Accidentes Mayores (MAHRA)

El 7 y 8 de noviembre de 2015, se completó un taller MAHRA para el Deepwater Thalassa en el astillero DSME en Corea del Sur. El MAHRA siguió la metodología descrita en 4.2.2 SHIDAC Paso 2 - Evaluar el riesgo del Caso HSE. El Informe MAHRA del Deepwater Thalassa [3] proporciona una descripción exhaustiva del alcance, la metodología del taller y los resultados. Un resumen de los hallazgos es presentado a continuación.

Los asistentes al taller MAHRA se muestran en la siguiente tabla y los asistentes incluidos asignados a un buque hermano del Deepwater Thalassa:

Tabla 4-5 Asistentes al MAHRA

Nombre	Título/Posición	Compañía
Jesse Brumbaugh	Escriba	ERM
Stephen Shaw	Facilitador	ERM
Jonathan Lenters	Capitán	Transocean
Jim Hatcher	Supervisor de EE	Transocean
Hershel Harper	OIM	Transocean
Bill Hunter	Ingeniero de Pozo Senior	Shell
Kurt Trahan	Capataz de Perforación	Shell
Todd Davis	Perforador	Transocean
Daniel Slocum	Supervisor Mecánico	Transocean
John Lewter	Asesor OI	Transocean
Douglas Holifield	Toolpusher Senior	Transocean
Brandon Foster	Toolpusher Senior	Transocean
Lee Kaorich	Capataz de Perforación	Shell
Sean Kelly	Primer Oficial	Transocean
Thomas Iverson	Proyectos/Ingenieria	Transocean
Richard Kabrich	DSV	Shell
Trond Melhus	Lider del Equipo en Sitio	Shell
Ryan Shahan	Asesor OI	Transocean
Ricardo Lopez	Asesor HSE	Shell
John Gardner	Lider del Equipo de HSE en GOM	Shell
Bradley Bishop	RSTC	Transocean
Jared Goodness	Supervisor de Mantenimiento Senior	Transocean
Lee Crowe	OIM	Transocean
Tim Lockett	Aseguramiento de nueva construcción	Transocean
Scott Cote	Gerente de Taladro	Transocean
Earl W Steele	Toolpusher Senior	Transocean
Patrick Glavey	Supervisor de Mantenimiento Senior	Transocean
Tom Gaddy	Especialista HSE	Shell
Paul King	Gerente del Taladro	Transocean

Nombre	Título/Posición	Compañía
Mike Humphries	Gerente de Proyecto Equipo de Perforación de Aguas Profundas	Shell

Resumen de los Resultados del MAHRA

Se proporciona un resumen de los resultados del MAHRA en la tabla 4-6 abajo. Figura 4-8 incluye la Matriz Transocean de riesgo donde se derivaron estas categorías.

Tabla 4-6 Resumen de los Resultados del MAHRA

Peligro Mayor	Consecuencia	Personal	Activo	Ambiental
1a. Gas somero	Liberación encendida – lesiones menores/daños estructurales limitados/ daños ambientales importantes	B2	B2	C4
1b. Hidrocarburos en la formación durante las operaciones de pozo	Explosión o incendio – múltiples fatalidades/daños en el equipo de perforación daños ambientales extensos/catastróficos	B5	B4	B5
1c. Hidrocarburos en la formación durante operaciones de tubería flexible y de registros con cable	Explosión o incendio – múltiples fatalidades/daños en el equipo de perforación daños ambientales extensos/catastróficos	B5	B4	B5
1d. Hidrocarburos en los activos submarinos y oleoductos	Ignición del gas de hidrocarburo - lesiones improbables / integridad del equipo de perforación no afectada / daño ambiental catastrófico	B1	B1	B5
1e. Hidrocarburos en prueba de pozo	Explosión o incendio – múltiples fatalidades/daños extensos en el equipo de perforación / daños ambientales catastróficos	B5	B4	B5
1f. Lodo cortado por gas	Liberación de ignición - fatalidades múltiples/daño extenso, pero no crítico del equipo de perforación/daño ambiental de menor importancia	B5	B3	B1

Peligro Mayor	Consecuencia	Personal	Activo	Ambiental
2. Materiales inflamables y combustibles	Incendio – lesiones poco probables/daño limitado del equipo de perforación /daño ambiental menor	D1	D2	D1
3. Explosivos	Explosión – fatalidades múltiples/integridad del equipo de perforación /daño ambiental importante	B5	B1	B4
4. Cargas suspendidas	Grandes impactos en áreas críticas – lesiones de menor importancia/daño extenso, pero no crítico en el equipo de perforación	B2	B3	B0
	Grandes impactos en el piso de perforación – lesiones de menor importancia/daño extenso, pero no crítico en el equipo de perforación	C2	C3	C1
5. Mantenimiento de posición de la estación.	Contacto con activos submarinos o superficiales – lesiones menores/daños extensos en el equipo de perforación daños ambientales catastróficos	B2	B4	B5
	Pérdida de control del pozo – lesiones menores/daños en el equipo de perforación limitada/daños ambientales catastróficos	B2	B2	B5
6. Helicóptero	Impacto del Helicóptero en el helipuerto – múltiples fatalidades/ daño limitado al equipo de perforación/menor daño ambiental	B5	B2	B1
	Impactos del helicóptero en alguna otra área del equipo de perforación-fatalidades múltiples/daño extenso del equipo de perforación/daños ambientales de menor importancia	B5	B4	B1
	Caída del helicóptero en el mar-múltiples fatalidades/daños ambientales menores	B5	B0	B1

Peligro Mayor	Consecuencia	Personal	Activo	Ambiental
7. Ácido sulfhídrico	Exposición a gas H_2S – lesiones poco probables/no afecta la integridad del equipo de perforación	B1	B1	B0
8. Estabilidad del buque	Volcamiento/hundimiento del buque – lesiones de menor importancia/daño extenso del equipo de perforación /daños ambientales catastróficos	B2	B4	B5
9. Integridad hermética	Volcamiento/hundimiento del buque – lesiones menores/daños extensos en el equipo de perforación, pero no críticos/daños ambientales catastróficos	B2	B3	B5
10. Movilización del equipo de perforación	Colisión/puesta a tierra/hundimiento – lesiones de menor importancia/daño extenso del equipo de perforación	B2	B4	B0

Detalles del MAHRA

Hay más detalles del MAHRA para cada uno de los principales peligros con el potencial de afectar la operación del Deepwater Thalassa. Cuando se requiera, se presentan otros análisis de datos y de riesgos cualitativos o cuantitativos para respaldar la evaluación general de riesgos. Se realiza una evaluación ALARP (por sus siglas en inglés) por separado para todos los riesgos de accidentes graves (TAC, por sus siglas en inglés) clasificados como medianos o superiores. Mas detalles se pueden encontrar en el encabezado 4.5.2 de este Caso HSE.

1a Hidrocarburos del Yacimiento: Gas Somero

Los eventos de gases someros son el resultado de la penetración en una burbuja de gas somera cerca del fondo marino (por lo general, a 3,300 pies / 1,000 m debajo del fondo marino). La penetración de la burbuja de gas puede resultar en una liberación no controlada de gas de hidrocarburo a través del pozo, a la columna de agua y a la superficie del mar. Los volúmenes de gas liberados son normalmente altos y ocurren típicamente en una corta duración.

Las amenazas son la falla en identificar la presencia de gas somero antes de comenzar las operaciones o el potencial para que el equipo de perforación sea posicionado incorrectamente.

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera.

Tabla 4-7 Hidrocarburos del Yacimiento en Gas Somero - Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Liberación encendida – lesiones menores/daños estructurales limitados/ daños ambientales mayores	B2	B2	C4

El riesgo para el personal y el activo se determinó como aceptable en términos generales y el riesgo para el medio ambiente se consideró tolerable si es ALARP. Se determinó que el impacto de daño potencial para el personal o los activos era improbable, principalmente debido al hecho de que la liberación de gas probablemente se originaría desde el fondo marino y tendría que encenderse después de pasar de cientos a miles de pies de profundidad de agua. Si ocurriera tal evento, el equipo determinó que un daño ambiental mayor es más probable y lesiones mayores o daños a la sarta de perforación como las consecuencias del peor caso.

1b Hidrocarburos del Yacimiento: Hidrocarburos en la Formación, durante las Operaciones de Pozo

Esta subcategoría se refiere a la posibilidad de una liberación no controlada de hidrocarburos en la formación como resultado de una pérdida del Control de Pozo durante las operaciones del pozo.

Las amenazas identificadas se refieren a una influjo no planificado e incontrolado de los fluidos del yacimiento en el pozo con o sin el conductor/riser marino y el preventor BOP instalado y funcionando.

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera.

Tabla 4-8 Hidrocarburos del Yacimiento en la Formación durante las Operaciones de Pozo – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Explosión o incendio – múltiples fatalidades/daños en el equipo de perforación daños ambientales extensos/catastróficos	B5	B4	B5

Se determinó que el riesgo para las personas, los activos y el medio ambiente era tolerable si es ALARP. El accidente más significativo que puede conducir a una explosión o un incendio se consideró que era un evento mayor de reventón de la formación o pozo.

Aunque se determinó que tal acontecimiento era improbable debido al número de barreras/controles en su lugar, el equipo acordó que, si ocurriera tal acontecimiento, sería catastrófico en su impacto al personal y al medio ambiente y podría dañar el buque de perforación.

1c Hidrocarburos del Yacimiento: Hidrocarburos en la formación durante las operaciones de Tubería Flexible y Operaciones de Registros por Cable

Esta subcategoría se refiere a la posibilidad de una liberación no controlada de hidrocarburos en la formación como resultado de una pérdida del Control de Pozo durante las operaciones de Tubería Flexible o Registros por Cable.

Los problemas relacionados con este peligro mayor son comparables y similares a los descritos en la Subcategoría 1b. es decir, una pérdida de Control de Pozo durante las operaciones de pozo. Sin embargo, se ha llevado a cabo una evaluación de riesgos por separado, ya que se reconoce que existen diferentes amenazas y barreras durante la las operaciones de tubería flexible y registro con cable. Esto significa, la instalación y el uso temporal de equipos de terceros que son operados y mantenidos por personal de terceras compañías.

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera.

Tabla 4-9 Hidrocarburos en la formación durante las operaciones de Tubería Flexible y Operaciones de Registros por Cable – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Explosión o incendio – múltiples fatalidades/daños en el equipo de perforación daños ambientales extensos/catastróficos	B5	B4	B5

Se determinó que el riesgo para las personas, el activo y el medio ambiente era tolerable si es ALARP. El accidente más significativo que puede conducir a una explosión o un incendio se consideró que era un evento mayor de reventón de la formación o pozo, similar al peligro mayor de hidrocarburos en la formación durante las operaciones de pozo discutidas en la Sub categoría 1B. Tal acontecimiento fue determinado de ser improbable debido al número de barreras/controles en hay en su lugar. El equipo acordó en que, si ocurriera tal acontecimiento, sería catastrófico en su impacto al personal, al medio ambiente y podría dañar extensivamente el barco de perforación.

1d: Hidrocarburos del Yacimiento: Hidrocarburos en Activos y Oleoductos Submarinos

Esta subcategoría se refiere a la posibilidad de que ocurran daños por el equipo de perforación o sus operaciones en los activos y oleoductos submarinos, los cuales puedan resultar en una liberación no controlada de hidrocarburos.

Los daños a los activos y oleoductos submarinos pueden ocurrir durante el manejo del anclaje o de las operaciones del equipo de perforación (p. ej., base de la pata del auto elevador, líneas de amarre, etc.). Además, hay una amenaza de caída de objetos del

equipo de perforación (p. ej. De cargas pesadas tales como los BOPs, riser, cabezales, etc.) o de las operaciones de izaje de la grúa o el moonpool.

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera.

Tabla 4-10 Hidrocarburos en Activos y Oleoductos Submarinos – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Ignición del gas hidrocarburo - lesiones improbables / integridad del equipo de perforación no afectada / daño ambiental catastrófico	B1	B1	B5

Se determinó que el riesgo para las personas y los activos era ampliamente aceptable y que el riesgo para el medio ambiente se consideraba tolerable ALARP. Se determinó que el impacto en los activos submarinos era improbable. Dado que las personas y el activo en sí están separados del gas hidrocarburo por una profundidad de agua significativa, las lesiones se consideraron poco probables y no se pensó que ninguna parte del equipo de perforación se viera afectada. Sin embargo, el medio ambiente podría sufrir un impacto catastrófico debido a la liberación continua de hidrocarburos debido a un impacto submarino.

1e: Hidrocarburos de Yacimiento: Hidrocarburos durante prueba de pozo

Durante las pruebas de pozo, los fluidos del yacimiento (incluyendo hidrocarburos) se traen a superficie bajo presión y se prueban para evaluar las condiciones del yacimiento y para cerciorarse de la naturaleza exacta de los depósitos de hidrocarburo. Una falla del sistema de prueba de pozo o del quemador (usada para quemar y para disponer de los gases del yacimiento) puede dar lugar a una liberación no controlada de hidrocarburos en el equipo de perforación.

Los sistemas de prueba de pozo son típicamente proveídos, operados y mantenidos por terceras compañías.

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera.

Tabla 4-11 Hidrocarburos del Reservorio durante la Prueba de Pozo – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Explosión o incendio – múltiples fatalidades/daños en el aparejo extensos/daños ambientales catastróficos	B5	B4	B5

Se determinó que el riesgo para las personas, el activo y el medio ambiente era tolerable si es ALARP. El accidente más significativo que puede conducir a una explosión o un incendio se consideró que era un evento mayor de reventón de la formación o pozo, similar al peligro mayor de hidrocarburos en la formación durante las operaciones de pozo discutidas en la Sub categoría 1b. Tal acontecimiento fue determinado de ser improbable debido al número de barreras/controles en hay en su lugar. El equipo acordó en que, si ocurriera tal acontecimiento, su impacto sería catastrófico al personal, al medio ambiente y podría dañar extensivamente el barco de perforación.

1f: Hidrocarburos del yacimiento: Lodo cortado a gas

Esta subcategoría se refiere a la posibilidad de que ocurra una explosión en el equipo de perforación como resultado de altas concentraciones de gas transportadas dentro del lodo/fluido de perforación. Típicamente las concentraciones de gas aumentan más cerca de las formaciones de los yacimientos, pero también ocurren en pequeñas burbujas donde se ha producido la migración de hidrocarburos.

Las amenazas están relacionadas con los altos niveles de gas que se encuentran en los espacios cerrados en el equipo de perforación y que pueden formar una atmósfera explosiva cerca de las fuentes de ignición.

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera.

Tabla 4-12 Depósito Hidrocarburos en Lodo cortado por Gas – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Liberación de ignición - fatalidades múltiples/daño extenso, pero no crítico del equipo de perforación/daño ambiental de menor importancia	B5	B3	B1

El riesgo para el personal se consideró tolerable si es ALARP (por sus siglas en inglés) y si y es ampliamente aceptable para el activo y el medio ambiente. La ignición del lodo cortado por gas fue considerada como un evento improbable, sin embargo, si llegara a ocurrir, podría resultar en múltiples fatalidades para el personal con daños estructurales no críticos en el equipo de perforación. Dado que, por definición, la liberación está causada por una ignición o niveles altos de gas, se anticipó que el hidrocarburo líquido mínimo afectaría el medio ambiente.

2: Materiales Inflamables/Combustibles

Este peligro mayor se refiere a la presencia de materiales inflamables o combustibles en el equipo de perforación su potencial de ignición y un posterior incendio.

La evaluación del riesgo consideró un rango de áreas diversas (p. ej. Comedor y Lavandería) o los escenarios donde está el potencial para un incendio (fuga de combustible del motor, trabajo en caliente, etc.).

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera.

Tabla 4-13 Materiales Inflamables/Combustibles – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Incendio – lesiones poco probables/daño limitado del equipo de perforación /daño ambiental menor	D1	D2	D1

Se determinó que el riesgo para el personal y el medio ambiente era aceptable y que el riesgo de los activos se consideraba tolerable si ALARP. La ignición o la combustión de materiales en el equipo de perforación fue determinada para ser una posibilidad creíble. Sin embargo, la experiencia previa ha demostrado que las barreras / controles preventivos y atenuantes establecidos son altamente efectivos para proteger al personal de dichos peligros. El equipo consideró que el daño más desfavorable para el equipo de perforación es limitado y que como resultado sería un derrame de menos de 50 barriles de petróleo en el mar.

3: Explosivos

El principal peligro de los Explosivos se refiere al potencial de una detonación no planificada de explosivos en el equipo de perforación, lo que resulta en fatalidades múltiples y/o pérdida del equipo de perforación. Las cargas explosivas normalmente no están presentes en la plataforma. Se utilizan en operaciones especializadas de pozos, tales como terminaciones y cierre/abandono de pozo. Los explosivos son manejados por una tercera compañía.

Las posibles consecuencias del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-14 Explosivos - Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Explosión – fatalidades múltiples/integridad del equipo de perforación /daño ambiental importante	B5	B1	B4

Se determinó que el riesgo para las personas y el medio ambiente era tolerable ALARP y el riesgo al activo se consideraban ampliamente aceptables. El evento se consideró que era improbable. El impacto en el personal fue determinado a potencialmente causar fatalidades múltiples, pero ser limitado en términos de impacto al activo. El equipo

también determinó que podría haber un impacto importante en el medio ambiente si el riser es perforado.

4: Cargas Suspendidas

Este peligro mayor se refiere a las cargas suspendidas y al potencial de una caída de altura sobre la gente y/o la estructura y componentes del equipo de perforación.

Las amenazas están relacionadas con cargas pesadas que cayeron de las grúas del equipo de perforación o durante las operaciones de levantamiento de torre de perforación.

Las posibles consecuencias de un evento de caída de carga y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-15 Cargas Suspendidas – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Grandes impactos en áreas críticas – lesiones de menor importancia/daño extenso, pero no crítico en el equipo de perforación	B2	B3	B0
Grandes impactos en el piso de perforación – lesiones de menor importancia/daño extenso, pero no crítico en el equipo de perforación	C2	C3	C1

El riesgo para el personal y el medio ambiente se determinó que era ampliamente aceptable y el riesgo de activos se encontró que era tolerable ALARP. Se determinó que las caídas de cargas son improbables para un impacto en áreas críticas del equipo de perforación, pero más frecuentes para impacto en el piso de perforación. Si bien este tipo de evento ha ocurrido de vez en cuando, se determinó que las barreras / controles atenuantes son efectivos para reducir un impacto en el personal con lesiones menores como posibles consecuencias. Como el activo en sí tiene protección adicional el equipo observó que podría haber un daño grave en el equipo de perforación. Sólo se pesaría en un impacto ambiental menor.

5: Mantenimiento de Posición de la Estación.

Este peligro mayor se relaciona con el mantenimiento de posición del equipo de perforación y por lo tanto su capacidad para mantener la posición en la locación.

Las principales amenazas para el mantenimiento de posición son el clima extremo y las condiciones ambientales. En los equipos de perforación de Posicionamiento Dinámico (DP), la falla del DP o de los sistemas de propulsión también es considerado.

Las posibles consecuencias de la pérdida de un evento de mantenimiento de posición y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-16 Mantenimiento de Posición de la Estación - Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Contacto con activos submarinos o superficiales – lesiones menores/daños extensos en el equipo de perforación daños ambientales catastróficos	B2	B4	B5
Pérdida de control del pozo – lesiones menores/daños en el equipo de perforación limitada/daños ambientales catastróficos	B2	B2	B5

Se determinó que el riesgo para las personas era ampliamente aceptable y que el riesgo para el activo y el medio ambiente se consideraba tolerable ALARP, (por sus siglas en inglés). Se determinó que la pérdida de posición y el contacto posterior con los activos submarinos o superficiales o la pérdida de control de pozos era improbable, con una única afirmación por parte del equipo de que un barco de escape pudiera impactar una plataforma costa afuera, llevando a un hundimiento debido a la falta de integridad hermética. Debido a las efectivas barreras / controles de mitigación, se consideró que el impacto para el personal solo consistía en algunas lesiones menores, mientras que el activo en sí mismo podría experimentar un daño extenso a la integridad estructural si la causa era el contacto con otro activo. El daño ambiental se consideró catastrófico debido a la ruptura del riser o de un activo submarino, lo que llevó a una liberación no controlada de hidrocarburos líquidos al mar.

6: Helicóptero

El peligro mayor del Helicóptero se relaciona con la posibilidad de que un helicóptero se estrelle mientras transporta personal hacia y desde el equipo de perforación y / o mientras se realiza el servicio del equipo de perforación, por ejemplo, para llevar suministros.

Se identificaron diversas amenazas potenciales relacionadas con la operación del helicóptero. Se reconoce que Transocean normalmente no realiza contratación de helicópteros. Por lo tanto, muchas de las barreras identificadas están controladas por compañías externas y con el control directo del personal del equipo de perforación.

Las posibles consecuencias de un evento de pérdida de posición y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-17 Helicóptero – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Helicóptero impacta el helipuerto – múltiples fatalidades/daño limitado equip. de perf. / daño ambiental menor	B5	B2	B1
Helicoptero impacta en alguna otra área del Equipo de Perforación - fatalidades múltiples / daño extenso del equipo de perforación / daños ambientales de menor importancia	B5	B4	B1
Helicóptero impacta en el agua - múltiples fatalidades/daños ambientales menores	B5	B0	B1

Se determinó que el riesgo para las personas y el activo era tolerable ALARP, (por sus siglas en inglés) si y el riesgo para el medio ambiente se consideraba ampliamente aceptable. Si bien se reconoció que ocurren incidentes relacionados con helicópteros, el equipo determinó que la probabilidad de que esto suceda con el Deepwater Thalassa era improbable debido a los avances en la aviación, la capacidad de girar la plataforma y proporcionar la orientación más segura para aterrizar el helicóptero. Si un helicóptero se estrella, se podrían producir múltiples fatalidades, así como un daño estructural extenso al equipo de perforación, si se impacta una parte crítica. Se encontró que el impacto ambiental en el peor de los casos consiste únicamente en que el helicóptero liberara combustible en el medio ambiente.

7: Ácido Sulfhídrico (H_2S)

El Ácido Sulfhídrico (H_2S) es un gas tóxico, que puede ocurrir naturalmente en los yacimientos de hidrocarburos. Cantidades importantes de este gas tóxico pueden liberarse en el equipo de perforación por medio de los retornos de lodo o como resultado de fugas durante las actividades de prueba de pozo.

Este peligro mayor está relacionado con la presencia de H2S en una concentración que podría formar una atmósfera tóxica y, por lo tanto, ser peligrosa para la salud.

La posible consecuencia del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-18 Consecuencias del MAH de H_2S

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Exposición a H_2S gas – lesiones poco probables/integridad del aparejo inafectado	B1	B1	B0

Se determinó que el riesgo para el personal, los activos y el medio ambiente como ampliamente aceptable. El equipo del taller concluyó que la probabilidad de encontrar un pozo con altos niveles de H2S es baja, por lo que representaba un nivel bajo de riesgo, ya que otros pozos en el área tenían niveles bajos de H2S durante las operaciones de perforación y una liberación sería improbable, ya que el equipo de perforación no perforará en una ubicación con presencia conocida de H2S. Sin embargo, si se produce una liberación, es poco probable que cause lesiones significativas. En cualquier caso, pueden producirse lesiones en ciertas situaciones, como la exposición de las líneas de ventilación del tanque de aguas residuales o espacios confinados. Se determinó que el H2S no afecta la integridad de ninguna parte del equipo de perforación y que solo tendría una consecuencia menor para el medio ambiente.

8: Estabilidad del Buque

El riesgo mayor de la estabilidad del Buque se refiere a la pérdida de estabilidad del equipo de perforación.

Las amenazas identificadas se relacionan con cambios de peso no planificados a bordo del equipo de perforación y/o la inundación del compartimiento debido a la entrada de agua de mar. Además, las amenazas externas se asocian con el impacto del equipo de perforación con buques errantes o condiciones extremas de clima o del mar.

La posible consecuencia del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-19 Estabilidad del Buque – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Volcamiento/hundimiento del buque – lesiones de menor importancia/daño extenso del equipo de perforación /daños ambientales catastróficos	B2	B4	B5

Se determinó que el riesgo para el personal es ampliamente aceptable y que el riesgo para los activos y el medio ambiente es tolerable ALARP. El equipo determinó que la probabilidad de tener un evento de pérdida de estabilidad que afecte al personal, el medio ambiente o el equipo de perforación en sí es improbable. Se pensó que el impacto para el personal ocasionaba algunas lesiones menores debido a la efectividad de las barreras/controles de mitigación establecidos. Sin embargo, el daño al activo en sí podría

ser extenso, lo que dejaría la integridad del activo en un estado cuestionable. Finalmente, una posible liberación continua de hidrocarburos líquidos en el mar debido a una ruptura de la tubería ascendente podría tener consecuencias catastróficas para el medio ambiente.

9: Integridad Hermética

El peligro mayor de la Integridad Hermética está relacionado con el de Estabilidad del Buque, y el primero se considera una amenaza potencial para este último. Las amenazas también son comunes; sin embargo, se realizó una evaluación de riesgos por separado ya que las barreras son diferentes.

La posible consecuencia del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-20 Integridad Hermética – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Volcamiento/hundimiento del buque – lesiones menores/daños extensos en el equipo de perforación, pero no críticos/daños ambientales catastróficos	B2	B3	B5

Se determinó que el riesgo para el personal y los activos como aceptable en términos generales y el riesgo para el medio ambiente se consideró tolerable ALARP (por sus siglas en inglés). Similar a la pérdida de estabilidad del buque, el equipo determinó que una pérdida de integridad hermética era un evento improbable. Se pensó de nuevo que el impacto en el personal resultó en algunas lesiones menores debido a la efectividad de las barreras/ controles de mitigación existentes. El daño al activo en sí mismo podría ser extenso, pero debido al sistema de lastre, el daño extenso no afectaría ninguna de las estructuras críticas. Dicho esto, todavía existe la posibilidad de una liberación catastrófica de hidrocarburos líquidos al mar.

10: Movilización del Equipo de Perforación

La movilización del equipo de perforación se refiere a la posibilidad de perder el control durante los movimientos de la plataforma planificados.

Los buques DP normalmente son autopropulsados y no dependen de un soporte externo para poder movilizarse de un lugar a otro. Por lo tanto, las amenazas clave son la pérdida del sistema de propulsión a bordo o amenazas externas como el clima extremo.

La posible consecuencia del evento y los niveles de riesgo asociados se identificaron de la siguiente manera:

Tabla 4-21 Movilización de Equipo – Consecuencias MAH

Consecuencia	Personal	Activo	Medio Ambiente
Colisión/puesta a tierra / hundimiento – lesiones de menor importancia/daño extenso del equipo de perforación	B2	B4	B0

Se determinó que el riesgo para el personal y el medio ambiente era ampliamente aceptable y que el riesgo para los activos era tolerable ALARP (por sus siglas en inglés). Se mencionó que una pérdida de control durante una movilización del equipo de perforación ocurrió en un equipo después de un huracán; sin embargo, el equipo determinó que es improbable que este evento tenga un impacto posterior en el personal, el medio ambiente o el equipo de perforación. Si ocurriera un accidente, lo más probable es que el impacto en el personal incluya algunas lesiones menores según la efectividad de las barreras / controles de mitigación vigentes. El daño al propio activo podría ser extenso, lo que a su vez podría poner en peligro su integridad, sin embargo, dado que la plataforma se movería entre ubicaciones de pozo, no habría daños al medio ambiente.

Evaluación de Riesgos de los Compartimentos

El propósito de la evaluación de riesgo de los compartimentos es probar el riesgo de un incendio, una explosión o inundación en componentes separados del equipo de perforación, con la finalidad de determinar si estos eventos pueden iniciar, o contribuyen, un accidente mayor.

La evaluación de riesgo de los compartimentos es realizada a bordo del equipo de perforación por un equipo pequeño del equipo de perforación con conocimientos de perforación, marina, mantenimiento y HSE. Un proveedor experimentado de servicios de administración de riesgos puede auxiliar, cuando sea aplicable.

El procedimiento de evaluación de riesgo de los compartimentos involucra:

- Identificación de peligros en cada compartimento
- Determinar si las medidas de control son suficientes para prevenir o mitigar un incendio, explosión y/o un evento de inundación.
- Evaluación de la efectividad de las medidas de control por la determinación de probabilidad y consecuencia de un incendio, explosión y/o evento de inundación.
- Asegurar que los riesgos de incendio, explosión o evento de inundación es tanto tolerable como tan bajo como razonablemente practico (ALARP)
- Identificando cualquier recomendación las cuales pueden resultar en riesgo de incendio, explosión y/o inundación en un compartimento.

Cada evaluación es registrada en un formato de evaluación de riesgo del compartimento.

Los resultados de las evaluaciones de evaluación de riesgo de los compartimentos son usados como fuente de información en el desarrollo de procedimientos específicos del equipo de perforación y evaluaciones de riesgos.

Una evaluación de riesgo de los compartimentos del Deepwater Thalassa fue realizada por representantes del equipo de perforación en Septiembre / Octubre, del 2015. El reporte completo de la evaluación de riesgo de los compartimentos se adjunta en los anexos 4-3 el cual incluye una copia de las formas de cada uno de los 107 compartimentos/ espacios.

Revisión Cuantitativa

Una revisión cuantitativa no usa la matriz de evaluación de riesgos (RAM), pero calcula un valor numérico para el riesgo total para los peligros mayores aplicables. Se realizaron una serie de Evaluaciones de Seguridad Formales (FSA, por sus siglas en inglés). Las cuales evaluaron riesgos de incendios explosiones y caídas de objetos como se detalla más abajo. Después de realizar estas FSAs, se evaluó el riesgo cuantitativo más a fondo para todos los eventos de accidentes mayores (MAEs) y se revisó en la Evaluación cuantitativa de riegos (QRA) [8], detallada en los encabezados 4.5.2 Criterios de revisión y su significado.

Evaluación de Riesgo de Fuego y Explosión (FERA)

Se realizo una Evaluación de Riego de Fuego y Explosión (FERA, por sus siglas en inglés) [6] en el Deepwater Thalassa. La FERA involucro simulaciones de computadora de eventos de fuego y explosiones potenciales que pudieran presentarse en los equipos durante las operaciones. A cada evento se le asignó una probabilidad dependiendo en los registros de fugas y otros datos históricos registrados disponibles en las bases de datos de la industria. El impacto de cada evento en el personal en términos de fatalidades es estimado y entonces se aplica una frecuencia anual de cada evento. Con estos se puede determinar el total de riesgos para el personal en las instalaciones. El impacto evaluado de las explosiones en varias secciones de las instalaciones es ilustrado usualmente con curvas de excedencia de sobrepresión.

En la FERA se realizó una simulación CFD (Dinámica de Fluidos Computarizada) para dispersión de gas, fuego y explosiones originadas por un reventón. Se uso el software KFX para la dispersión de gas y el análisis de fuego, mientras que para modelar la explosión se usó FLACS. Los reventones fueron modelados como liberaciones de gases verticales en el piso de perforación o en la junta deslizable bajo el piso de perforación a dos diferentes flujos, 35 kg/s para un reventón restringido y 150 kg/s para un reventón total.

Las simulaciones de dispersión de gas muestran que los gases inflamables liberados verticalmente en el piso de perforación o que son descargados a la línea del separador a bordo fueron expulsados de buena forma sin alcanzar fuentes potenciales de chispa en la parte de popa del barco de perforación. Algunas partes de la torre de perforación, principalmente la mitad más alta, puede quedar envuelta por la nube de gas por eso es importante aislar las posibles causas de chispa en la torre de perforación en el evento de un reventón. El estudio encontró que si se expone el módulo de lodos en popa a gases inflamables durante un brote debajo del piso de perforación se deben aislar las posibles fuentes de chispa de estas áreas hasta la identificación apropiada del gas. También se consideró que el reventón de gas contenga 40 ppm de H2S. las concentraciones de H2S de las simulaciones de reventón, como en todas las demás simulaciones, no se encontró niveles de IDLH (peligro inmediato a la vida o salud) en ninguna área de trabajo del barco de perforación.

El incendio de un reventón en el piso de perforación resultaría en fuego directo. Bajo un flujo restringido (modelo a 35 kg/s), en ningún resultado de las simulaciones apareció radiación de calor excesiva en la cubierta principal ni en las estaciones de botes salvavidas. Sin embargo, se

encontró que la radiación de calor en los botes salvavidas de popa fue cercana a los 4.73 kW/m2 y la parte entre la moonpool y el almacén del riser de la ruta de escape fue de 6.31 kW/m2. Esto implica que, en este escenario los botes salvavidas de popa se podrían usar solo si se realiza una evacuación completa entre 2-3 minutos y aquellos cuya ruta de evacuación pasa a través de la moonpool y el almacén del riser tendrán 30 segundos dependiendo de las condiciones de viento y asumiendo que se está usando el equipo de protección adecuado. Dada estas condiciones, se recomendó que evaluara en un taller ALARP este escenario en particular. Se observo en el escenario de incendio de un reventón sin restricción (150 kg/s) radiación térmica de 9.46 kW/m2 en varios componentes del barco de perforación lo que podría resultar en una serie de fallas en el equipo y estructura.

Considerando las simulaciones donde se incendia una nube de gas grande que envuelve la torre de perforación, se calculó una sobrepresión de la explosión de hasta 1.03 barg en la parte central del barco de perforación. La tabla 4-22 muestra la máxima sobrepresión calculada en diferentes partes del barco de perforación derivada de escenarios donde se registran explosiones en el piso de perforación.

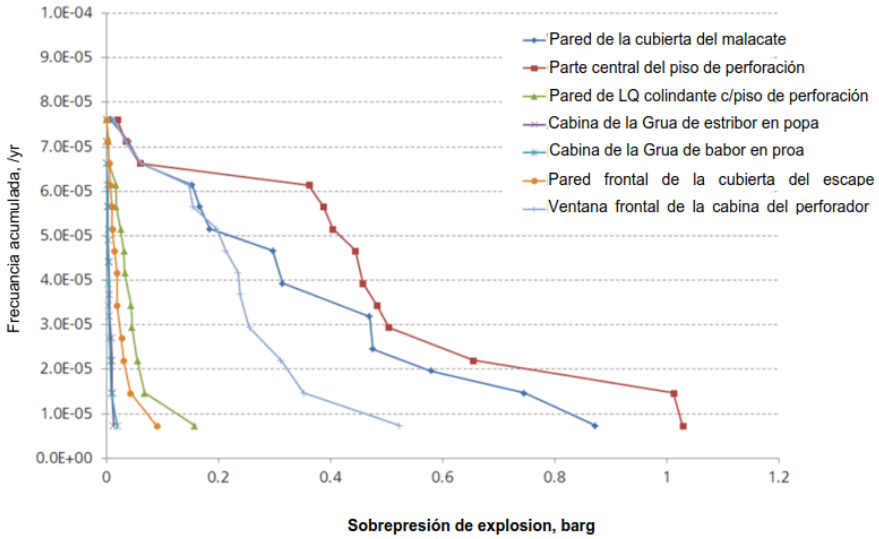
Tabla 4-22 Sobrepresión Máxima de Explosiones cerca del Piso de Perforación

Ubicación	Identificador	Sobrepresión Máxima (barg)
Pared de la cubierta del malacate	PP1	0.87
Parte central del piso de perforación	PP2	1.03
Pared de la cubierta superior de la zona habitacional con colindancia al piso de perforación	PP3	0.16
Cabina de la grúa de estribor en popa	PP4	0.01
Cabina de la grúa de babor en proa	PP5	0.02
Arreglo modular del escape colindante al piso de perforación	PP6	0.09
Ventana Frontal de la cabina del perforador	PP7	0.52
Techo de la Moonpool	PP8	0.15
Pared del cuarto de temblorinas con colindancia al piso de perforación	PP9	0.04
Pared frontal de la cubierta del escape	PP10	<0.01
Escalera en el área de manejo del riser	PP11	0.01

La LQ (zona habitacional) esta designada como TR (refugio de perforación) en caso de emergencia. La frecuencia de explosiones que impacten y afecten directamente la ductilidad del TR no deben ser mayores a 1.05E-5 veces por año.

La figura 4-9 muestra la probabilidad de ocurrencia de todos los escenarios modelados de explosiones, estos fueron incorporados en curvas de excedencia de supresión, se muestran a continuación.

Figura 4-9 Curvas de Excedencia de la Sobrepresión de Explosión para los Escenarios de Explosión en el Piso de Perforación



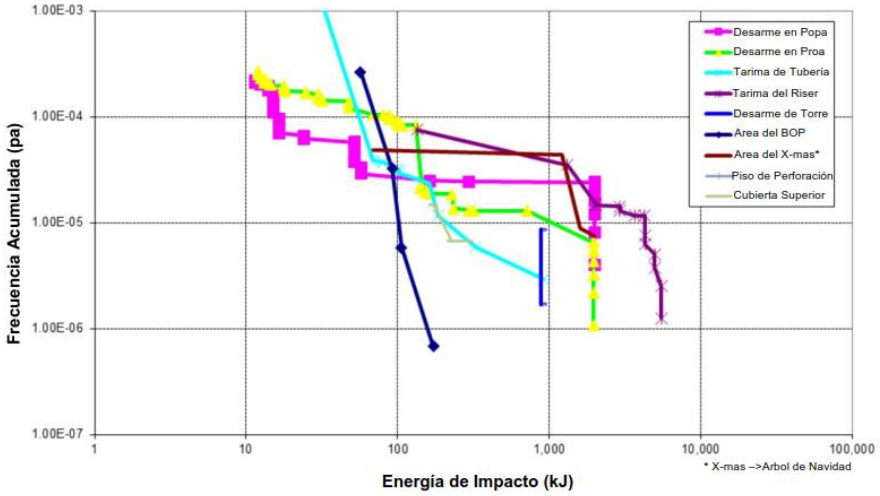
La interpolación anticipada de la curva del muro de LQ con colindancia al piso de perforación a una frecuencia de 1.05E-5 veces por año permite un valor de sobrepresión aproximado de 0.125 barg en esta ubicación. La LQ debe ser construida para soportar al menos una explosión que origine 0.125barg.

Estudio de Caída de Objetos

Se realizó un estudio de caída de objetos para el Deepwater Thalassa [7]. El objetivo de este estudio de caída de objetos fue evaluar el riesgo del impacto de la caída de cargas de las grúas principales y otros equipos para el manejo de materiales que pueda perforar la cubierta o dañar el personal a bordo del Deepwater Thalassa. Después de estimar el impacto de cada caída de objetos se determina su frecuencia. Se determino Diseño de carga accidental (DAL) para cada sección del barco de perforación y después se diseñaron los materiales estructurales para alcanzar las estimaciones del impacto de la carga dentro de la frecuencia especificada.

La tubería de perforación, riser, BOPs y árboles de navidad son algunos ejemplos de equipos que regularmente son elevados por las grúas y equipos de manejo de materiales durante las operaciones de perforación y mantenimiento. El programa de elevación para el proyecto fue usado para probar la frecuencia y la energía de impacto sobre nueve (9) áreas vulnerables donde se predijo elevación, tránsito y descarga de las cargas. Se realizaron las curvas de excedencia para la energía de la caída de objetos para cada área vulnerable para resultar en DALs para cada área de interés. Figura 4-10 muestra las curvas de excedencia.

Figura 4-10 Curvas de excedencia de la energía de impacto de la caída de objetos



Basados en DNV estándares fuera de costa DNV-OS-A101 (principios y acuerdos de seguridad) sec. 2 D103 y 104, La frecuencia de excedencia de la caída de objetos penetrantes de sus respectivas superficies no debe sobre pasar la ocurrencia de uno cada 10,000 años de operación. Los DALs mostrados en la tabla 4-23 fueron determinados a través del uso de las curvas de excedencia mostradas en el estudio la caída de objetos [7], interpolados a una frecuencia de 10-4 años. La estimación de la frecuencia estimada de caída de objetos para la cubierta superior, el área de almacén del árbol de navidad, el área de desarme de la torre de perforación y el área de almacén del riser fueron tan bajos que no se recomendó DAL. Se realizo un cálculo DAL en el piso de perforación dada la falta de estadísticas de frecuencia. Sin embargo, El DAL calculado para el piso de perforación no fue apto para el programa de levantamiento.

Tabla 4-23 DAL Recomendado

Area Vulnerable	DAL (kJ)
Área de desarme en proa	89
Área de cubierta superior	N/A*
Área de tubería	69
Área de quebrado del árbol de navidad	N/A*
Área de manejo de BOP	82
Área de desarme de la torre de perforación	N/A*

Area Vulnerable	DAL (kJ)
Área de almacén de Riser	N/A*
Área de desarme en popa	16
Piso de perforación	137**

*N/A o "No disponible" implica que una caída accidental en esa área es tan irregular para sugerir un DAL.
** La lingada está formada de tres collares con un peso de 3.11 toneladas cada uno y se asume que es liberada de una altura de 6 metros del piso de perforación.

Para mejorar el manejo de materiales costa fuera, se sugirió un dispositivo espacial de elevación. Objetos pesados como la araña, el tanque de combustible, bombas de lodos de alta presión, arietes del BOP, equipo de intervención, equipo para costa afuera, la cabeza del pozo y el árbol de navidad requerirían operaciones de elevación. Estas operaciones serán realizadas siguiendo los procedimientos de operación de los equipos de elevación de Transocean y después de realizar una evaluación de riesgo previa a la operación.

El resultado de calcular el DAL en el área de desarme de proa fue de 89 KJ. Los resultados del DAL para el área de almacén de tubería, el área de almacén del BOP y el área de desarme de popa fueron 69 KJ, 82 KJ y 16 KJ respectivamente. Los eventos de caída en la cubierta superior, el área de almacén del árbol de navidad, el área de desarme de la torre de perforación y el área de almacén del riser son tan poco frecuentes que para estas áreas no hubo resultado DAL. El DAL para el piso de perforación fue consultado de los lineamientos relevantes en lugar de un cronograma de levantamiento, debido a la falta de estática.

En el área de desarme en proa, el objeto con el mayor potencial de causar daños fue el tanque de almacenamiento del combustible para el helicóptero, En el cual es pesado (5.4 ton) y elevado frecuentemente (24 veces por año). La frecuencia de caída del tanque de almacén de combustible de helicóptero fue calculada en 1.3E-05.

La tubería de perforación transportada entre el almacén de tubería y la maquina alimentadora de tubería resultará en 1,680 elevaciones por año, lo cual es el programa de elevación más frecuente con una frecuencia de caída calculada de 6.20E-3 por año. Aunque esta frecuencia contribuye para incrementar el DAL en la cubierta de tubería (incluso después de considerar los beneficios del sujetador de garra) la energía de impacto fue calculada en 22 kJ, dicha energía es muy baja para perforar la cubierta de tubería.

EL segundo objeto que es elevado con más frecuencia es el riser (560 veces por año) después de la tubería de perforación, al ser muy pesado (27 toneladas) puede liberar grandes cantidades de energía (1,324 kJ) sobre la estructura/objeto que golpee en caso de que caiga. Los impactos en la cubierta del riser fueron analizados mientras que no se analizaron los impactos sobre el riser en anaqueles. Se asumió un sujetador dedicado para riser para reducir la frecuencia. La caída de un riser se asumió que ocurriría sobre los riser almacenados en la mayoría de los casos, en consecuencia, se reduce la frecuencia de golpear la cubierta de riser directamente dado que los impactos sobre el riser almacenado no fueron analizados. La frecuencia de caída en la cubierta de riser fue calculada para no exceder 10-4 años. Sin embargo, se encontró que las caídas en la cubierta de riser son tan poco frecuentes que no se obtiene un DAL.

Se analizo también las elevaciones en el área de desarme de popa, pero se determinó también, que la frecuencia de caída de objetos es muy baja como para obtener un DAL.

4.5 Evaluación del Riesgo

4.5.1 Tolerancia al Riesgo

Una clave principal de la administración de peligros basada en riesgos es que un riesgo no se puede eliminar completamente, el riesgo se debe reducir a un nivel tan bajo como sea posiblemente practico (ALARP, por sus siglas en inglés). Es ahí donde el riesgo es tolerable, porque ya se implementaron todas las medidas razonables y prácticas de reducción.

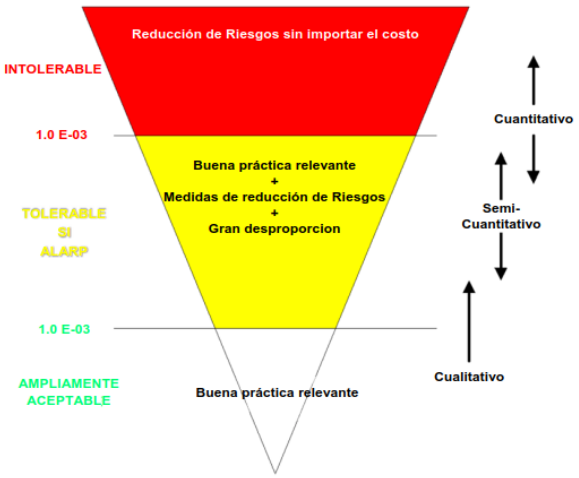
Como se explicó anteriormente, el MAHRA permite tres posibles resultados

- Ampliamente aceptado
- Tolerable ALARP
- Intolerable

Durante la evaluación ALARP el riesgo determinado como "tolerable ALARP" es revisado a fondo para determinar si el riesgo es ALARP. Lo que significa que se han tomado o se tomarán medidas para controlar el riesgo a un nivel en el que los costos y/o recursos asociados con medidas adicionales se consideren ampliamente desproporcionados con respecto a la reducción del riesgo lograda. Si el riesgo no se considera ALARP, se realiza una recomendación para una mayor reducción del riesgo, por ejemplo, otras barreras preventivas o atenuantes.

Transocean ha identificado un nivel de aceptación de riesgo para actuar como punto de referencia contra el cual se puede medir el desempeño (referirse a la figura 4-11).

Figura 4-11 Aceptación del Riesgo



La Compañía ha determinado que los niveles de riesgo mayores a 1 X 10-3, expresado como una fatalidad por año es inaceptable.

Los niveles de riesgo los son iguales o menores a 1 X10-6 expresados como una fatalidad por año, son considerados ampliamente aceptable.

Los niveles de riesgo que están entre estos dos rubros serán tolerables cuando se reduzca en cumplimiento con el principio ALARP.

La evaluación de riesgo asociada a cualquier peligro se considerará apropiada en términos de su complejidad y rigor tomando en cuenta su profundidad y su nivel de evaluación, desde una evaluación cuantitativa en el rango ampliamente aceptable hasta una evaluación de riesgo cuantificada en el rango de intolerable.

La compañía ha definido niveles de riesgo en los que considera como tolerables y en aquellos que considera como ampliamente aceptables.

Entre los niveles tolerables y los ampliamente aceptados esta la zona tolerable si ALARP, en la cual, incluso después de un resultado tolerable en la evaluación, está la responsabilidad de Transocean de buscar la reducción del riesgo tomando en cuenta los costos de cualquier medida que se tome. El objetivo es reducir tanto como sea posible el riesgo, pero una vez realizado, se debe realizar una evaluación de aceptación, se considerará no razonable requerir mejoras más costosas que las requeridas por los estándares. En consecuencia, los riesgos serán tolerables, y las consideraciones costo-beneficio cumplen a los riesgos que están en el rango tolerable si ALARP. Adicionalmente, el esfuerzo realizado para reducir el riesgo dentro de la región ALARP debe ser proporcional a nivel de riesgo.

EL riesgo debe ser ALARP para todos los equipos de perforación, pero es razonable esperar que para un equipo nuevo el principio de gran desproporción puede aplicar más allá de la región ALARP comparada con equipos más antiguos. Esta aproximación toma en cuenta los detalles del equipo de perforación cuando se realizó un QRA, incluyendo el modelo y vida útil del equipo de perforación. Por ejemplo, se distingue entre un equipo nuevo como “Tecnología de punta” en términos de seguridad, tecnología y administración de la seguridad y un equipo de perforación antiguo con varios años de operación el cual tiene tecnología y sistemas antiguos y con vida útil relativamente corta. Esto podría significar que procedimientos de operación estrictos sean usados en equipos más antiguos para alcanzar la reducción de riesgo dentro del área tolerable si ALARP.

4.5.2 Criterios y Significado de Revisión

Los criterios son definidos como valores y metas usados para evaluar o comparar el significado de un peligro, evento o riesgo identificado asociado para determinar la tolerabilidad. Estos pueden ser definidos tanto en términos cuantitativos como cualitativos.

Evaluación Cuantitativa de Riesgo (QRA)

Se realizo una Evaluación Cuantitativa del Riesgo (QRA, por sus siglas en inglés) para del Deepwater Thalassa [8]. El objetivo del estudio fue cuantificar el riesgo proveniente del barco de perforación de Transocean y comprarlo contra los criterios de tolerancia con la finalidad de asegurar que la cantidad de riesgo era de un nivel aceptable. También se cuantificaron la frecuencia de falla de las funciones de seguridad (SF) [8].

Eventos de accidentes mayores (MAEs) que podrían resultar en las instalaciones fueron identificados basándose en el HAZID global, el resultado del taller de registro de peligros y estadísticas histórica de accidentes. La tabla 4-24 muestra los MAEs considerados para la QRA.

Tabla 4-24 Descripción de Eventos de Accidentes mayores y su ubicación en el reporte

Identificación MAE	Descripción de MAE	Apéndice en el Reporte
MAE1	Dispersión de un gas toxico emitido por un reventón	C: Reventón y liberación del pozo
MAE2	Fuego/Explosión derivado de un reventón	C: Reventón y liberación del pozo
MAE3	Fuego/Explosión derivado de una liberación del pozo	C: Reventón y liberación del pozo
MAE4	Fuego/Explosión en el área de pruebas de pozo	D: Fuego/explosión en otra área que no sea el piso de perforación
MAE5	Fuego/explosión en los cuartos de temblorinas	D: Fuego/explosión en otra área que no sea el piso de perforación
MAE6	Fuego en el cuarto de motor	D: Fuego/explosión en otra área que no sea el piso de perforación
MAE7	Fuego en el cuarto de almacenamiento de energía	D: Fuego/explosión en otra área que no sea el piso de perforación
MAE8	Pérdida total por colisión del buque	E: Colisión del barco
MAE9	Inundación del cuarto de maquinaria en proa	E: Colisión del barco
MAE10	Caídas de objetos	F: Otros accidentes mayores
MAE11	Accidente de Helicóptero	F: Otros accidentes mayores
MAE12	Peligros ocupacionales	F: Otros accidentes mayores

La frecuencia de los eventos iniciales fue extraída de las estadísticas de los eventos mientras que las consecuencias correspondientes fueron derivadas a través de un árbol de análisis del evento. Dadas las incertidumbres del pozo, se calcularon dos grupos de frecuencias para el MAEs dependiendo de las características de la formación: uno grupo para depósitos de gas y el segundo grupo para otros depósitos que son solo petróleo.

El FAR (tasa de accidentes fatales) fue calculada para cada MAEs tanto para los escenarios de petróleo como para gas. El FAR es calculada mediante la estimación de un número total de fatalidades del personal por cada 100 millones de horas hombre trabajadas. La figura 4-12 y la figura 4-13 muestra la porción actual de FAR para cada MAE tanto para el escenario basado en yacimiento de petróleo como para el escenario basado en yacimiento de gas, respectivamente.

Figura 4-12 Contribución de FAR al Modelo Base a Yacimiento de Gas

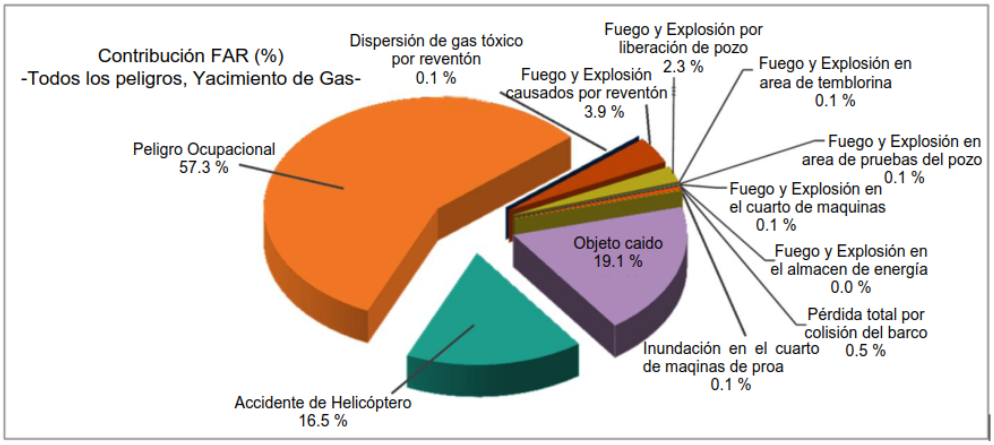
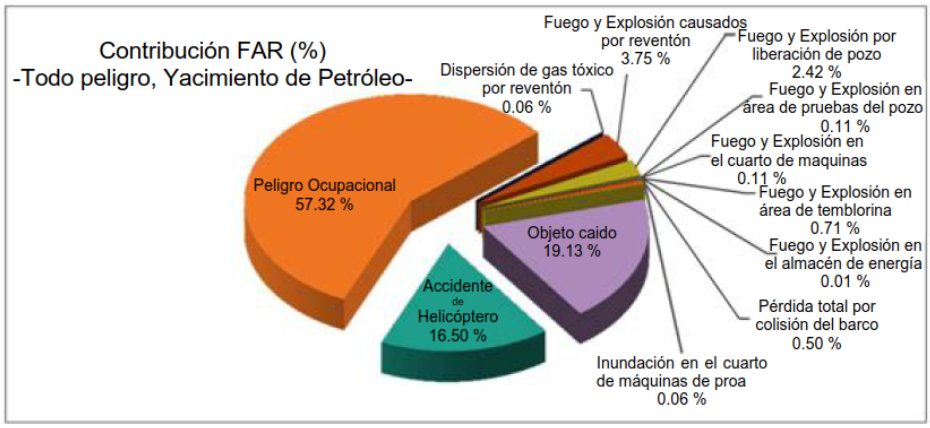


Figura 4-13 Contribución de FAR al Modelo Base a Yacimiento de Petróleo



El FAR total debe ser menor que 10. Se estimó en 3.39 el FAR para Deepwater Thalassa tanto para el modelo de yacimiento de gas como para el modelo de yacimiento de petróleo, y es por eso por lo que satisface el criterio de tolerancia de riesgo con respecto a FAR.

El PLL (Perdida de vida potencial) es un estimado del número de fatalidades, del personal a bordo (POB), potenciales esperadas en un año. El PLL calculado para el Deepwater Thalassa dio como resultado 0.0579 fatalidades potenciales por año.

Una SF (función de seguridad) es una medida física usada para reducir la probabilidad de que un peligro se transforme en un accidente o un medio para proporcionar límites a las consecuencias de un accidente particular. Se seleccionaron 5 funciones de seguridad, basándose en NMA 1239/93 párrafo 21. La tabla 4-25 muestra la frecuencia de falla de cada SF.

Tabla 4-25 Frecuencia de falla de las funciones de seguridad

Tipo de Yacimiento	SF1 Ruta de escape	SF2 Refugio temporal	SF3 Estructura de soporte	SF4 Sistema de evacuación	SF5 Sistemas vitales
Yacimiento de petróleo	6.01E-05	1.14E-05	2.80E-05	4.87E-05	5.50E-05
Yacimiento de gas	5.75E-05	1.27E-05	2.80E-05	5.49E-05	4.93E-05

El NORSOK Z-103 estipula que la frecuencia de falla de una SF no puede exceder 10^{-4} años. La frecuencia de falla mayor es SF1 la cual es la ruta de escape, con un rango de 6.01E-05 veces por año para un brote de petróleo. Dado que la frecuencia de falla mayor de una SF es menor que el límite superior 10^{-4} años, todas las demás SF cumplen con el criterio de falla.

Cada locación tiene diferentes frecuencias para los eventos con potencial de ser fatales, como resultado de MAEs, este resultado se conoce como LSIR (Riesgo especifico de una locación individual). El IRPA (Riesgo individual por año) es el riesgo de fatalidades para una sola persona expuesta a todos los peligros identificados en todas las áreas de trabajo en un año. El IRPA es calculado para cada grupo de trabajo y después se compara contra el criterio ALARP de Transocean para asegurar que el riego para todos los grupos de trabajo es tolerable.

Tabla 4-26 IRPA para Grupo de Trabajadores

Tipo de Yacimiento	Perforador	Perforación	Mantenimiento	Marino
Yacimiento de Petróleo	1.16E-04	1.16E-04	1.03E-04	8.57E-05
Yacimiento de Gas	1.20E-04	1.15E-04	1.02E-04	8.57E-05

Los criterios ALARP para los documentos de Transocean establecen que el número de fatalidades por año para un grupo particular de trabajadores es intolerable si es mayor que 1.0E-03. El grupo que está más expuesto a peligros es el equipo en el piso de perforación, se encontró que tiene un IRPA de 1.20E-04 en un yacimiento de gas, el cual está dentro de los lineamientos y por lo tanto se considera tolerable/aceptable.

Evaluación de ALARP

Se realizó un taller/evaluación ALARP (tan bajo como sea razonablemente práctico) para Deepwater Thalassa el día 10 de Junio de 2015 en las oficinas de Transocean en Houston, como un estudio separado después del MAHRA. En la evaluación del Deepwater Thalassa ALARP [4] se proporciona una descripción exhaustiva del alcance, la metodología y los resultados de la evaluación.

Los participantes de ALARP se muestran en la tabla a continuación e incluyen representantes de Transocean y Shell. El taller fue facilitado por un experimentado consultor externo, ERM:

Tabla 4-27 Participantes del ALARP

Nombre	Título/Posición	Experiencia en el Sector Petrolero (años)	Compañía
Ryan Shahan	Asesor OI	9	Transocean
Kris Hall	OMC Senior	9	Transocean
Yaneira Saud	HSE App	15	Shell
Ricardo Lopez	HSE Nuevas Construcciones	8	Shell
Mike Humphries	Gerente de Proyecto Equipo de Perforación de Aguas Profundas	37	Shell
Joseph Murphy	Gerente HSE	26	Shell
Jason Wilson	Gerente OI	23	Transocean
Marc Cleaver	Asesor Técnico Nuevas Construcciones	34	Transocean
Leon Landreneau	Toolpusher Senior	28	Transocean
Andrew Leblanc	Toolpusher	16	Transocean
Paul King	Gerente Equipo de Perf.	13	Transocean
Kurt Trahan	Capataz de Perforación	31	Shell
Stephen Shaw	Facilitador	32	ERM
Suresh Yelisetty	Escriba	6	ERM

Como se describe en 4.2.2 SHIDAC Paso 2 - Evaluar el riesgo del caso de HSE, el MAHRA permite tres resultados:

- Ampliamente aceptable
- Tolerable si ALARP
- Intolerable

Durante la evaluación ALARP, los resultados del MAHRA se revisan para confirmar si el riesgo ha sido evaluado como ALARP. Si es necesario, se pueden revisar datos o información adicional para respaldar la decisión de ALARP.

La demostración ALARP se logra a través de un proceso estructurado, mediante el cual se utiliza una jerarquía de medidas como el marco en el que se consideran las posibilidades de nuevas opciones de reducción de riesgos. Cuando no se puedan identificar otras opciones de riesgo factibles basadas en el juicio de ingeniería, las lecciones aprendidas y la práctica de la industria, se puede considerar que el riesgo se ha reducido a ALARP.

Las entradas de las FSA y los bow-ties de MAHRA desarrolladas para Deepwater Thalassa se utilizaron para intercambiar ideas sobre cualquier otra opción de reducción de riesgos.

Las hojas de trabajo de ALARP se completaron durante el MAHRA para cada Peligro de Accidente Mayor (MAH, por sus siglas en inglés). Estas hojas de trabajo se utilizaron posteriormente como un indicativo durante el taller ALARP. Las medidas de control clave se categorizaron de acuerdo con las siguientes opciones de reducción de riesgos:

- Eliminación (o sustitución).
- Separación.
- Prevención de eventos potenciales (pérdida de control).
- Prevención de ignición.
- Control de la magnitud de las consecuencias.
- Detección.
- Mitigación del impacto.
- Recuperación (respuesta de emergencia y planificación de contingencia).

Para cada TAC, el escenario de riesgo se cumplió en base a los diagramas de bow-tie desarrollados como parte del MAHRA de Deepwater Thalassa, se discutieron durante el taller ALARP. El equipo del taller consideró otras posibles opciones de riesgo.

El Deepwater Thalassa es un buque de perforación de nueva construcción y alta especificación construido para cumplir con los códigos y normas. La utilización de buenas prácticas, la aplicación de los principios de seguridad en el diseño y la implementación de las acciones / recomendaciones resultantes de los extensos estudios formales de seguridad emprendidos, ha resultado en un diseño en el cual todas las amenazas identificadas son bien prevenidas y mitigadas.

Un equipo de taller de ALARP con más de 250 años de experiencia combinada en el campo petrolero revisó los controles de riesgo MAH asociados con las operaciones del Deepwater Thalassa y los encontró adecuados. Se sugirieron otras medidas de reducción del riesgo y se evaluaron su viabilidad utilizando la jerarquía de control como marco. Con las recomendaciones adicionales, el taller concluyó que los riesgos residuales de MAH asociados con Deepwater Thalassa se han reducido a ALARP. Se pueden encontrar más detalles en la evaluación Deepwater Thalassa ALARP [4].

4.5.3 Interrelación de los Principales Peligros y Eventos (por ejemplo, el principio de Domino)

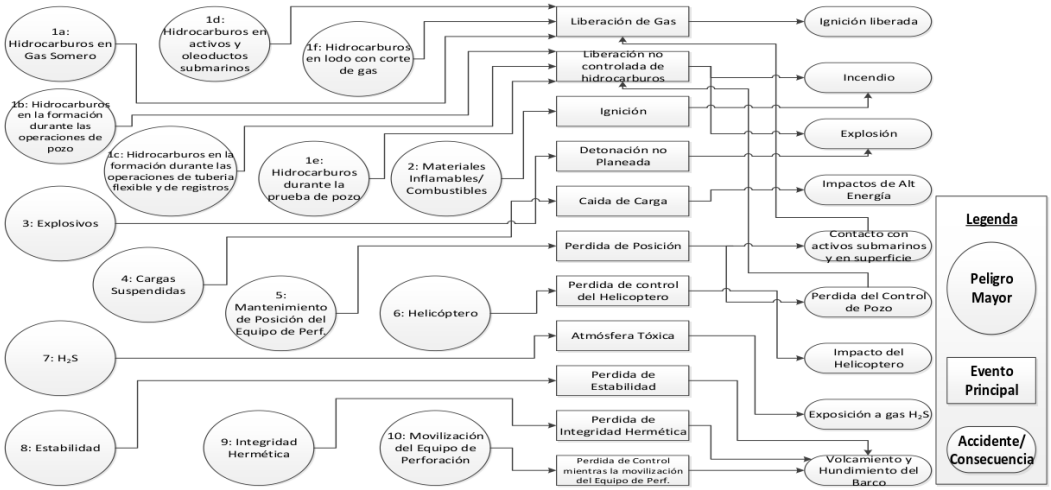
La clasificación de riesgo HSE para todos los riesgos se realizó en el taller Registro de peligros. La clasificación de riesgos de cada consecuencia relacionada con los TAC se hizo en el MAHRA. Estos estudios se describen con más detalle en el apartado 4.4.2 Criterios de selección.

La evaluación de cada uno de los principales accidentes se realiza a través de un proceso de evaluación de riesgos dentro de la evaluación QRA y ALARP. Los criterios utilizados se describen con mayor detalle en el encabezado 4.5.2 Criterios y significación de la detección.

Un TAC rara vez da como resultado un único evento aislado. Los incidentes generalmente consisten en una cadena de eventos relacionados entre sí (por ejemplo, una carga que cae de una grúa rompe los tanques de combustible que a su vez se incendian, etc.). El propósito del análisis de TAC consiste en identificar cómo se pueden desarrollar los peligros y escalar a los sistemas circundantes.

Es necesario comprender esta interrelación del TAC y los eventos de escalada asociados para garantizar una evaluación precisa de las posibles consecuencias y el riesgo. Esta interrelación se muestra en la siguiente página en la Figura 4-14

Figura 4-4 Interacción de MAH



4.6 Tratamiento del Riesgo.

A medida que se lleva a cabo el proceso de selección e implementación de medidas para modificar el riesgo, las acciones para el tratamiento del riesgo incluyen lo siguiente:

1. Evasión de riesgos: la acción de retirarse o no participar en una situación de riesgo.
2. Optimización del riesgo: el proceso de minimizar lo negativo y maximizar las consecuencias positivas y/o las frecuencias respectivas.
3. Transferencia de riesgo: compartir con otra parte la carga de la pérdida o el beneficio de la ganancia del riesgo y las medidas para reducir el riesgo.
4. Retención de riesgos: la aceptación de la carga de la pérdida o el beneficio de la ganancia del riesgo, ya que el riesgo rara vez se puede reducir a cero.

El proceso de tratamiento de riesgos debe ser jerárquico en su aplicación, lo que significa que se debe dar prioridad a la prevención de riesgos.

Además, esta sección describe las principales barreras de peligro que se finalizaron durante la evaluación de riesgos de accidentes graves (MAHRA).

En la figura 4-15 se muestra una descripción general de las principales barreras de peligro en relación con el proceso de administración de riesgos de Transocean.

Figura 4-15 Proceso de Administración de Riesgos de Transocean



Una barrera de peligro mayor es una barrera física, de procedimiento o humana que está destinada a prevenir la liberación de un peligro mayor o mitigar un accidente grave.

Las principales barreras de peligro fueron evaluadas o se agregaron más durante el MAHRA al examinar su papel en la prevención de accidentes mayores. Una descripción general del proceso

MAHRA se describe en el encabezado 4.2.2 SHIDAC Paso 2 - Evaluar el riesgo. El MAHRA específico de la plataforma se resume en el título 4.4.2 Criterios de selección.

Hay tres tipos de barreras peligrosas principales:

- Barreras populares: es decir, personas competentes que realizan de manera efectiva actividades de seguridad crítica y / o toman medidas críticas de seguridad.
- Barreras de la planta: es decir, sistemas críticos de seguridad efectivos.
- Barreras de proceso: es decir, procedimientos críticos de seguridad claros y concisos.

4.6.1 Barreras Personales

Una Barrera Personal es alguien que realiza con eficacia actividades de seguridad crítica y/o toma medidas críticas de seguridad. Estas barreras a menudo también se denominan barreras humanas.

Las barreras personales utilizadas durante el MAHRA se relacionan principalmente con puestos de trabajo que se han determinado como críticos en otras partes del sistema de administración de la compañía y/o actividades (como la lucha contra incendios) que requieren capacitación y experiencia específicas.

Cada persona en uno de estos puestos (y personal en funciones de desarrollo para estos puestos, por ejemplo, asistente de perforación) reciben capacitación y evaluación regularmente como parte del Sistema de Administración de Aseguramiento de Competencias (CAMS) de la Compañía, incluido el Entrenamiento en el Trabajo (OJT) y requisitos de módulos y licencias marinas. La evaluación se lleva a cabo dentro y fuera de la costa e incluye una demostración teórica y práctica de la competencia frente a un conjunto definido de criterios de rendimiento.

Además, hay una serie de barreras personales relacionadas con la capacitación, los ejercicios y la experiencia. El cumplimiento de los requisitos internos, como la Matriz de capacitación mundial y los requisitos para simulacros de emergencia, etc., se registran, se monitorean y se monitorean dentro del Sistema de Administración Global (GMS).

4.6.2 Barrera de Planta

Una barrera de planta es un Sistema de Seguridad Crítica. Estas barreras a menudo también se denominan Barreras físicas.

El enfoque de Transocean para la identificación de Sistemas Críticos de Seguridad (SCS) está alineado con las filosofías de integridad de activos y gestión de riesgos operativos de la Asociación Internacional de Contratistas de Perforación (IADC) y otras organizaciones como la Asociación Internacional de Productores de Petróleo y Gas (OGP). Este enfoque reconoce que la seguridad crítica se puede aplicar en diferentes niveles de jerarquía de equipos. Por ejemplo:

- Un solo componente puede ser crítico para el funcionamiento y el rendimiento adecuados de un equipo (por ejemplo, los sellos del ariete en un preventor de ariete BOP);
- Una pieza de equipo puede ser crítica para el funcionamiento y rendimiento adecuados de una pieza de equipo más grande (por ejemplo, un dispositivo antirrobo dentro de una pila de BOP);

- Una pieza más grande de equipo puede ser crítica para el funcionamiento y rendimiento adecuados de un sistema más grande (por ejemplo, una pila BOP dentro de todo el sistema BOP).

El último ejemplo reconoce que los sistemas de plataforma, como el sistema BOP, incorporan redundancia, para múltiples preventores de ariete.

Los tres enfoques se manejan dentro de Transocean. Sin embargo, con respecto a la gestión de riesgos mayores, se aplica el ejemplo final.

Transocean define un Sistema crítico de seguridad como: algo que, si falla, podría causar o contribuir sustancialmente a un accidente grave, o un Sistema, cuyo propósito es prevenir o mitigar un Accidente Mayor.

La clave de esto es la inclusión del término "Accidente grave". Según la definición de Transocean, esto se refiere a un evento que puede causar múltiples lesiones graves o muertes, daños importantes en la plataforma o el medio ambiente, o la pérdida del equipo de perforación. Por lo tanto, los elementos de equipos que son críticos para la seguridad con respecto a la seguridad personal / ocupacional (por ejemplo, un arnés de seguridad o cabrestante manual) no se consideran Sistemas de Seguridad Crítica en este contexto. Como tal, no se considera el equipo que, aunque importante y con procesos de gestión rigurosos, pero que no cumple directamente con los requisitos de la definición anterior.

Usando la definición anterior y el conjunto de reglas, las Barreras de Planta usadas durante el MAHRA se consideran Sistemas de Seguridad Crítica. Donde hay piezas adicionales de equipos que no son parte de un Sistema Crítico de Seguridad, pero se considera que proporcionan un rol de soporte, se han identificado como Barreras de Proceso.

Listado de Sistemas de Seguridad Crítica

La Tabla 4-28 enumera los Sistemas críticos de seguridad identificados (SCS) según corresponda a las plataformas de perforación DP operadas por Transocean. En la tabla se incluye una lista de los estándares de rendimiento aplicables, así como el encabezado específico del caso de HSE donde se puede encontrar cada SCS.

Tabla 4-28 Sistemas de Seguridad Críticos Actuales.

Sistema de Seguridad Crítica	Deepwater Thalassa	Estándar de rendimiento de Transocean
Sistemas que pueden causar o prevenir accidentes graves		
Sistema de lastre	✓	10101
Sistema de amarre	✓	10201

Sistema de Seguridad Crítica	Deepwater Thalassa	Estándar de rendimiento de Transocean
Sistema de lodo de baja presión (LP)	✓	10302
Sistema de lodo de alta presión (HP)	✓	10303
Unidad de Cemento	✓	10304
Equipo Seguro (Ex)	✓	10401
Estructura de la plataforma	✓	10502
Puertas herméticas, escotillas y válvulas	✓	10507
Puertas y escotillas estancadas a la intemperie	✓	10509
Sistema de Remolque	✓	10601
Sistema de remolque ventilación del área de procesamiento de fango	✓	10701
Pila de BOP	✓	10802
Sistema de riser marino	✓	10808
Sistema de estrangulación y muerte	✓	10809
Sistema de desvío	✓	10811
Sistema de separación de lodo/gas	✓	10813
Sistema de instrumentación de Perforación	✓	10901
Sistema de navegación y obstrucción	✓	11001
Estación meteorológica	✓	11101
Sistema de Seguridad de la cubierta de la grúa	✓	11401
Sistema de posicionamiento dinámico	✓	11701
Sistema de administración de energía	✓	11702
Sistema de propulsión del propulsor	✓	11703
Sistemas que pueden detector accidentes mayores		
Sistema de detección de fuego	✓	20101
Sistema de detección de gas HC	✓	20200
Sistema de detección de gas H2S	✓	20300
Sistema de detección de inundaciones	✓	20400
Sistemas que mitigan o controlan accidentes mayores		
Sistema principal de fuego	✓	30101

Sistema de Seguridad Crítica	Deepwater Thalassa	Estándar de rendimiento de Transocean
Sistema de lucha contra incendios del Helipuerto	✓	30103
Sistema de diluvio de piso de taladro	✓	30104
Sistema de alojamiento de rociadores		
Sistemas fijos de extinción de incendios	✓	30107
Dispositivos portátiles para combatir incendios	✓	30108
Equipo de bomberos	✓	30110
Límites de fuego	✓	30201
Sistema de canaletas	✓	30301
Sistema de comunicación de emergencia	✓	30401
Sistema de alarma de dirección publica	✓	30404
Sistema de Seguridad de elevación de piso de perforación	✓	30501
Sistema de compensación de movimiento	✓	30502
Rutas de escape TR	✓	30601
Refugio temporal	✓	30603
Sistema de parada de emergencia (ESD)	✓	30700
Sistema de ventilación de espacios de maquinaria	✓	30701
Sistema de ventilación de espacios de maquinaría	✓	30704
Sistema de liberación de Amarre de emergencia		
Generador de emergencia	✓	31001
Sistemas de escape, evacuación y rescate		
Helipuerto	✓	30802
Sistema de bote salvavidas	✓	30803
Sistema de balsa salvavidas	✓	30901
Escalera de escape al mar	✓	30902
Trajes de inmersión		
Chalecos salvavidas marinos	✓	30904

Sistema de Seguridad Crítica	Deepwater Thalassa	Estándar de rendimiento de Transocean
Paquetes de escape	✓	30905
Contenedor de espera ERRV	✓	40100
Sistemas de terceros (temporales)- según corresponda		
Paquete de prueba de pozo		
Sistema de registro de lodo	✓	40402
Sistema de Seguridad de H2S de terceros	✓	40501
Sistema de tubería flexible	✓	40600
Sistema de registro por cable	✓	40700
Interfaz Transocean con Sistema ESD de clientes	✓	40800
Sistema de buceo		

Los Sistemas críticos de seguridad se administran siguiendo los requisitos de las Políticas y procedimientos de mantenimiento [15] relacionados con estas barreras en Sistema de administración del pozo (RMS). Estos requisitos se resumen en las normas de rendimiento respectivas enumeradas anteriormente en la Tabla 4-28.

4.6.3 Barreras de Proceso

Las barreras de proceso utilizadas durante el MAHRA se relacionan con un conjunto de procedimientos que se consideran críticos para la seguridad. Estas barreras a menudo también se denominan Barreras Procesales. Todas las Barreras de Procesos se asignan a una política o requisito del Sistema de administración de la Compañía contenido en los siguientes:

- Manual de gestión de activos.
- Manual de encuestas y certificados.
- Políticas y procedimientos de operaciones.
- Manual de control de pozos.
- Procedimientos de cumplimiento marítimo.
- Política y procedimientos de recursos humanos.
- Políticas y requisitos de salud y seguridad.
- Políticas y requisitos de auditoría y cumplimiento.
- Procedimientos de operaciones en el campo de aguas profundas.

- Políticas y requisitos medioambientales.
- Políticas y requisitos de seguridad y emergencia.
- Sistema de Administración de Aseguramiento de Competencias.
- Plan de seguridad y respuesta a emergencias específico de la plataforma.
- Manual de operaciones marinas específicas de la plataforma.
- Plan de emergencia para la contaminación por hidrocarburos a bordo de plataformas específicas.

4.6.4 Jerarquía de Riesgos

La demostración de ALARP se logra a través de un proceso estructurado, mediante el cual se utiliza una jerarquía de medidas como el marco en el que se consideran las posibilidades de nuevas opciones de reducción de riesgos. El marco utilizado es:

- Determinar si la tarea debe realizarse en ese momento.
- **Eliminación** del riesgo, eliminando el peligro.
- **Separación** de personal de la exposición al peligro.
- Prevención de la posible pérdida de contención del peligro.
- Prevención de **ignición.**
- Mejora la **detección** del evento.
- Control de la **magnitud** de las consecuencias.
- **Mitigación** del impacto/consecuencia de un evento en las personas, el medio ambiente o los activos.
- Mejora la **recuperación** del impacto.

Los controles de ingeniería (equipo/planta) generalmente se prefieren sobre los controles de procedimiento (proceso) y los controles administrativos (supervisión y requisitos generales).

4.6.5 Estrategias de Optimización de Riesgos

La optimización del riesgo se refiere a encontrar un equilibrio entre el riesgo negativo y los beneficios de la operación o actividad y entre la reducción del riesgo y el esfuerzo aplicado. Transocean aplica una variedad de prácticas de HSE y administración de riesgos a nivel global en toda la empresa para que pueda optimizar el riesgo y alcanzar niveles de riesgo residual que sean tolerables.

Primero se examina el riesgo a través del Registro de peligros, MAHRA y otras FSA. Luego, se evalúa el riesgo a través de la evaluación QRA y ALARP, finalmente, el riesgo se optimiza para brindar protección suficiente a las personas, el medio ambiente y los activos.

Lo que finalmente se usa para administrar los riesgos de manera efectiva y evitar que ocurran accidentes importantes es una serie de barreras entre personas, barreras de plantas y barreras de proceso descritas al comienzo del gráfico 4.6. Las barreras de las personas se gestionan a través de una capacitación adecuada del personal y mejorando constantemente los programas de capacitación y la competencia de los trabajadores. Las barreras de plantas se gestionan a través de varios estándares de rendimiento y actividades de inspección, mantenimiento y prueba programadas y registradas en Sistema de Administración del Pozo (RMS). Las barreras al proceso se mantienen revisando y reforzando periódicamente los diversas guías, manuales y procedimientos documentados en el Sistema de Gestión de la Compañía Transocean.

El Sistema de Administración de HSE se describe en la Parte 2 de este Caso de HSE, y la Supervisión del rendimiento se describe en la Parte 6 de este Caso de HSE. Los sistemas y procedimientos descritos en estas partes del Caso de HSE son algunos de los medios utilizados para gestionar las diversas barreras de personas, plantas y procesos que existen. Al administrar estas barreras, la frecuencia de incidentes se mantiene en un nivel mínimo que se considera ALARP.

Fuera de las FSA y los criterios de selección utilizados, Transocean busca mantener constantemente barreras/controles con un alto nivel de efectividad. Durante el MAHRA, la efectividad de la barrera se definió como desconocida, buena o muy buena. En general, las barreras con efectividad desconocida son administradas por terceros. Las barreras gestionadas por Transocean se mantienen al menos con un buen nivel de eficacia. Existen buenas barreras y se usan> 75% de las veces, mientras que existen barreras muy buenas que se usan> 95% del tiempo. Se determinó que tanto las barreras buenas como las muy buenas tenían al menos un 95% de efectividad.

Una de las herramientas de optimización utilizadas para maximizar la efectividad de los detectores de incendios y gases es un estudio de mapeo de detectores de incendios y gases. Este estudio se detalla a continuación.

Estudio de Mapeo de Detectores de Fuego y Gas

Se realizó un estudio de mapeo de detectores de incendios y gases para Deepwater Thalassa en abril de 2015 [9]. El estudio revisó el diseño existente del detector de fuego y gas y el porcentaje estimado de cobertura utilizando la herramienta de software computacional 3D de LR, FIGARO3D. Se propusieron alternativas para la colocación de detectores en áreas con poca cobertura del detector, de modo que la cobertura calculada del detector podría cumplir con las especificaciones de Shell DEP para detectores de incendio y gas [10]. Las especificaciones requieren al menos un 90% de cobertura de detección por un solo detector y un 85% por dos o más detectores en las áreas definidas.

Los tipos de detectores evaluados fueron llama / infrarrojo visible, hidrocarburo, H2S, calor y humo. Los detectores de llama infrarroja de espectro múltiple tienen un campo de visión horizontal de 90 ° y un campo de visión vertical de 75 °. Los detectores de hidrocarburos y H2S son detectores de puntos y se supone que pueden detectar cualquier descarga dentro de una esfera de 5 metros de diámetro alrededor del detector. Los detectores de calor y humo también son detectores de puntos y su ubicación se evaluó de manera cualitativa a través de la Agencia

Nacional de Protección contra Incendios (Agencia Nacional de Protección Contrafuego, NFPA) 72 Código Nacional de Alarmas y Señales de Incendio.

Los resultados se presentaron para cada zona objetivo como mapas de cobertura codificados por colores y como tablas que indican el porcentaje de cobertura de uno o más detectores. Cada vez que se dispara un detector, se activa una alarma. Cada vez que se disparan dos o más detectores, las acciones de seguridad se activan automáticamente en la zona afectada, seguidas de una megafonía y una alarma general. También se tabuló el porcentaje de cobertura de las áreas con alarma o acción de seguridad requerida. En total, se agregaron cinco detectores de llamas y cuatro detectores de humo / múltiples para mejorar las probabilidades de detección. La Tabla 4-29, la Tabla 4-30 y la Tabla 4-31 muestran un resumen de los resultados del estudio de Mapeo de Detector de Gas y Fuego [9].

Tabla 4-29 Resumen de resultados de Detectores de Llama/ IR

Área	Conteo de detectores		Cobertura – un detector		Cobertura – Dos o más detectores	
	Existente	Advertencia	Existente	Advertencia	Existente	Advertencia
Mesa rotaria	2	2	83%	92%	0%	54%
Múltiple de matar y estrangulador	1	3	4%	91%	0%	72%
Cuarto de temblorinas	2	4	34%	87%	33%	52%
Tanque de proceso de lodo	2	2	82%	89%	32%	64%
Área de tratamiento y secado de recortes	1	2	29%	95%	0%	90%
Apertura de Moon pool	2	2	91%	91%	47%	47%
Total	10	15	-	-	-	-

Tabla 4-30 Resumen de resultados Detectores de Hidrocarburos (HC) y H_2S

Área	Conteo de detector*		Cobertura* Un detector	
	HC	H_2S	HC	H_2S
Mesas rotarias	3	3	100%	100%
Múltiple de matar y estrangulador	1	1	100%	100%
Sala de temblorinas	3	3	100%	100%
Área de caja de desvío	1	1	100%	100%
Tanque de proceso de lodo	2	1	100%	100%
Múltiple de matar y estrangulador	1	1	100%	100%
Sala de hidráulica BOP	1	1	100%	100%
Apertura de moonpool	2	2	100%	98%
Total	14	13	-	-

*El recuento de detectores y la cobertura son para arreglos existentes y recomendados.

Tabla 4-31 Resumen de los detectores de calor y humo

Área	Calor Conteo de detector		Detector de Humo Multi Conteo	
	Existente	Advertencia	Existente	Advertencia
DCR, MWD/LWD	-	-	4	4
Cuarto del módulo de Derrick HVAC	-	-	3	4
Cuarto AHC HPU	-	-	1	2
Cuarto de temblorinas	3	3	-	-
Sala eléctrica del módulo Torre de Perforación	-	-	2	3
Tanque de proceso de lodo	-	-	3	3
Sala de hidráulica BOP	-	-	3	3
Múltiple de matar y estrangulador	3	3	-	-
Taller para equipo submarino	1	1	-	-
Taller POD	1	1	-	-

Oficina submarina	-	-	1	2*
Habitación amarilla CCU	-	-	1	1
Habitación azul CCU	-	-	1	1
Total	8	8	19	23*

* Si la longitud diagonal de la oficina submarina excede los 12.74 metros, dos detectores de humo deberían estar dispuestos para esa habitación.

4.6.6 Resumen de los Límites de Operación (SOOB) - Operaciones Combinadas

Un Resumen de Límites de Operación (SOOB) para operaciones simultáneas o combinadas se incluye como Adjunto 4-4. El SOOB también define las limitaciones de las actividades durante los períodos en que un sistema de seguridad crítica no está disponible debido, por ejemplo, a fallas o mantenimiento. Las restricciones identificadas en las operaciones se consideran mínimas y es posible que se requieran restricciones adicionales durante el curso del programa de perforación.

Ciertas operaciones simultáneas tienen limitaciones o restricciones debido a un mayor riesgo de continuación de ambas simultáneamente. Las restricciones a las operaciones concurrentes o simultáneas se abordan en las reuniones de Control de trabajo donde el Capitán / OIM debe referirse al SOOB antes de aprobar operaciones concurrentes o simultáneas. Por ejemplo:

Las operaciones de helicópteros y el uso de equipos de radio / comunicación deben suspenderse mientras se utilizan cargas explosivas durante las operaciones de registro y prueba de pozos. También se pueden aplicar restricciones adicionales al funcionamiento de otros equipos si es necesario. Los requisitos exactos son específicos de la situación y deben ser abordados por el ingeniero responsable antes del armado de los explosivos.

El trabajo caliente requiere un permiso para trabajar en todo momento. La autorización de este permiso para trabajar considerará los posibles efectos del trabajo caliente en otras operaciones. El trabajo en caliente está restringido cuando se perfora a través de una zona de gas poco profunda y durante las pruebas de pozos.

Los servicios de perforación y pozos pueden requerir suspensión durante períodos de clima extremo. De manera similar, las operaciones de carga / descarga de embarcaciones pueden requerir suspensión. Los requisitos exactos son específicos de la situación y requerirán ser evaluados por el Capitán / OIM, según los pronósticos del clima.

Las operaciones de grúas deben restringirse o suspenderse en el aterrizaje y despegue de helicópteros.

4.7 Aceptación del Riesgo

Mediante la compilación de varios archivos y la documentación de los procesos, Transocean ha demostrado lo siguiente:

- Se tomaron todas las medidas razonables o se están tomando, para garantizar que los riesgos de HSE se hayan reducido a un nivel tolerable en el Deepwater Thalassa mediante el uso del Registro de peligros, MAHRA, FSA, la QRA y la evaluación ALARP;

- Se aplicarán procesos rigurosos como la Planificación de Tareas y Evaluación de Riesgos y START para identificar los peligros potenciales;
- Se han identificado y se seguirán identificando, evaluando y administrando los riesgos asociados con estos peligros (tanto los principales como los riesgos en el lugar de trabajo) a un nivel tolerable.

4.8 Comunicación de Riesgos

La comunicación de riesgos es "el intercambio o distribución de información sobre el riesgo entre el responsable de la toma de decisiones y otras partes interesadas". Esta información se relaciona con la existencia, naturaleza, forma, probabilidad, gravedad, aceptabilidad y tratamiento del riesgo. La información de HSE está disponible y se comunica adecuadamente a todo el personal a bordo de Deepwater Thalassa, incluidos contratistas de terceros, clientes y subcontratistas del cliente para garantizar que estén adecuadamente informados de los problemas de HSE, con el fin de mejorar el conocimiento y el rendimiento de HSE. Los aspectos clave de la comunicación de riesgos se discuten en las siguientes secciones.

4.8.1 Alcance de Operaciones de Transocean

El alcance de las operaciones de Transocean incluye documentación para ayudar a comunicar eventos accidentales, riesgos, barreras y medidas de recuperación a la fuerza de trabajo. Para el Deepwater Thalassa, esta información se incluye en el Registro de Peligros (Adjunto 4-1), Diagramas de bow-tie de riesgo de accidente mayor (Adjunto 4-2), Evaluación de riesgos de compartimentos (Adjunto 4-3), materiales de capacitación y una cantidad de peligros detallados, informes de identificación y evaluación. Se incluyen más detalles en el encabezado 6.4 y el Adjunto 6-1 Matriz SCA y Hojas SCA.

Además, hay aspectos específicos de la ubicación que deben abordarse como parte del documento puente del Cliente, ya que no pueden ser cubiertos completamente por el alcance de la operación de Transocean.

4.8.2 Comunicación de la Fuerza de Trabajo a la Alta Dirección del Contratista de Perforación

Transocean promueve activamente un entorno para garantizar que toda la fuerza de trabajo participe formalmente en la promoción de la gestión HSE a través de una serie de reuniones y mecanismos. Estos mecanismos se han implementado para garantizar que todos los problemas de seguridad se planteen, registren y cierren adecuadamente. Uno de estos mecanismos es conversación START. Todo el personal debe participar en las conversaciones START.

Las reuniones del Comité Directivo de HSE se llevan a cabo a nivel corporativo, de centro operacional, de instalación y de instalaciones. Con el fin de asegurar que se obtenga una retroalimentación regular y continua con respecto a las respuestas al riesgo, las reuniones de HSE se llevan a cabo a bordo del Deepwater Thalassa de manera que brinden la oportunidad para que las tripulaciones debatan, entiendan/apliquen los procesos/procedimientos para realizar tareas e identifiquen peligros y riesgos potenciales, todo en un esfuerzo por aumentar la conciencia mediante la revisión y el aprendizaje de incidentes y la revisión de la información de HSE. Además, durante las reuniones semanales del departamento, los jefes de departamento a bordo de Deepwater Thalassa son responsables de garantizar que todo el personal de sus respectivos departamentos asista al menos a una reunión departamental de HSE por semana.

Los supervisores de la tripulación son responsables de garantizar que las reuniones se lleven a cabo de manera efectiva.

4.8.3 Monitoreo y Verificación

El caso HSE es un documento vivo y presenta una descripción general de los arreglos técnicos, operativos y organizativos presentes en Deepwater Thalassa. Esto permite que el Caso de HSE presente orientación valiosa para el personal extraterritorial en las operaciones diarias en términos de proporcionar información importante sobre la gestión de riesgos, incluido el mantenimiento de barreras / controles y límites operacionales.

4.8.4 Retroalimentación al Sistema de Administración del Contratista de Perforación

Para cada Cliente, se requiere un documento puente que aborde los riesgos específicos de la campaña y los requisitos de gestión asociados. Todas las diferencias de permiso de trabajo (PTW) se identifican y abordan en el documento de puente de HSE. Además, como parte de las Políticas y Requisitos de Salud y Seguridad Transocean [12], todo el personal de la compañía debe apoyar y practicar activamente los procesos de Planificación de Tareas y Evaluación de Riesgos, START de la empresa y FOCUS a fin de planificar, supervisar y mejorar de forma efectiva los aspectos HSE de la operación. Las auditorías, inspecciones e investigaciones de incidentes se realizan y documentan según lo requerido por las Políticas y Requisitos de Seguridad y Salud de la Compañía [12] y las Políticas y Requisitos de Auditoría y Cumplimiento [14].

4.9 Referencias

[1] Apéndice D de ISO 17776: 2000, Industrias del petróleo y gas natural - Instalaciones de producción en alta mar - Directrices sobre herramientas y técnicas para la identificación de peligros y la evaluación de riesgos.

[2] Apéndice C Cuadro C.2 de ISO 17776: 2000, Industrias del petróleo y gas natural - Instalaciones de producción en alta mar - Directrices sobre herramientas y técnicas para la identificación de peligros y la evaluación de riesgos.

[3] Transocean Deepwater Thalassa H.3507 MAHRA Informe Rev 0, Fecha: Junio de 2015.

[4] Transocean Deepwater Thalassa H.3507 Evaluación ALARP Rev 0, Fecha: Agosto de 2015.

[5] Informe HAZOP de Transocean Deepwater Thalassa, Revisión de la seguridad operacional y el diseño Revisión No. 3507DR119S002 Rev 1, Julio de 2013.

[6] Transocean Deepwater Thalassa Análisis de riesgo de incendio y explosión (FERA) Doc. No. 3507DR119S004 Rev. 2, Julio de 2015.

[7] Barco de Perforación Transocean Deepwater H.No.3507 Estudio de Caida de Objetos Doc. 3507DR119S006Rev. 2, julio de 2015.

[8] Transocean Deepwater Thalassa H.3507 Informe de evaluación de riesgos cuantitativos (QRA), Doc. No: 3507DR119S003, Rev. No: Z, Rev Fecha: Agosto de 2015.

[9] Estudio de Mapeo del detector de Incendios y Gases de Transocean Deepwater Thalassa Doc. No. 3507DR119S011 Rev. Z, agosto de 2015.

[10] Especificación de Shell DEP Sistemas de detección de incendios, gases y humos, Nº de manual: DEP 32.30.20.11-Gen, Rev Fecha: febrero de 2014.

[11] Políticas y requisitos medioambientales, documento no: HQS-HSE-PP-02, edición no: 02, número de registro: 7, fecha de publicación: 6 de mayo de 2015.

[12] Políticas y requisitos de salud y seguridad, documento no: HQS-HSE-PP-01, edición no: 04, n.º de registro: 10, fecha de publicación: 1 de enero de 2015.

[13] Informe HAZID global de Transocean (final).

[14] Políticas y procedimientos de auditoría y cumplimiento, Documento N. ° HQS-CMS-PP-01, Edición Nº 03, Rev. N. ° 00, Rev. Fecha: 1 de septiembre de 2014.

[15] Políticas y procedimientos de mantenimiento, Documento N. ° HQS-AMM-PP-01, Edición no 01, Rev. N. ° 01, Rev. Fecha: 14 de julio de 2015.

4.10 Adjuntos

Adjunto 4-1: Registro de peligros de Deepwater Thalassa.

Adjunto 4-2: Diagramas de Bowtie de Deepwater Thalassa.

Adjunto 4-3: Evaluación de riesgos del compartimiento de aguas profundas de Deepwater Thalassa.

Adjunto 4-4: Resumen de los límites operacionales de Deepwater Thalassa.

5.7 Caso HSE Thalassa Anexo 4-2 Diagramas Bowtie

CONTENIDO

1 Introducción 3

2 Diagramas Bowtie / Principales Barreras de Peligro 3

2.1 Identificación de las Principales Barreras de Peligro 3

2.2 Responsabilidades para operar y mantener los límites de riesgo mayor 3

3 LÍMITES DE LA INSTALACIÓN (SISTEMAS CRÍTICOS DE SEGURIDAD) 3

4 Bowties de Peligro grave 5

4.1 Bowtie 1a: Hidrocarburos: Gas poco profundo / Liberación de gas poco profundo 5

4.2 Bowtie 1b: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante las operaciones de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento 8

4.3 Bowtie 1c: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante las operaciones con tubería flexible o línea de acero / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento 11

4.4 Bowtie 1d: Hidrocarburos en activos submarinos y oleoductos / Emisiones descontroladas de hidrocarburos 14

4.5 Bowtie 1e: Hidrocarburos del yacimiento durante la prueba de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento 17

4.6 Bowtie 1f: Hidrocarburos: lodo emulsionado con gas / ignición de la atmósfera explosiva 20

4.7 Bowtie 2: Materiales inflamables / combustibles / fuego 23

4.8 Bowtie 3: Explosivos / Detonación no planeada 26

4.9 Bowtie 4: Cargas suspendidas / Caída de Cargas 30

4.10 Bowtie 5: Mantenimiento de la estación / pérdida de posición 33

4.11 Bowtie 6: helicóptero / Accidente de helicóptero 36

4.12 Bowtie 7: H_2S / Atmósfera Tóxica 41

4.13 Bowtie 8: Estabilidad / pérdida de estabilidad 44

4.14 Bowtie 9: Integridad Hermética / Pérdida de integridad Hermética 47

4.15 Bowtie 9: Integridad hermética / Pérdida de integridad hermética - Sólo amenazas 48

4.16 Bowtie 10: Movimiento de la plataforma / Pérdida de control durante el movimiento de la plataforma 50

4.17 Todos los Bowties: Línea de amenaza de Error Humano. 53

1 INTRODUCCIÓN

Este Anexo presenta los Diagramas Bowtie que se determinaron durante la Evaluación de Riesgo de Peligro de Accidente Grave para el Deepwater Thalassa.

Este Anexo hace referencia a los Diagramas Bowtie que detallan los límites de Peligros Principales que son aplicables a Thalassa de aguas profundas.

2 DIAGRAMAS BOWTIE / PRINCIPALES BARRERAS DE PELIGRO

2.1 Identificación de las Principales Barreras de Peligro

Los Diagramas Bowtie identifican y detallan los principales límites de peligro que se han diseñado para prevenir o mitigar la liberación de un peligro mayor en Thalassa de aguas profundas.

Estos límites de riesgo principales han sido designados como límites de personas, límites de instalaciones o límites de procesos.

2.2 Responsabilidades para operar y mantener los límites de riesgo mayor

Los Diagramas Bowtie documentan cuales puestos de trabajo son los responsables del funcionamiento de cada uno de estas Barrera de Personas, Instalaciones y Procesos, y también cuales puestos de trabajo son los responsables de mantener cada una de las Barreras de la Instalación.

3 LÍMITES DE LA INSTALACIÓN (SISTEMAS CRÍTICOS DE SEGURIDAD)

Además de la breve información detallada en los diagramas Bowtie, la información completa relacionada con estos Sistemas críticos de seguridad está contenida en el Manual de Operaciones Marítimas (MOM), el Sistema de Administración de Equipos de Perforación (RMS, por sus siglas en inglés) y en los planos y manuales específicos de los equipos y equipos de perforación los cuales se mantienen a bordo de la plataforma.

Esta sección no pretende reproducir exactamente la información técnica integral contenida en estos documentos.

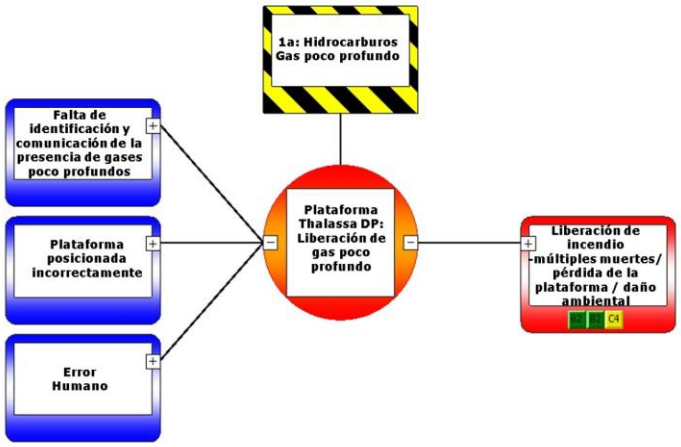
Cada Sistema Crítico de Seguridad tiene un propósito específico para prevenir o mitigar un accidente grave, y tiene requisitos funcionales específicos que deben cumplirse para cumplir este propósito.

La Parte 3 del Caso de Seguridad documenta el propósito de cada Sistema Crítico de Seguridad; resume sus requisitos funcionales y cómo estos sistemas han sido diseñados para cumplir con estos requisitos.

4 BOWTIES DE PELIGRO GRAVE

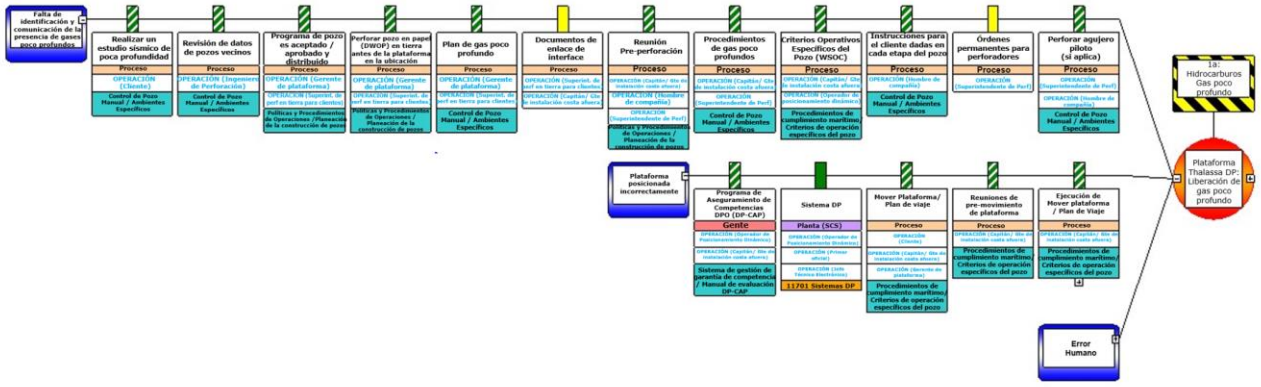
4.1 Bowtie 1a: Hidrocarburos: Gas poco profundo / Liberación de gas poco profundo

Bowtie 1a: Hidrocarburos: Gas poco profundo / Liberación de gas poco profundo - Vista de nivel superior

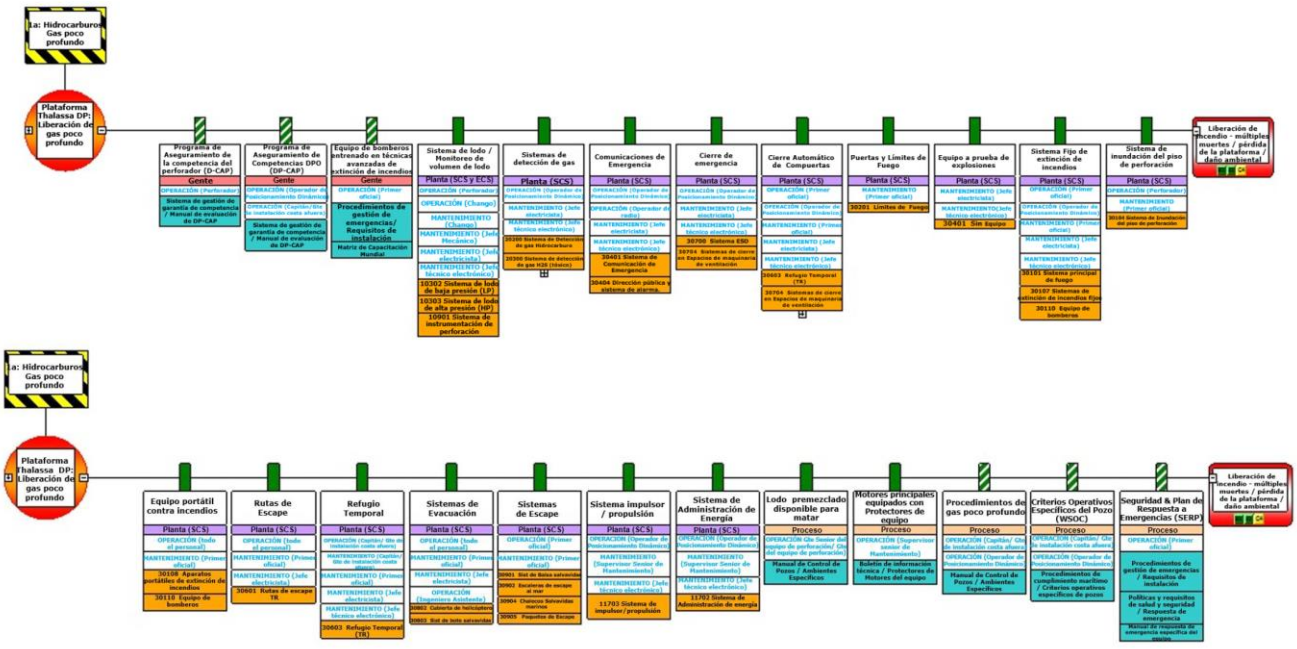


Bowtie 1a: Hidrocarburos: Gas Poco profundo / Liberación de gas poco profundo - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

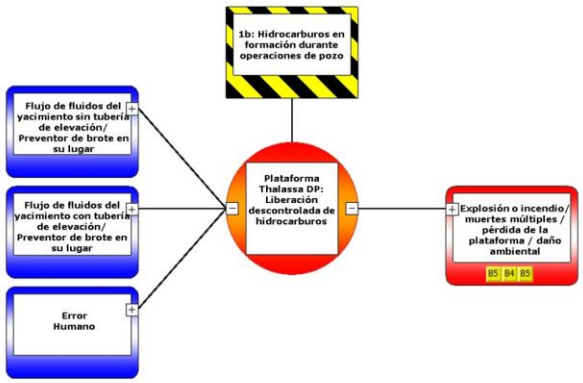


Bowtie 1a: Hidrocarburos: Gas poco profundo / Liberación de gas superficial - Sólo consecuencias (La línea está dividida)



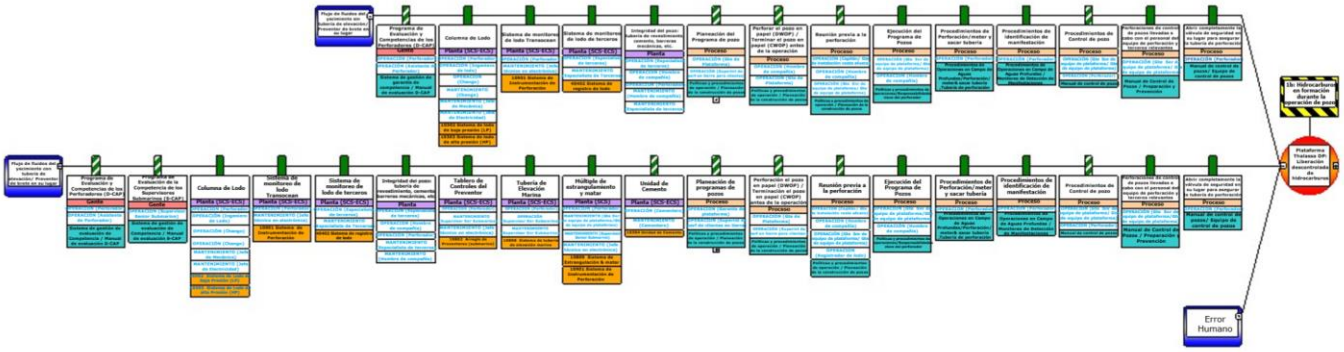
Bowtie 1b: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante las operaciones de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento

Bowtie 1b: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante las operaciones de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento - Vista de nivel superior



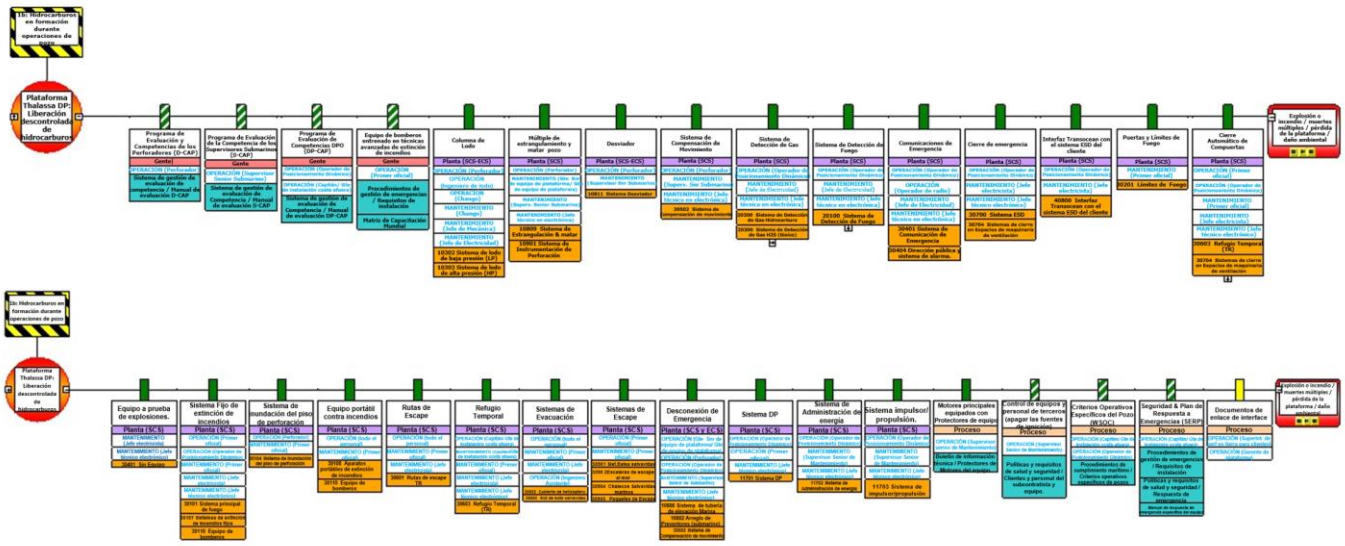
Bowtie 1b: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante operaciones de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento- Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)



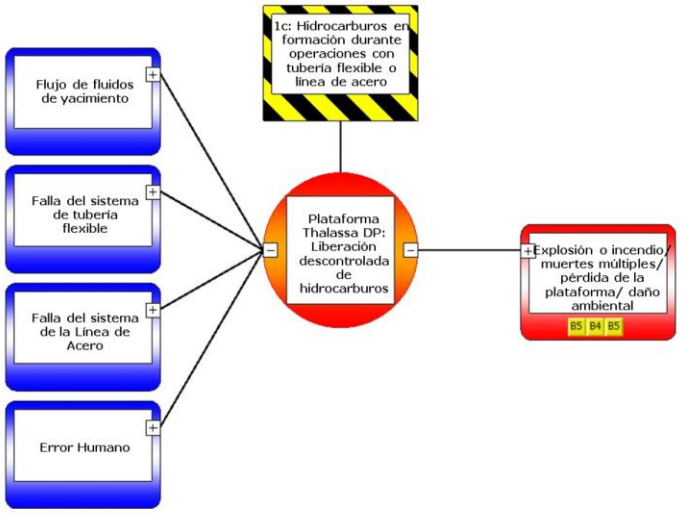
Bowtie 1bHidrocarburos del yacimiento en formación durante las operaciones de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento- Sólo consecuencias

(La línea está dividida)



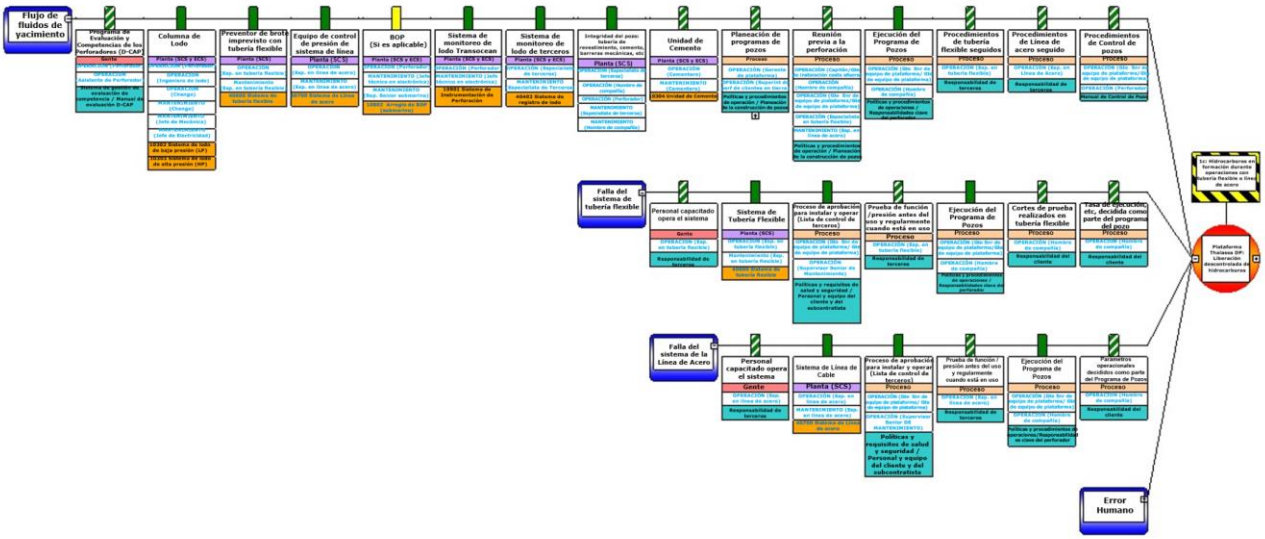
4.3 Bowtie 1c: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante las operaciones con tubería flexible o línea de acero / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento

Bowtie 1c: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante las operaciones con tubería flexible o línea de acero / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento: vista de nivel superior



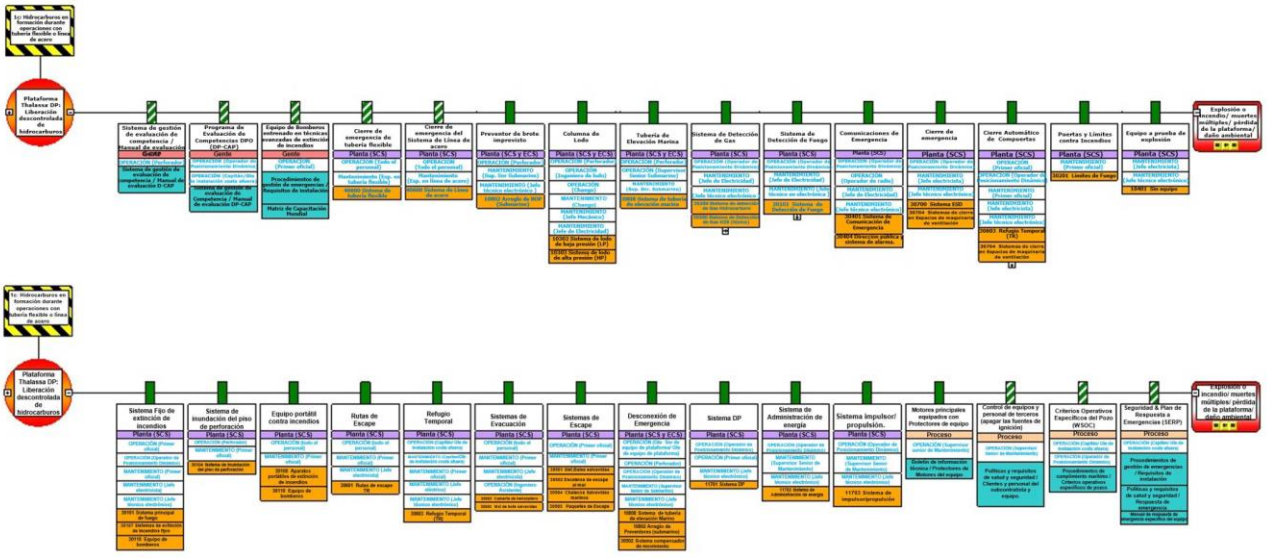
Bowtie 1c: Hidrocarburos del yacimiento en la formación durante las operaciones con tubería flexible o por la línea de Acero / Liberación descontrolada de hidrocarburos en yacimientos - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)



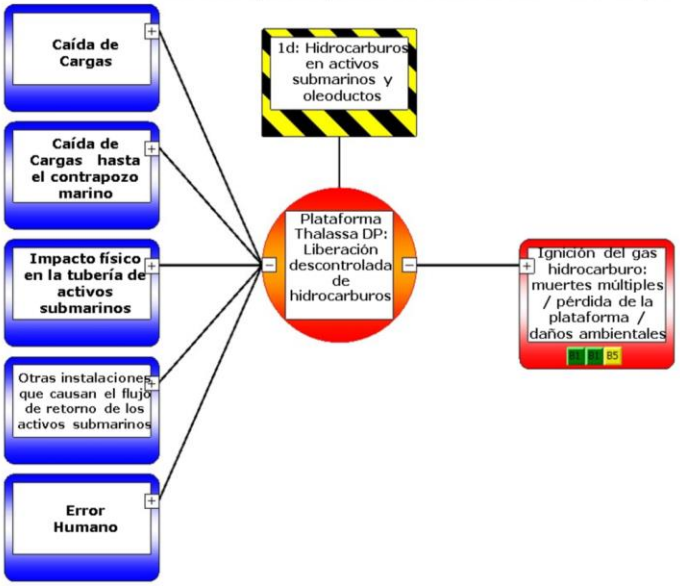
Bowtie 1c: Hidrocarburos del yacimiento en formación durante la tubería flexible o las operaciones por línea de acero / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento: solo consecuencias

(La línea está dividida)

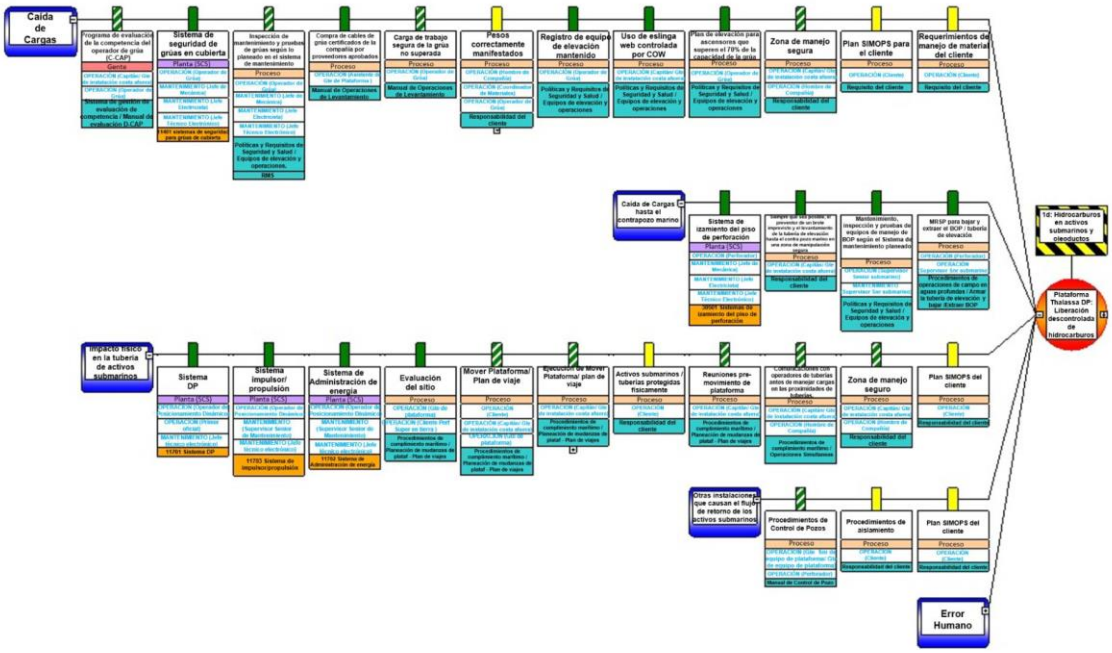


4.4 Bowtie 1d: Hidrocarburos en activos submarinos y oleoductos / Emisiones descontroladas de hidrocarburos

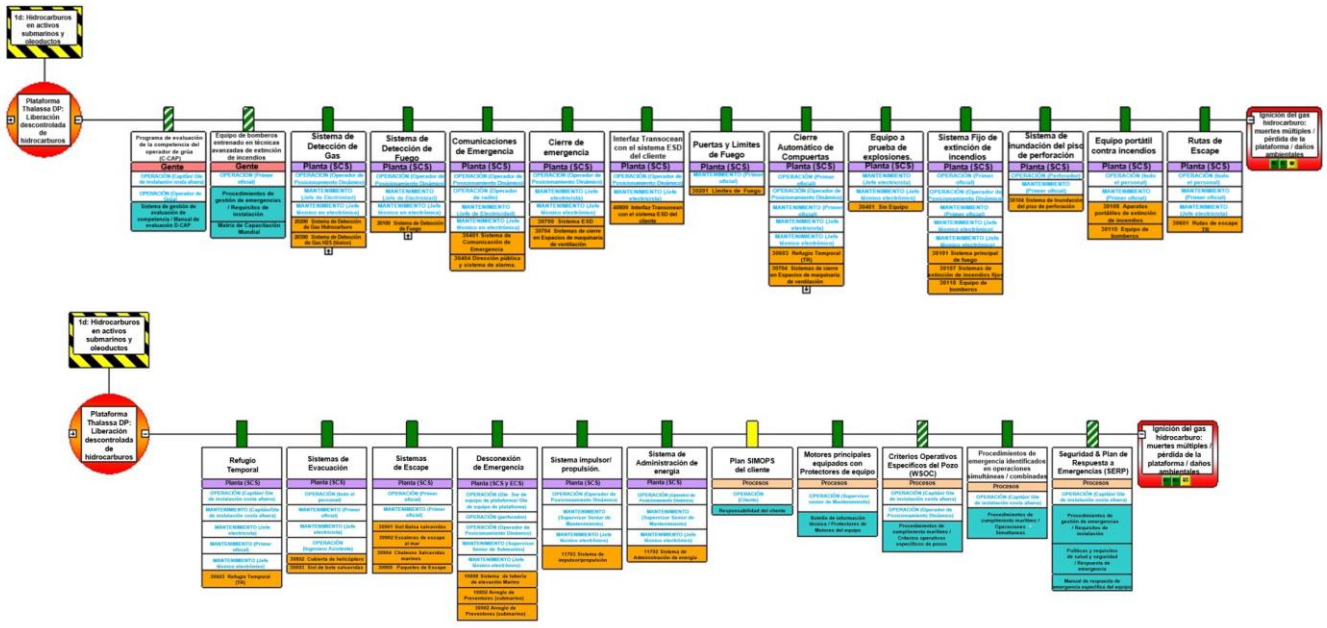
Bowtie 1d: Hidrocarburos en activos submarinos y oleoductos / Liberación descontrolada de hidrocarburos - Vista de nivel superior



Bowtie 1d: Hidrocarburos en activos submarinos y oleoductos / Emisiones descontroladas de hidrocarburos - Sólo amenazas
(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

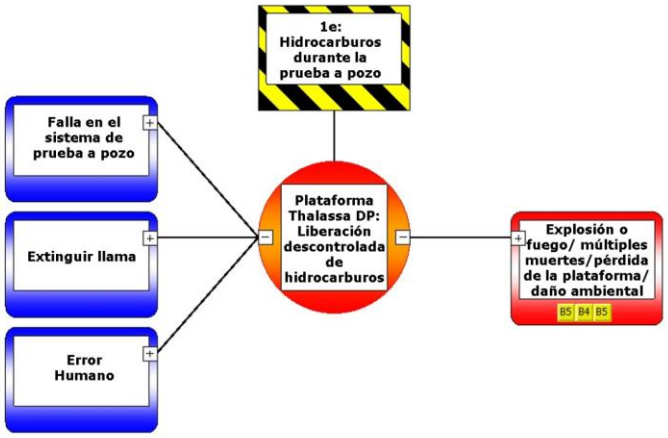


Bowtie 1d: Hidrocarburos en activos submarinos y oleoductos / Emisiones descontroladas de hidrocarburos: solo consecuencias (la línea está dividida)



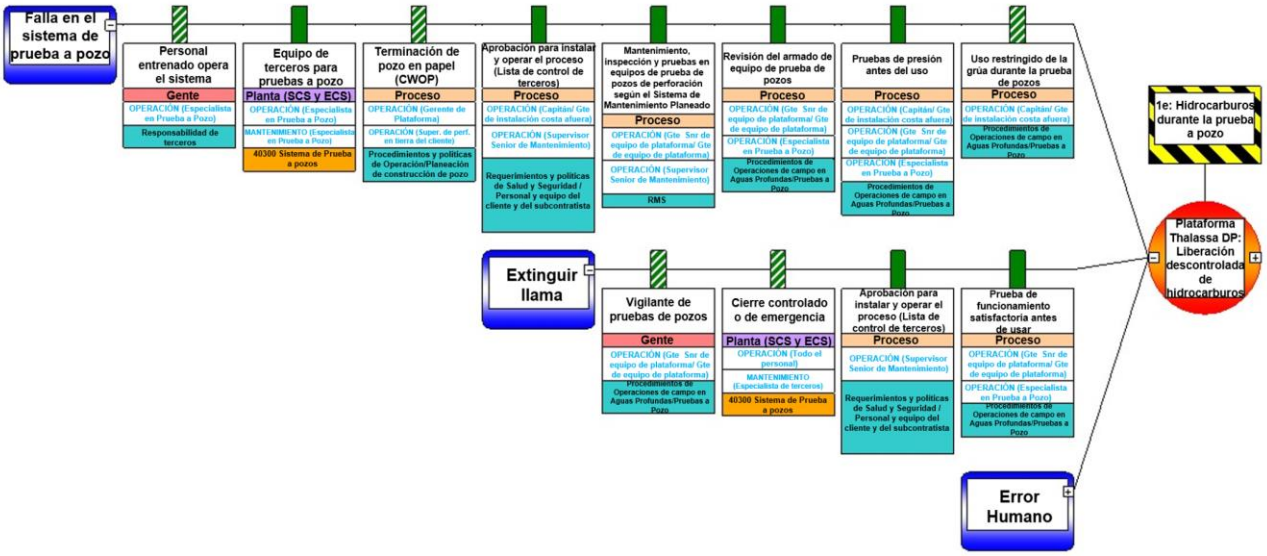
4.5 Bowtie 1e: Hidrocarburos del yacimiento durante la prueba de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento

Bowtie 1e: Hidrocarburos de yacimiento durante la prueba de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos de yacimiento: vista de nivel superior

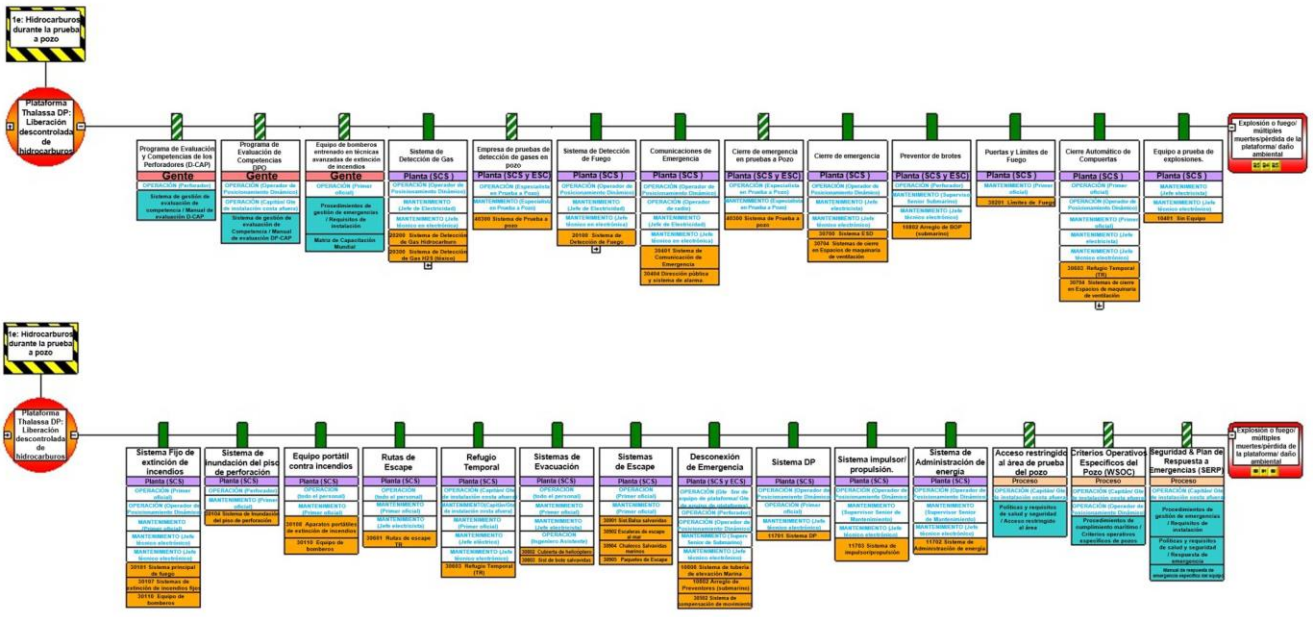


Bowtie 1e: Hidrocarburos del yacimiento durante la prueba de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

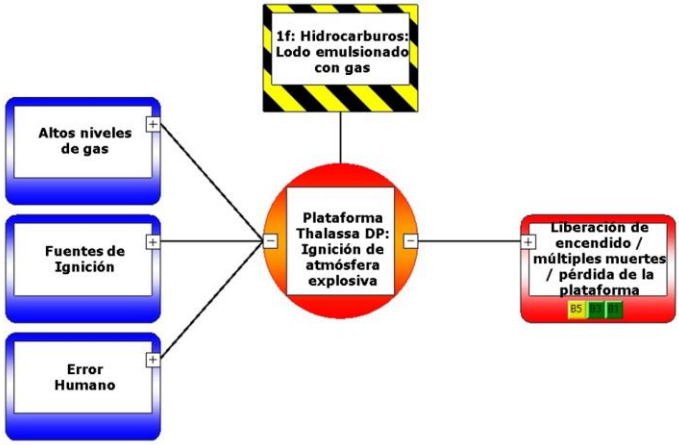


Bowtie 1e: Hidrocarburos del yacimiento durante la prueba de pozos / Liberación descontrolada de hidrocarburos del yacimiento - Solo consecuencias
(La línea está dividida)



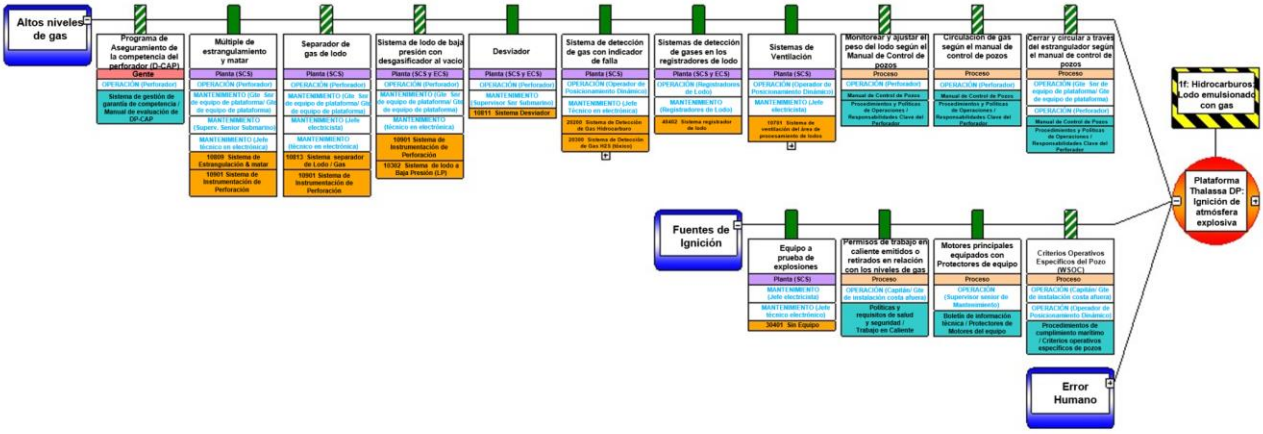
4.6 Bowtie 1f: Hidrocarburos: lodo emulsionado con gas / ignición de la atmósfera explosiva

Bowtie 1f: Hidrocarburos: lodo emulsionado con gas / ignición de la atmósfera explosiva - Vista de nivel superior

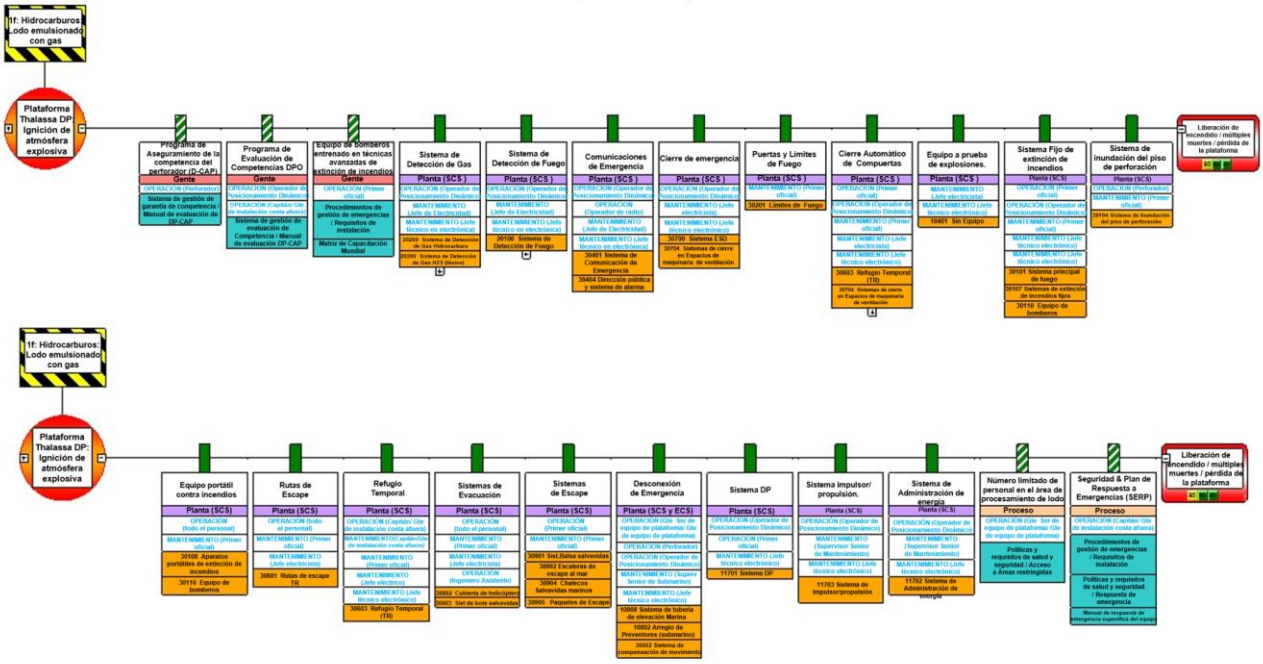


Bowtie 1f: Hidrocarburos: Lodo emulsionado con gas / Ignición de la atmósfera explosiva - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

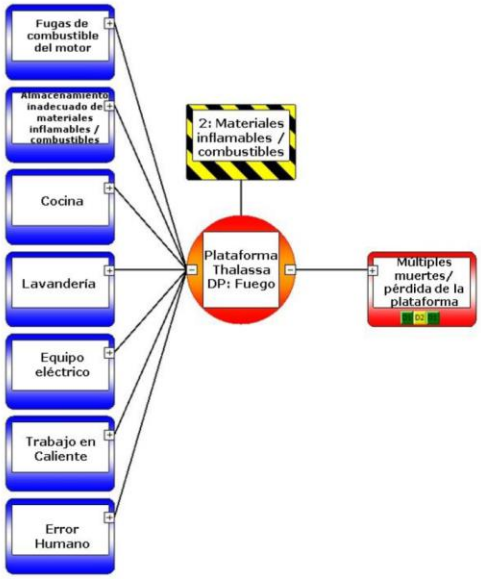


Bowtie 1f: Hidrocarburos: Lodo emulsionado con gas / ignición de la atmósfera explosiva - Sólo consecuencias
(La línea está dividida)

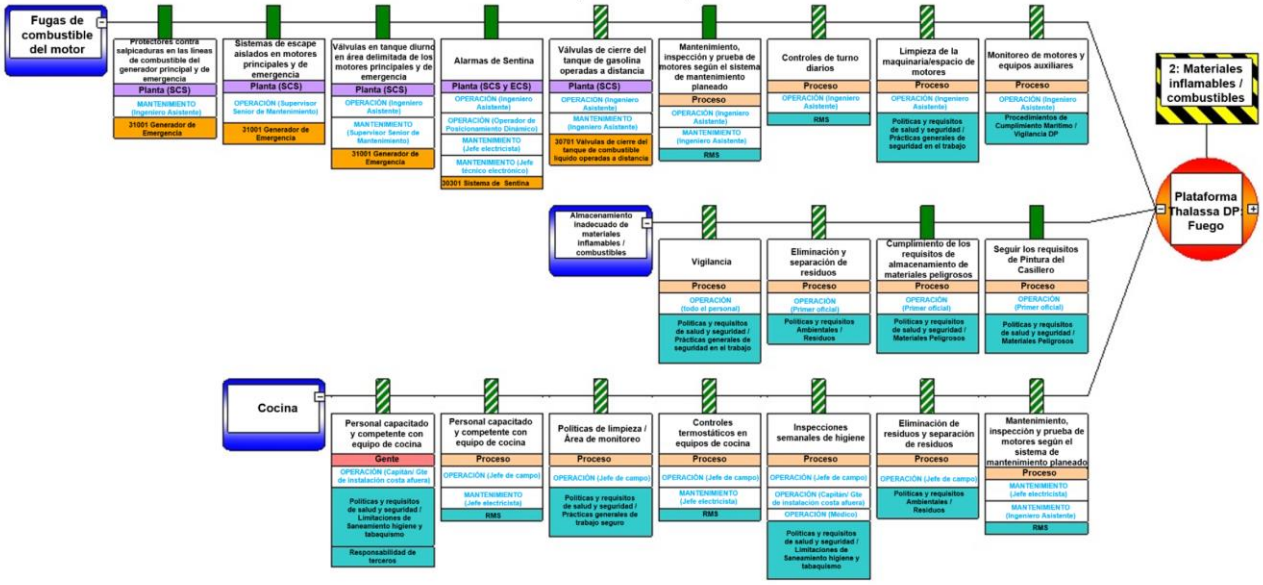


4.7 Bowtie 2: Materiales inflamables / combustibles / fuego

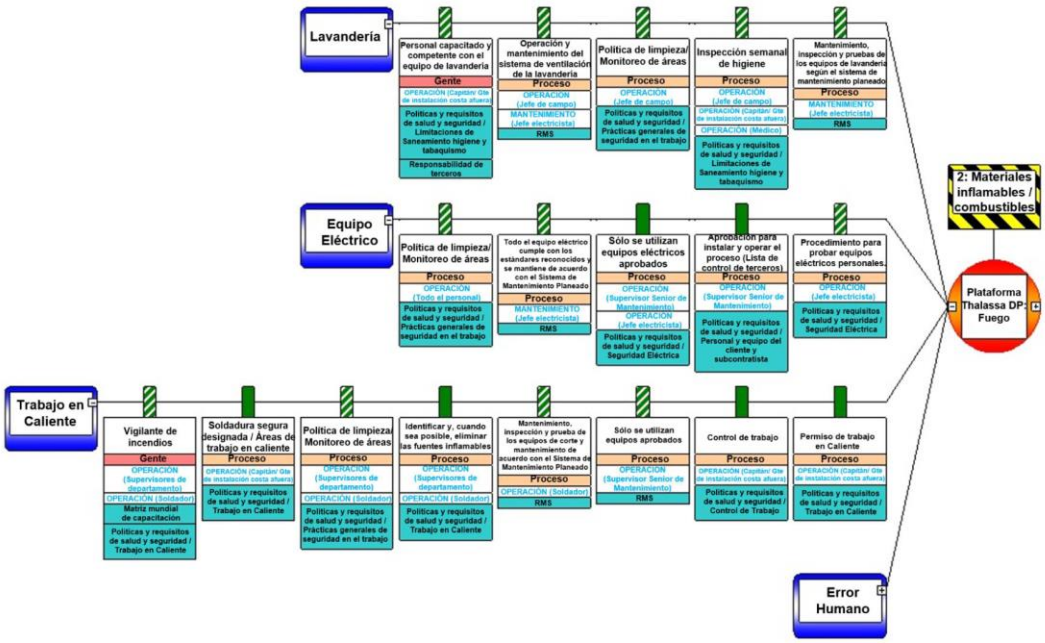
Bowtie 2: Materiales inflamables / combustibles / Fuego - Vista de nivel superior



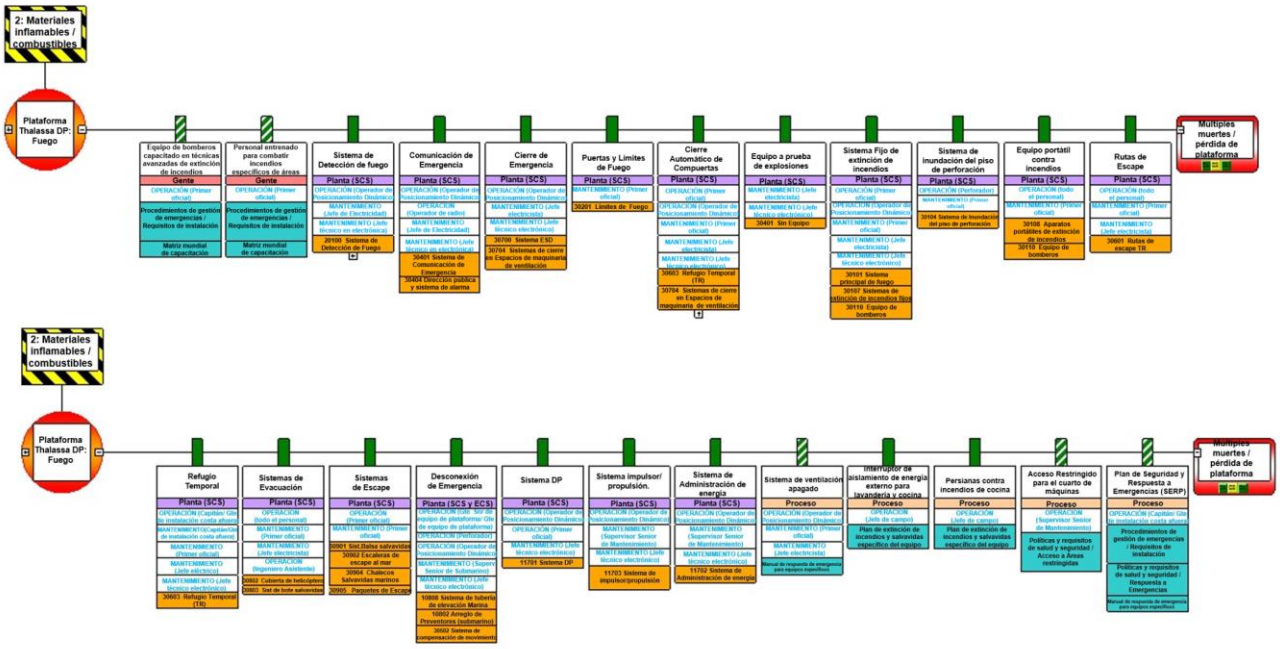
Bowtie 2: Materiales inflamables / combustibles / Fuego - Sólo amenazas
(La vista está dividida)

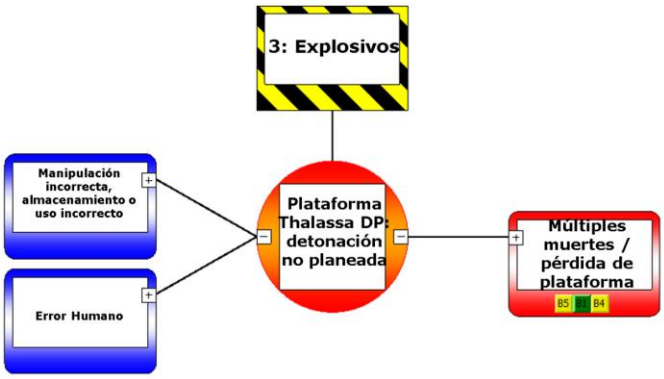


Bowtie 2: Materiales inflamables / combustibles / Fuego - Sólo amenazas
(La vista está dividida) (La línea de amenaza de error humano no se muestra)



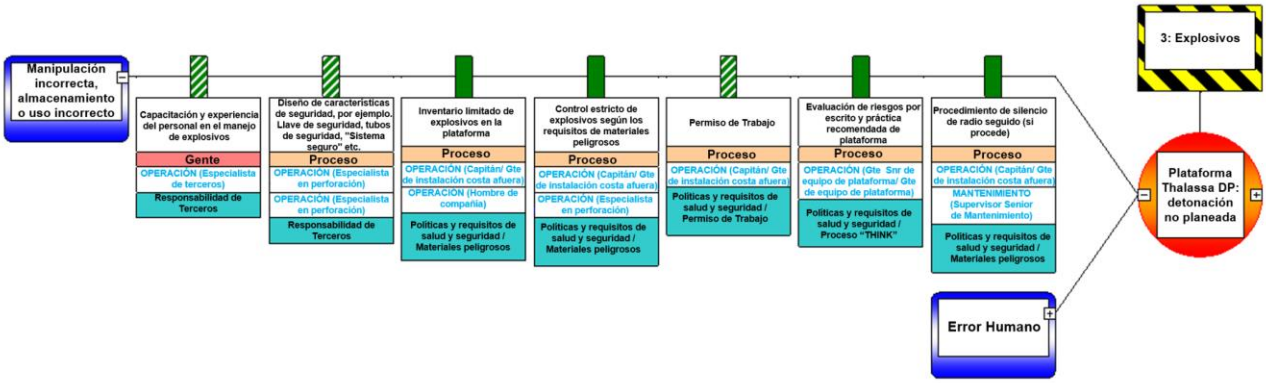
(La línea está dividida)



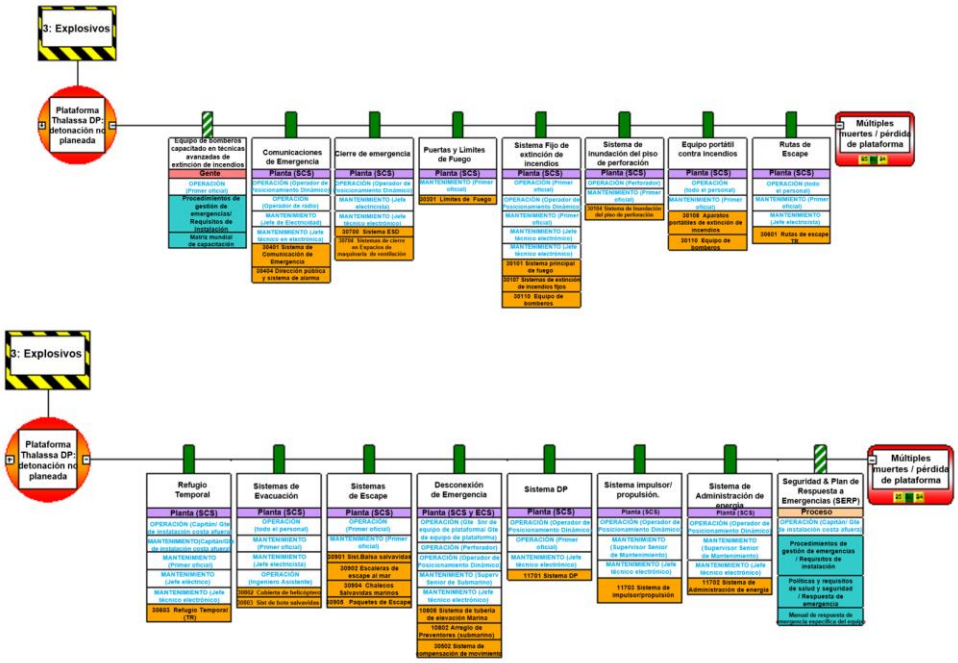


Bowtie 3: Explosivos / Detonación no planeada - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

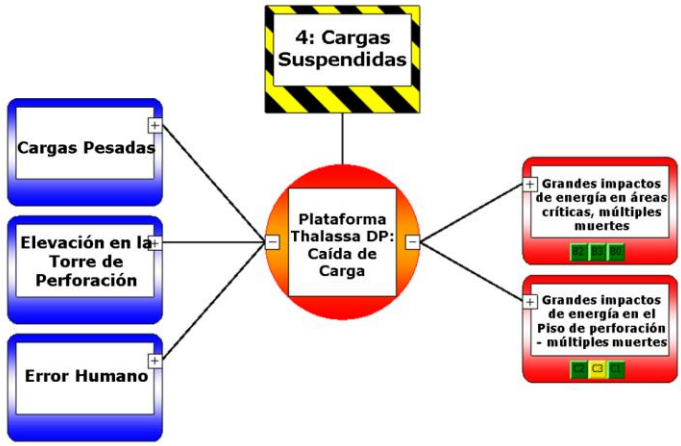

Manipulación incorrecta, almacenamiento o uso incorrecto
Capacitación y experiencia del personal en el manejo de explosivos
Gente
OPERACIÓN (Especialista de terceros)
Responsabilidad de Terceros
Diseño de características de seguridad, por ejemplo. Llave de seguridad, tubos de seguridad, "Sistema seguro" etc.
Proceso
OPERACIÓN (Especialista en perforación)
OPERACIÓN (Especialista en perforación)
Responsabilidad de Terceros
Inventario limitado de explosivos en la plataforma
Proceso
OPERACIÓN (Capitán/ Gte de instalación costa afuera)
OPERACIÓN (Hombre de compañía)
Políticas y requisitos de salud y seguridad / Materiales peligrosos
Control estricto de explosivos según los requisitos de materiales peligrosos
Proceso
OPERACIÓN (Capitán/ Gte de instalación costa afuera)
OPERACIÓN (Especialista en perforación)
Políticas y requisitos de salud y seguridad / Materiales peligrosos
Permiso de Trabajo
Proceso
OPERACIÓN (Capitán/ Gte de instalación costa afuera)
Políticas y requisitos de salud y seguridad / Permiso de Trabajo
Evaluación de riesgos por escrito y práctica recomendada de plataforma
Proceso
OPERACIÓN (Gte Snr de equipo de plataforma/ Gte de equipo de plataforma)
Políticas y requisitos de salud y seguridad / Proceso "THINK"
Procedimiento de silencio de radio seguido (si procede)
Proceso
OPERACIÓN (Capitán/ Gte de instalación costa afuera)
MANTENIMIENTO (Supervisor Senior de Mantenimiento)
Políticas y requisitos de salud y seguridad / Materiales peligrosos
3: Explosivos
Plataforma Thalassa DP: detonación no planeada
Error Humano

Bowtie 3: Explosivos / Detonación no planificada - Sólo consecuencias
(La línea está dividida)



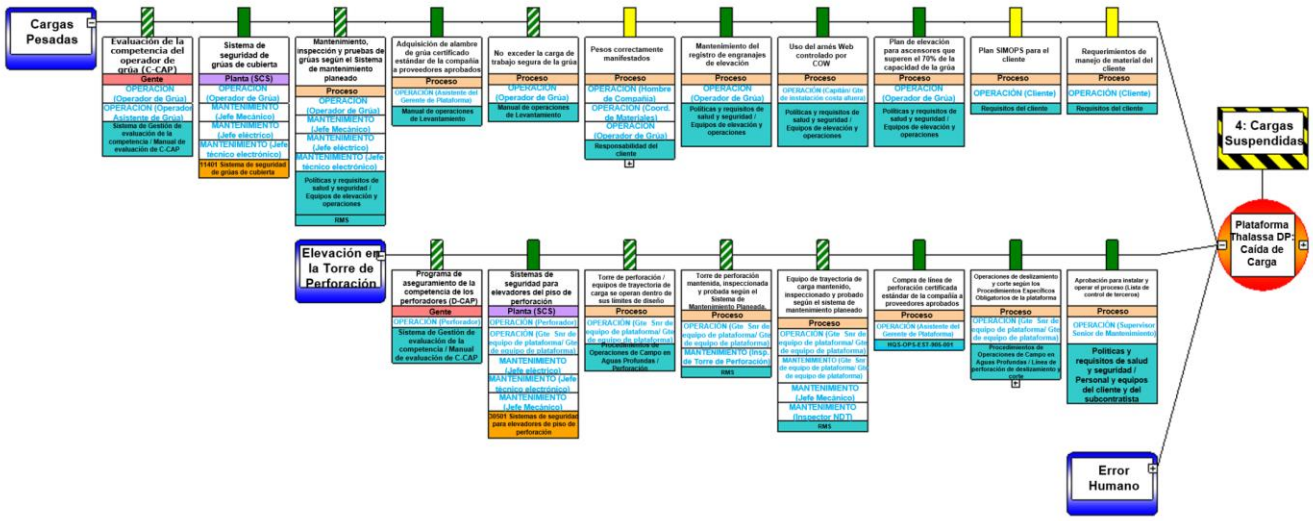
4.9 Bowtie 4: Cargas Suspendidas / Caída de Cargas

Bowtie 4: Cargas suspendidas / Caída de Cargas: vista de nivel superior

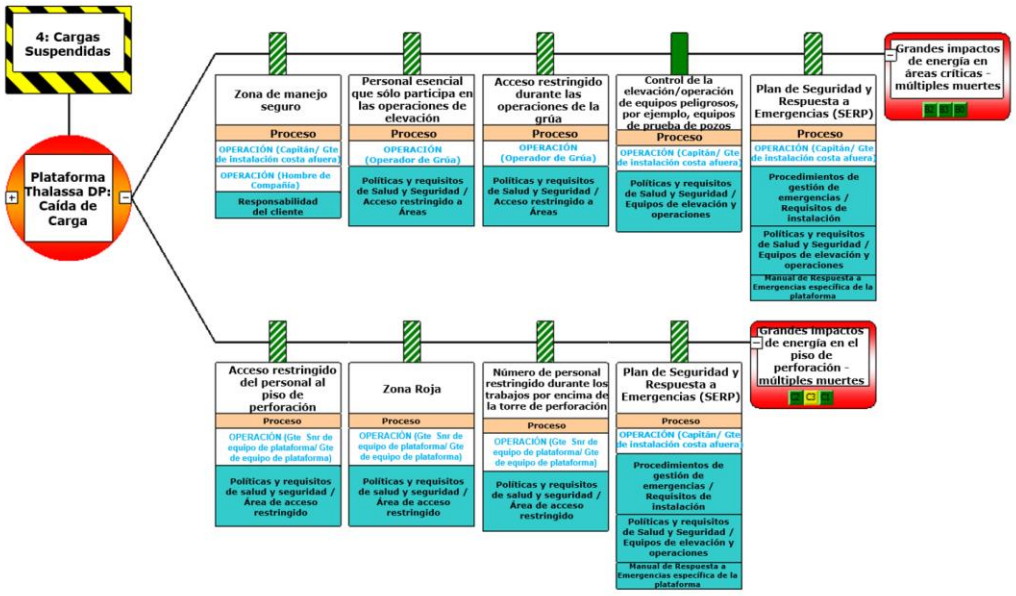


Bowtie 4: Cargas suspendidas / Caídas de cargas - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

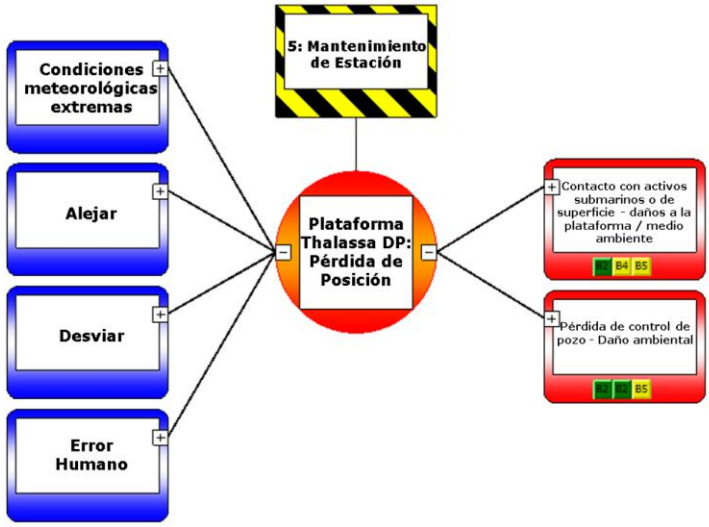


Bowtie 4: Cargas suspendidas / Caída de Carga - Sólo consecuencia



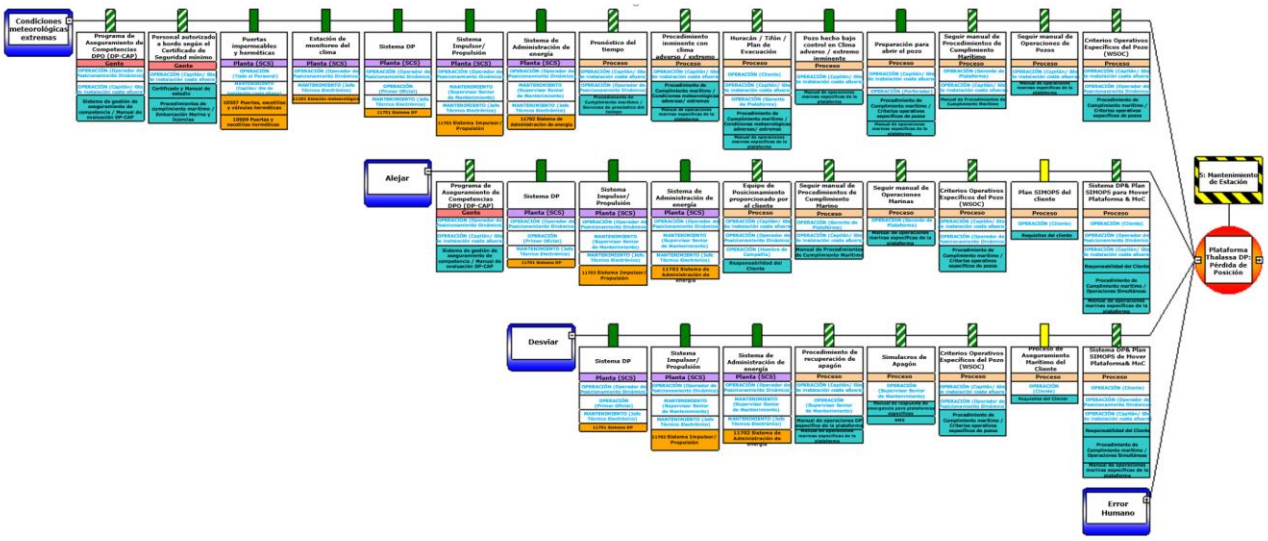
4.10 Bowtie 5: Mantenimiento de la estación / pérdida de posición

Bowtie 5: Mantenimiento de la estación / Pérdida de posición - Vista de nivel superior

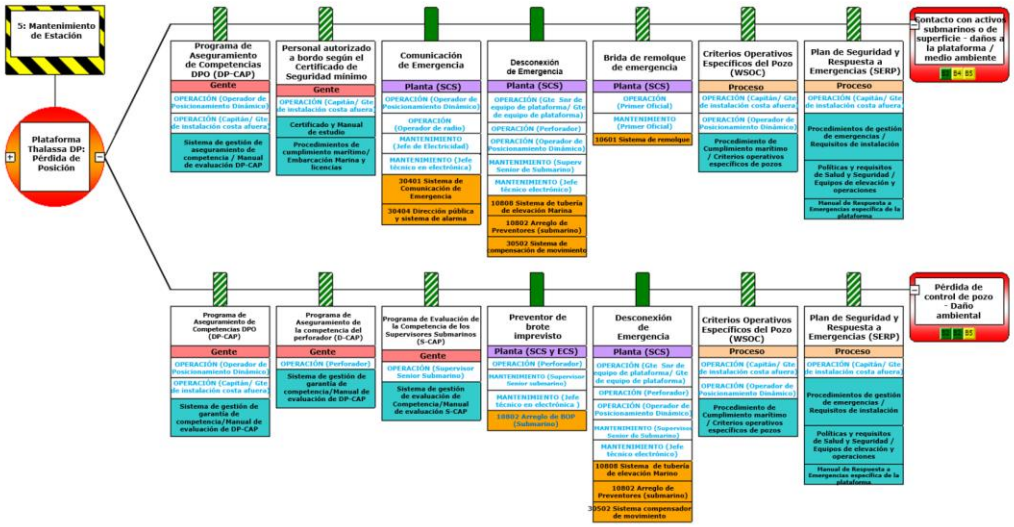


Bowtie 5: Mantenimiento de estación / Pérdida de posición - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

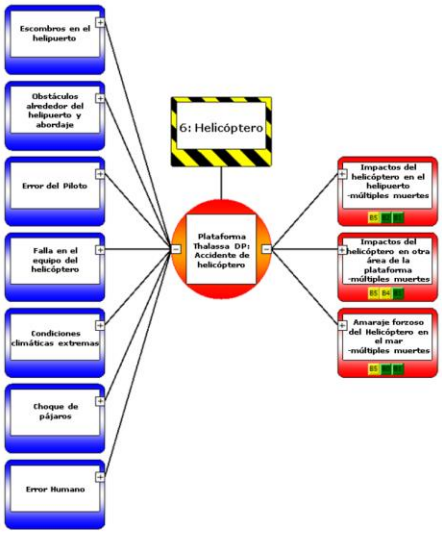


Bowtie 5: Mantenimiento de estación / Pérdida de posición - Sólo consecuencias

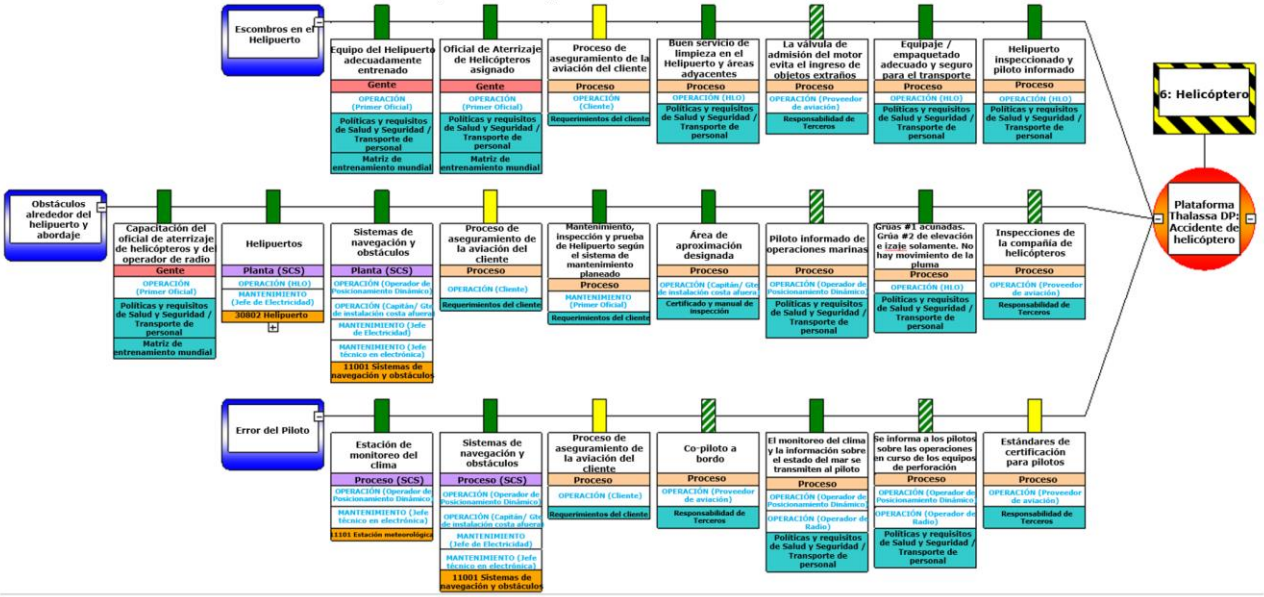


4.11 Bowtie 6: helicóptero / Accidente de helicóptero

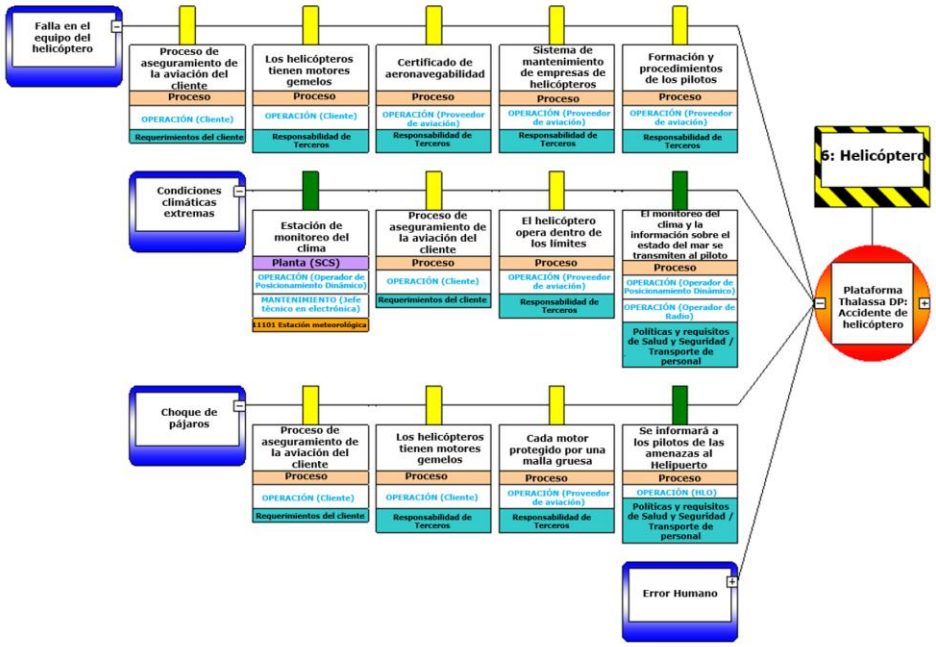
Bowtie 6: helicóptero / Accidente de helicóptero – Vista de nivel superior



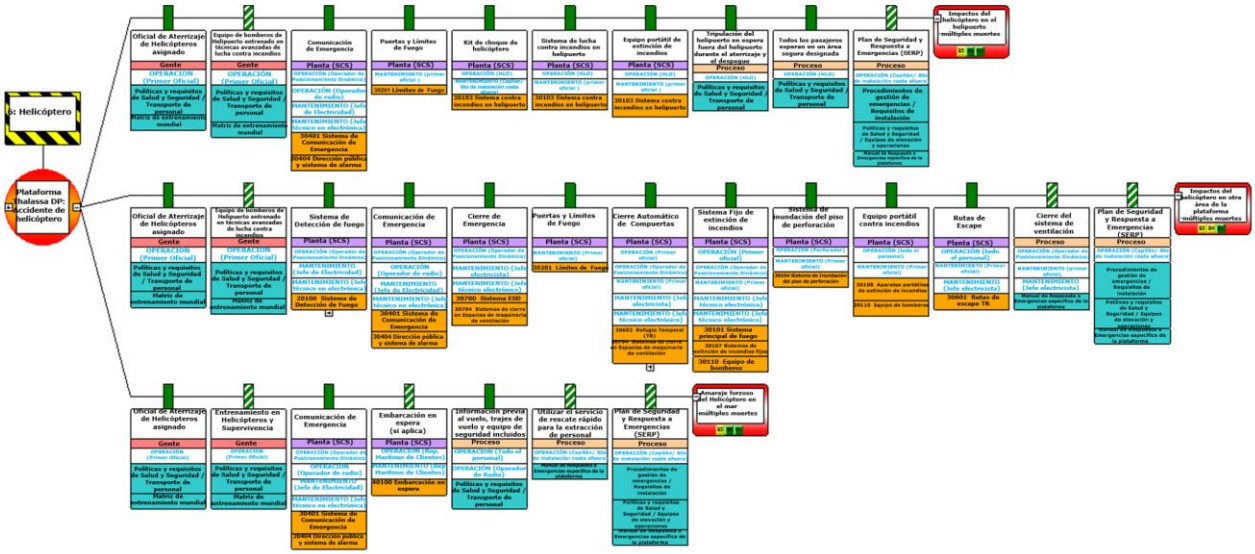
Bowtie 6: Helicóptero / Accidente de helicóptero – Sólo amenazas
(La vista está dividida) (La línea de amenaza de error humano no se muestra)



Bowtie 6: Helicóptero / Accidente de helicóptero– Sólo amenazas
(La vista está dividida) (La línea de amenaza de error humano no se muestra)

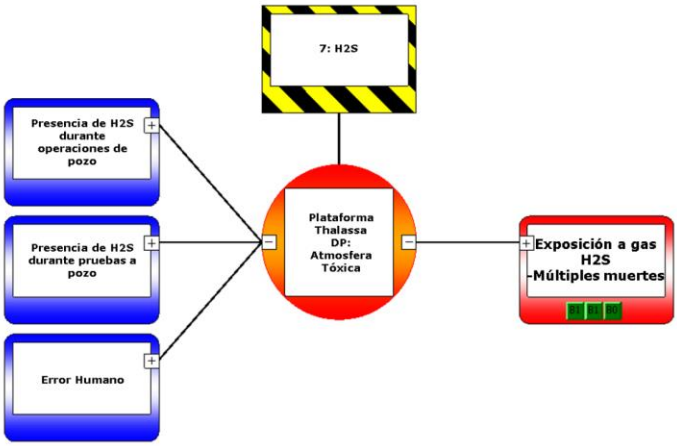

Falla en el equipo del helicóptero
Proceso de aseguramiento de la aviación del cliente
Proceso
OPERACIÓN (Cliente)
Requerimientos del cliente
Los helicópteros tienen motores gemelos
Proceso
OPERACIÓN (Cliente)
Responsabilidad de Terceros
Certificado de aeronavegabilidad
Proceso
OPERACIÓN (Proveedor de aviación)
Responsabilidad de Terceros
Sistema de mantenimiento de empresas de helicópteros
Proceso
OPERACIÓN (Proveedor de aviación)
Responsabilidad de Terceros
Formación y procedimientos de los pilotos
Proceso
OPERACIÓN (Proveedor de aviación)
Responsabilidad de Terceros
Condiciones climáticas extremas
Estación de monitoreo del clima
Planta (SCS)
OPERACIÓN (Operador de Posicionamiento Dinámico)
MANTENIMIENTO (Jefe técnico en electrónica)
11101 Estación meteorológica
Proceso de aseguramiento de la aviación del cliente
Proceso
OPERACIÓN (Cliente)
Requerimientos del cliente
El helicóptero opera dentro de los límites
Proceso
OPERACIÓN (Proveedor de aviación)
Responsabilidad de Terceros
El monitoreo del clima y la información sobre el estado del mar se transmiten al piloto
Proceso
OPERACIÓN (Operador de Posicionamiento Dinámico)
OPERACIÓN (Operador de Radio)
Políticas y requisitos de Salud y Seguridad / Transporte de personal
Choque de pájaros
Proceso de aseguramiento de la aviación del cliente
Proceso
OPERACIÓN (Cliente)
Requerimientos del cliente
Los helicópteros tienen motores gemelos
Proceso
OPERACIÓN (Cliente)
Responsabilidad de Terceros
Cada motor protegido por una malla gruesa
Proceso
OPERACIÓN (Proveedor de aviación)
Responsabilidad de Terceros
Se informará a los pilotos de las amenazas al Helipuerto
Proceso
OPERACIÓN (HLO)
Políticas y requisitos de Salud y Seguridad / Transporte de personal
Error Humano
6: Helicóptero
Plataforma Thalassa DP: Accidente de helicóptero

Bowtie 6: Helicóptero / Accidente de helicóptero – Solo consecuencias

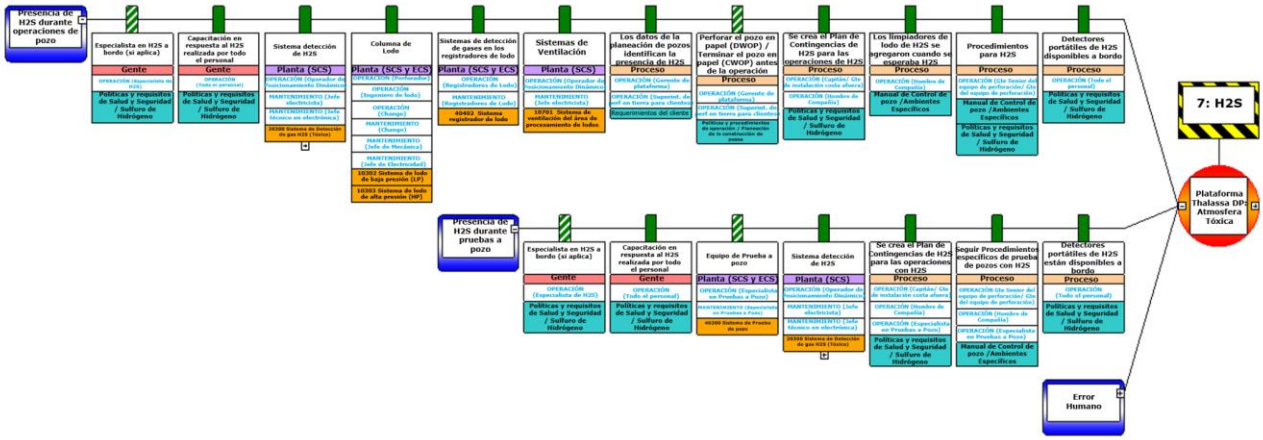


4.12 Bowtie 7: H_2S / Atmósfera Tóxica

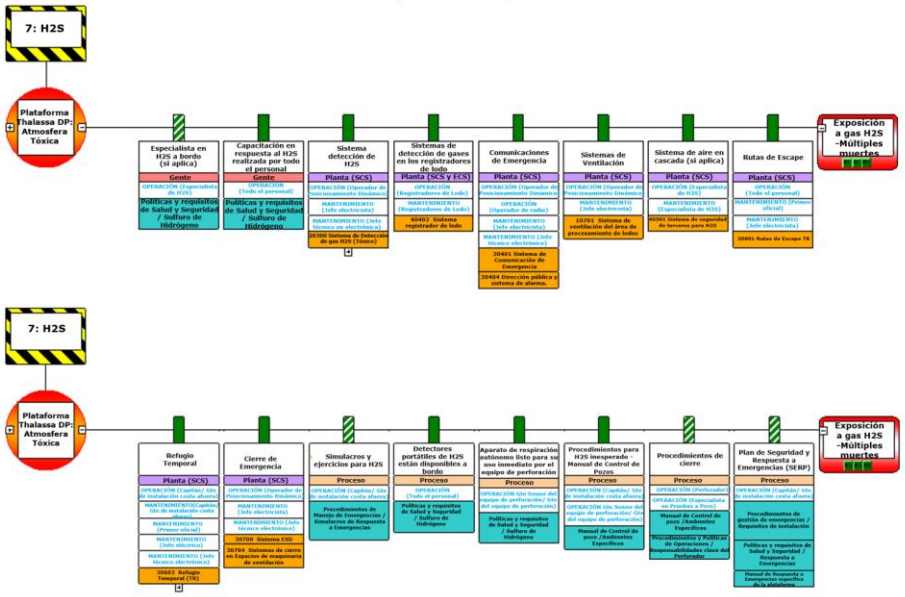
Bowtie 7: H_2S / Atmósfera tóxica - vista de nivel superior



Bowtie 7: H_2S / Atmósfera Tóxica - Sólo Amenazas
(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

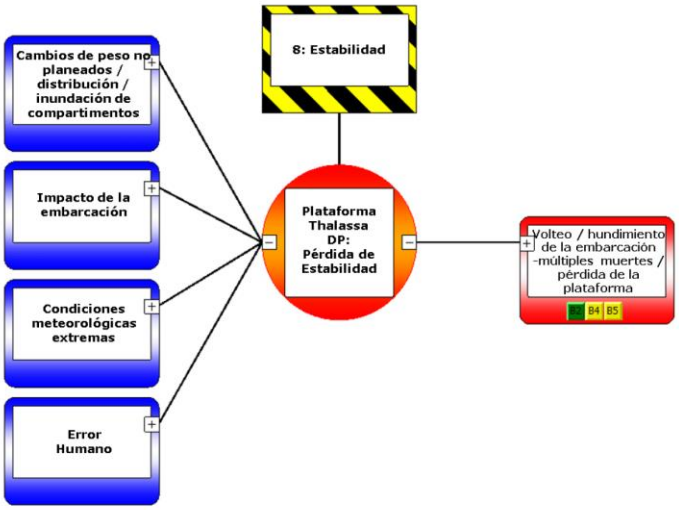


Bowtie 7: H_2S / Atmósfera Tóxica - Sólo Consecuencias
(La línea está dividida)

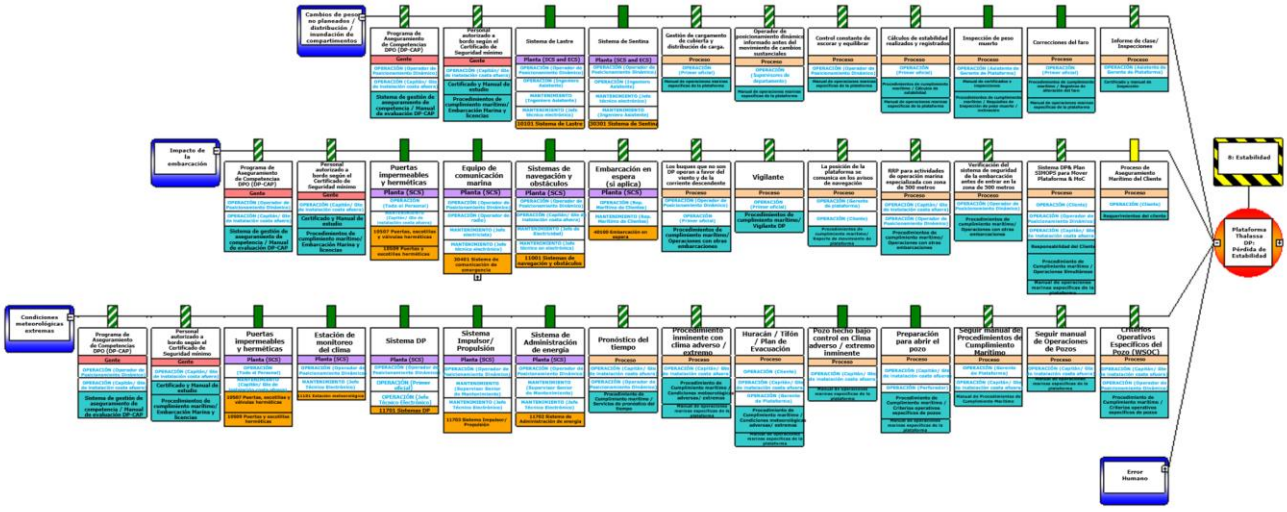


4.13 Bowtie 8: Estabilidad / pérdida de estabilidad

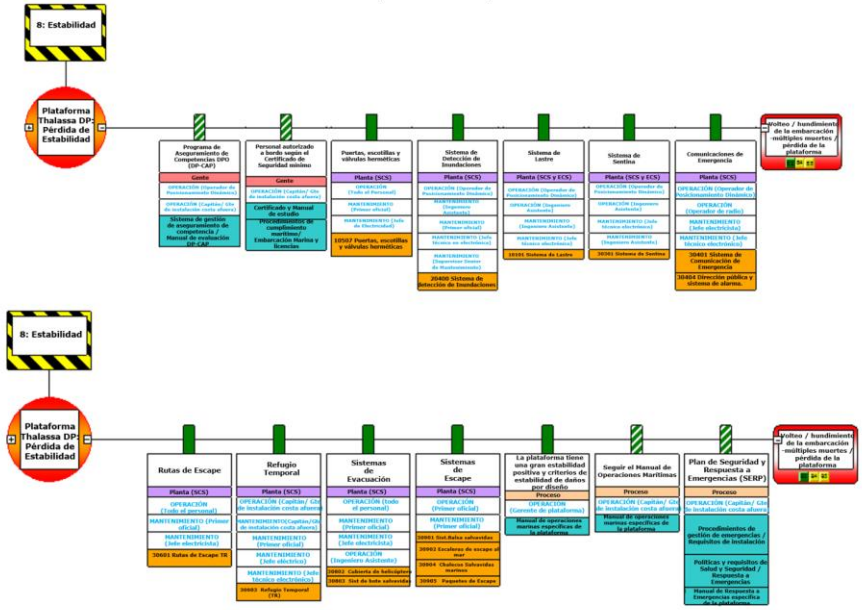
Bowtie 8: Estabilidad / pérdida de estabilidad - Vista de nivel superior



Bowtie 8: Estabilidad / pérdida de estabilidad - Sólo amenazas
(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

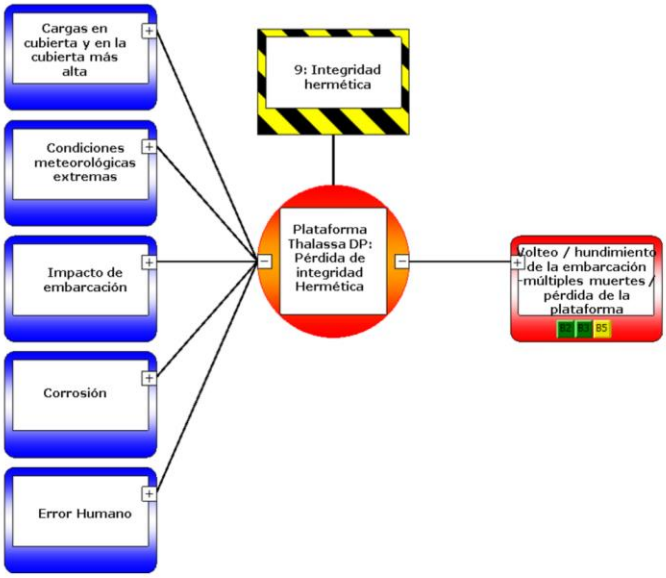


Bowtie 8: Estabilidad / pérdida de estabilidad - Sólo consecuencias
(La línea está dividida)



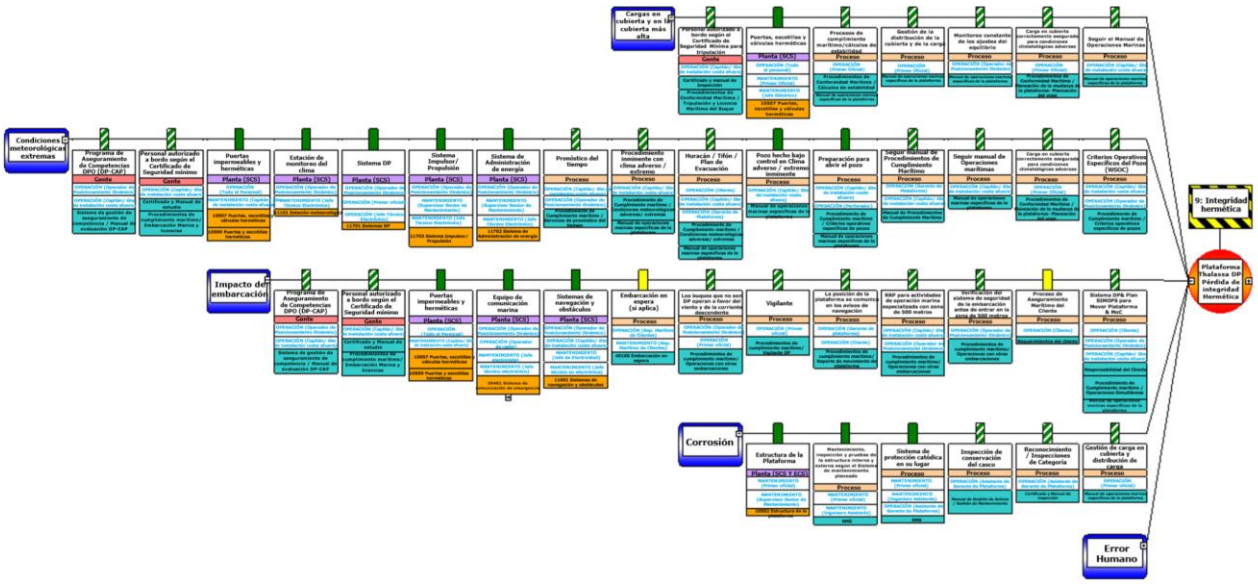
4.14 Bowtie 9: Integridad Hermética / Pérdida de integridad Hermética

Bowtie 9: Integridad hermética / Pérdida de integridad hermética - Vista de nivel superior

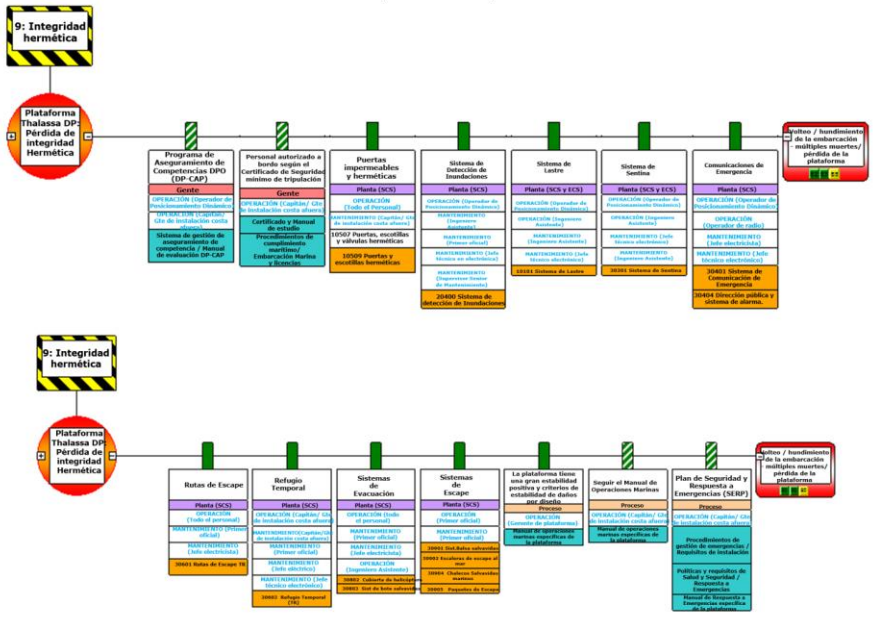


4.15 Bowtie 9: Integridad hermética / Pérdida de integridad hermética - Sólo amenazas

(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

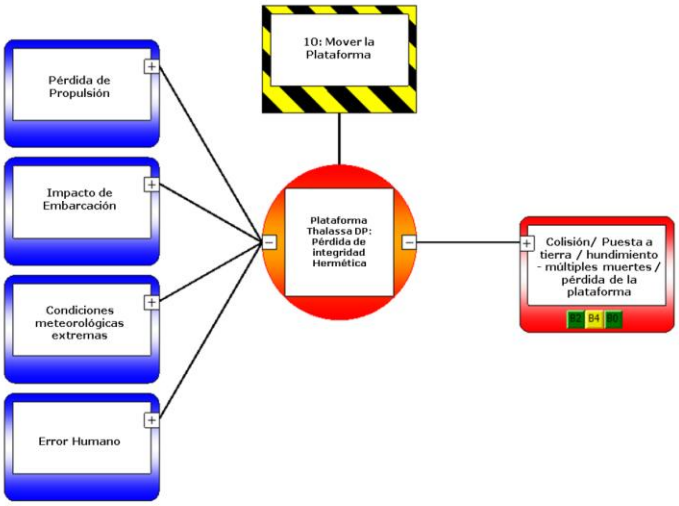


Bowtie 9: Integridad hermética / Pérdida de integridad hermética - Solo consecuencias
(La línea está dividida)

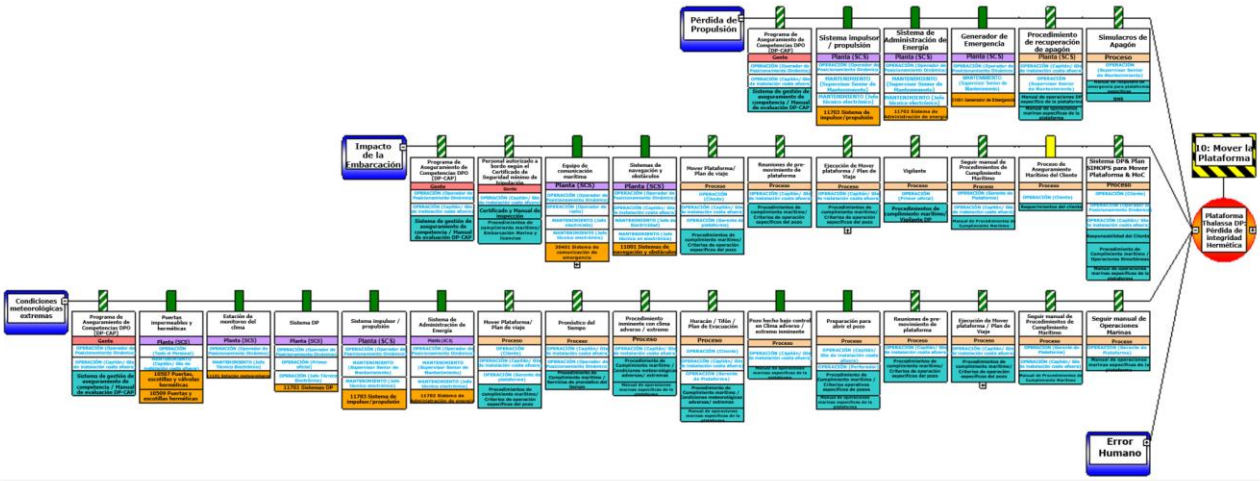


4.16 Bowtie 10: Movimiento de la plataforma / Pérdida de control durante el movimiento de la plataforma

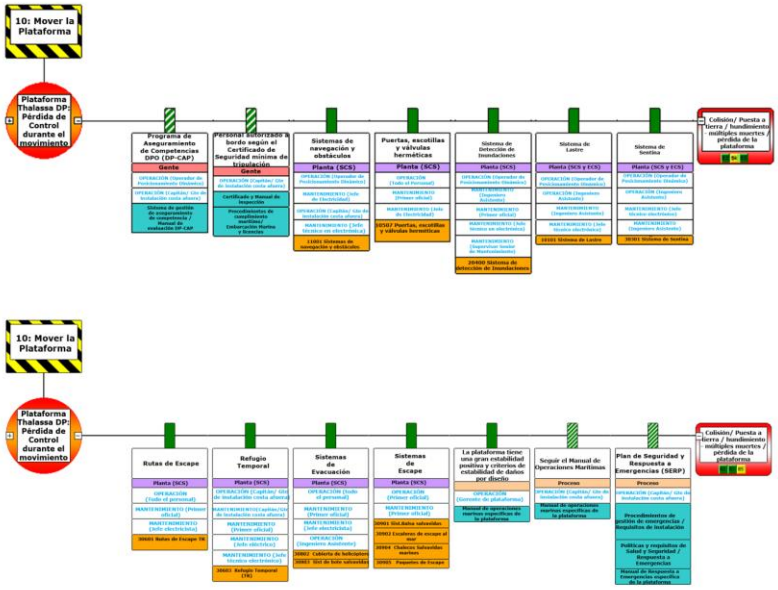
Bowtie 10: Movimiento de la plataforma / Pérdida de control durante el movimiento de la plataforma - Vista de nivel superior



Bowtie 10: Movimiento de la plataforma / Pérdida de control durante el movimiento de la plataforma - Sólo amenazas
(Línea de amenaza de error humano no se muestra)

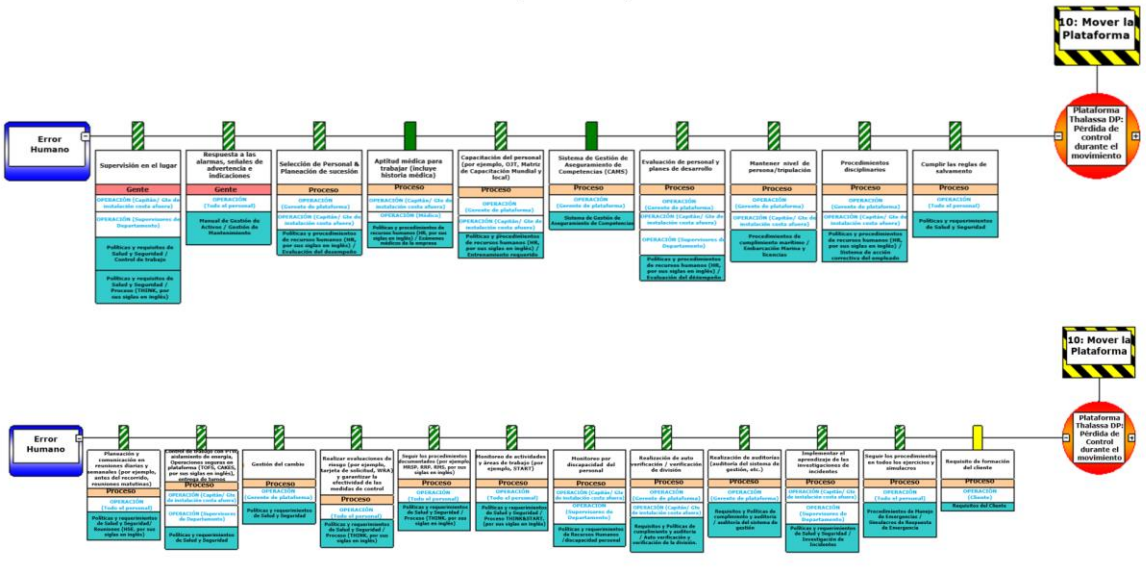


Bowtie 10: Movimiento de la plataforma / Pérdida de control durante el movimiento de la plataforma - Sólo consecuencias
(La línea está dividida)



4.17 Todos los Bowties: Línea de amenaza de Error Humano.

Línea de Amenaza de error Humano - Todos losBowties
(La línea está dividida)



5.8 Memoria Técnica de la Modelación de Radios de Afectación (Moldeo PHAST)

AECOM	Scenario Sheet		Client	SHELL / AECOM UK
			Site	Contract Area 1, Saline Basin, Gulf of Mexico
			Job n°	
			Titre du document	Environmental Risk Assessment
	N°	1	Doc n°	Consequence Analysis
Definition	Well blowout tubing failure			
Case	Loss of well control (BOP failure): Well construction; Offshore vessel collision; Stability – MODU; Dropped or failed marine drilling riser; Process			

Conditions

Material	Gas / Crude oil			
Pressure	11270	psig	777	barg
Temperature	250	°F	121	°C
Flowrate	17.5	MMSCFD		
	20600	Sm^3/h	Rho	0.99 kg/m³ @15°C
	20394	kg/h		

Composition and Hazard(s)

Composition

	Composition	Unité	%vol	Reservoir
1	H2S			2.15
2	Methane			71.33
3	Ethane			11.54
4	Propane			11.16
5	Butane			1.68
6	Pentane			0.45
7	Hexane (C6+)			1.69
8				
9				
10				
		TOTAL		100

Hazard(s): Flammable and Toxic

Flammable			
UFL	145022	ppm	Calculated with PHAST
LFL	34077	ppm	Calculated with PHAST
0.5 LFL	17039	ppm	
0.2 LFL	6815	ppm	

Toxic			
Material	Hydrogen sulfide (H2S)		Source:
TWA	10	ppm	OSHA (1989), 8h exposure
STEL	15	ppm	OSHA (1989), 15 min exposure
IDLH	100	ppm	NIOSH (revised 1994), 30 min exposure

Description / Assumptions

Release of gas/crude oil in the event of well blowout tubing failure.
Discharge flowrate limited by reservoir flowrate.

Type	Line rupture			
Diameter	19.25	in	488.95	mm
Flow controller	Valve			
Elevation	1	m		
Direction	Vertical			

Release source (PHAST)

Segment	1	2	3	4
Release rate (kg/s)	6.57			
Temperature (°C)	34.7			
Velocity (m/s)	32.6			
Liquid fraction (-)	0.00			

AECOM	Scenario Sheet		Client	SHELL / AECOM UK
			Site	Contract Area 1, Saline Basin, Gulf of Mexico
			Job n°	
			Titre du document	Environmental Risk Assessment
	N°	1	Doc n°	Consequence Analysis
Definition	Well blowout tubing failure			
Case	Loss of well control (BOP failure): Well construction; Offshore vessel collision; Stability – MODU; Dropped or failed marine drilling riser; Process			

Consequence / End Points

Flash Fire (FF)
Vapour Cloud Explosion (VCE)
Jet Fire (JF)
Toxic dispersion (T)

Consequence / End Points	High-Risk Area regarding damage to equipment	High-Risk Area	Buffer Zone
Toxicity (Concentration)	-	IDLH (ppm)	TLV (8 h, TWA) or TLV (15 min, STEL) (ppm)
Flammability (Heat radiation)	Range of 12.5 kW/m^2 to 37.5 kW/m^2	5.0 kW/m^2	1.4 kW/m^2
Explosiveness (overpressure)	Range of 3 lb/in^2 to 10 lb/in^2	1.0 lb/in^2 (0.070 kg/cm^2)	0.5 lb/in^2 (0.035 kg/cm^2)

Weather conditions and Substrate data

	F2	D5	D10	
Pasquill stability class	F	D	D	
Wind speed at 10 m (m/s)	2	5	10	
Ambient temperature (°C)	20	25	25	
Surface temperature (°C)	20	25	25	
Relative humidity (%)	70	70	70	
Surface roughness (m)	0.2 mm (Open water)	0.2 mm (Open water)	0.2 mm (Open water)	

Results

Software: **PHAST 8.11**

Flash Fire — Ref. 1-FF

		F2	D5	D10	
UFL distance (m)		1	2	2	
LFL distance (m)		**7**	**11**	**13**	
0.5 LFL distance (m)		17	25	27	
0.2 LFL distance (m)		48	62	62	
Origin		Release source			

VCE — Ref. 1-VCE — Model: Multi-Energy

		F2	D5	D10	
Delay before explosion (s)		60	60	60	
Flammable mass (kg)		394.2	394.2	394.2	
Confined fraction (-)		1	1	1	
Explosion strength		7	7	7	
Damage to equipment (m)	**10 lb/in2**	**42**	**42**	**42**	
Damage to equipment (m)	**3 lb/in2**	**97**	**97**	**97**	
High-Risk Area (m)	**1 lb/in2**	**217**	**217**	**217**	
Buffer Zone (m)	**0.5 lb/in2**	**401**	**401**	**401**	
Origin		Center of confined area			

Jet Fire — Réf. 1-JF

		F2	D5	D10	
Flame length (m)		33	26	23	
Damage to equipment (m)	**37.5 kW/m^2**	**2**	**10**	**23**	
Damage to equipment (m)	**12.5 kW/m^2**	**15**	**28**	**32**	
High-Risk Area (m)	**5 kW/m^2**	**36**	**39**	**44**	
Buffer Zone (m)	**1.4 kW/m^2**	**64**	**68**	**68**	
Origin		Release source			

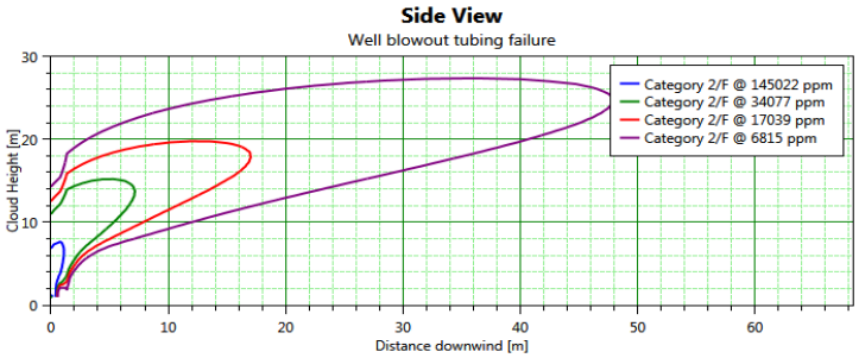
Toxic (H2S) — Réf. 1-T

		F2	D5	D10	
High-Risk Area (m)	**IDLH**	**72**	**87**	**70**	
Buffer Zone (m)	**STEL**	**403**	**296**	**214**	
Buffer Zone (m)	**TWA**	**564**	**371**	**274**	
Origin		Release source			

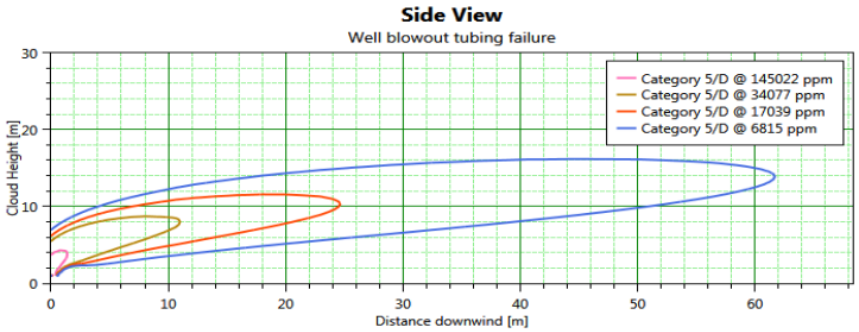
AECOM	Scenario Sheet		Client	SHELL / AECOM UK
			Site	Contract Area 1, Saline Basin, Gulf of Mexico
			Job n°	
			Titre du document	Environmental Risk Assessment
	N°	1	Doc n°	Consequence Analysis
Definition	Well blowout tubing failure			
Case	Loss of well control (BOP failure): Well construction; Offshore vessel collision; Stability – MODU; Dropped or failed marine drilling riser; Process			

Graphs

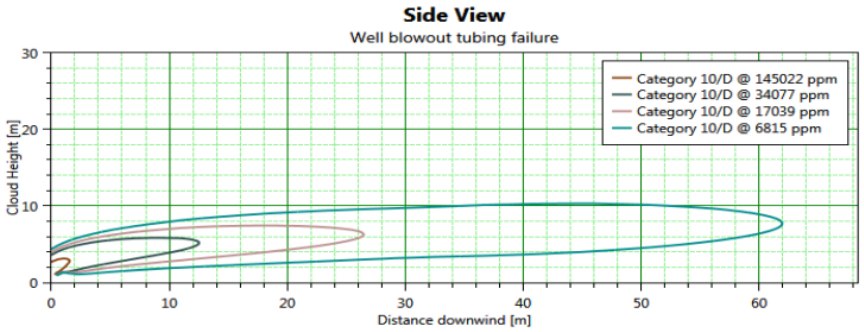
Flammable dispersion / Side view / F2



Flammable dispersion / Side view / D5

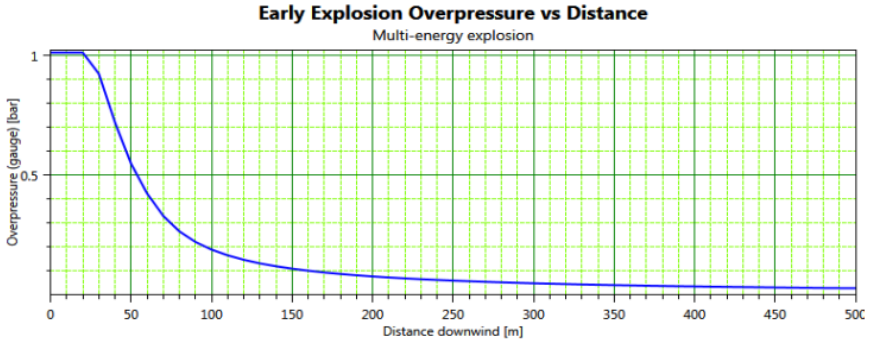


Flammable dispersion / Side view / D10

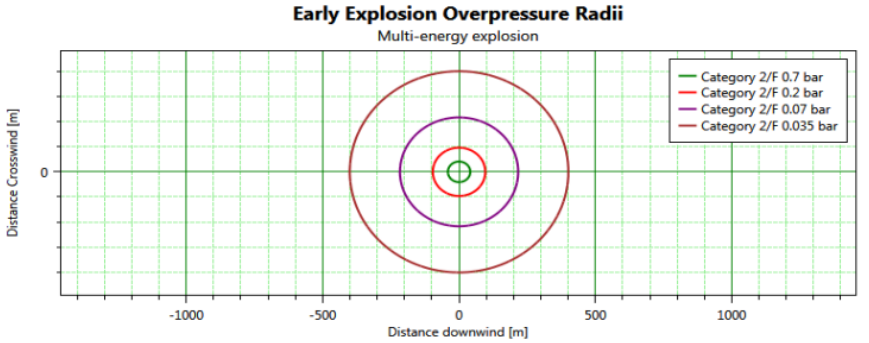


AECOM	Scenario Sheet		Client	SHELL / AECOM UK
			Site	Contract Area 1, Saline Basin, Gulf of Mexico
			Job n°	
			Titre du document	Environmental Risk Assessment
	N°	1	Doc n°	Consequence Analysis
Definition	Well blowout tubing failure			
Case	Loss of well control (BOP failure): Well construction; Offshore vessel collision; Stability – MODU; Dropped or failed marine drilling riser; Process			

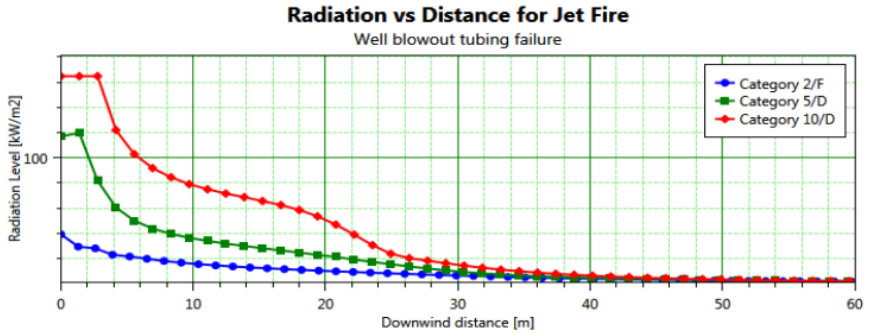
VCE / Overpressure VS Distance



VCE / Overpressure radii

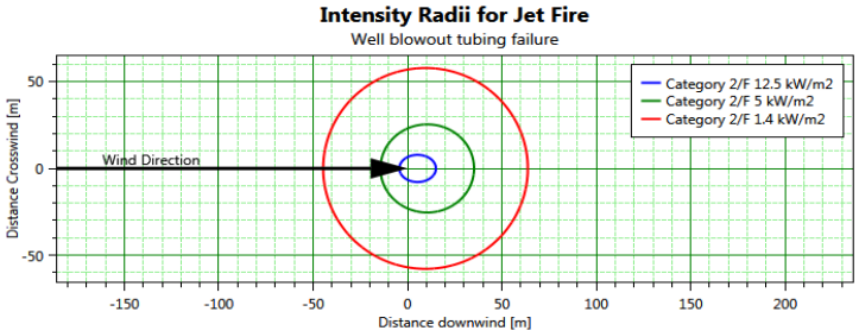


Jet Fire / Radiation VS Distance

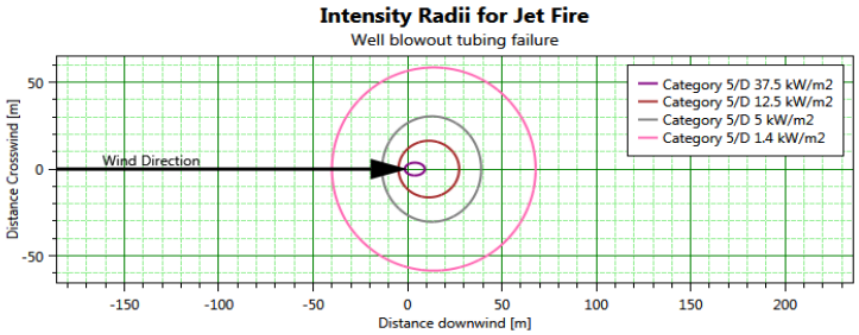


AECOM	Scenario Sheet		Client	SHELL / AECOM UK
			Site	Contract Area 1, Saline Basin, Gulf of Mexico
			Job n°	
			Titre du document	Environmental Risk Assessment
	N°	1	Doc n°	Consequence Analysis
Definition	Well blowout tubing failure			
Case	Loss of well control (BOP failure): Well construction; Offshore vessel collision; Stability – MODU; Dropped or failed marine drilling riser; Process			

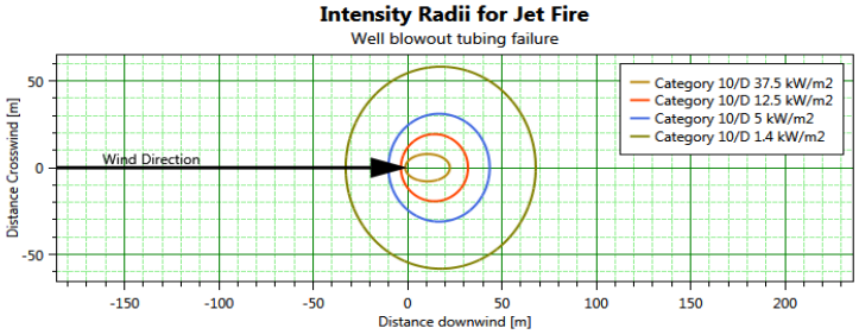
Jet Fire / Radiation radii / F2



Jet Fire / Radiation radii / D5

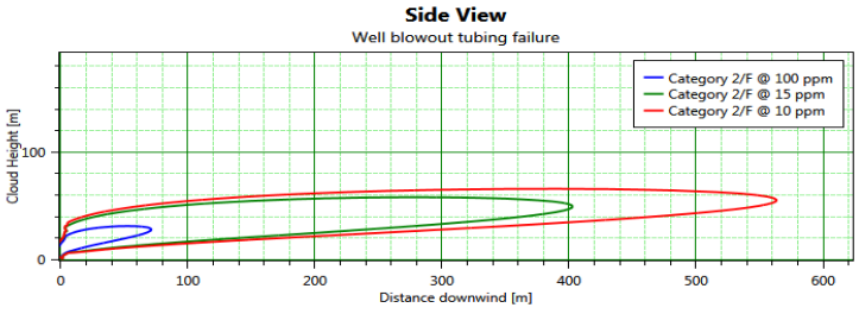


Jet Fire / Radiation radii / D10

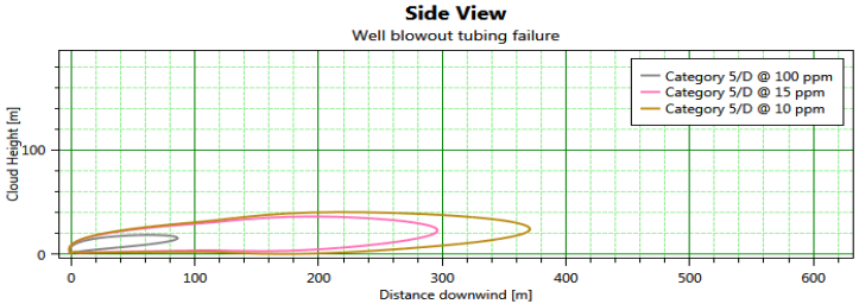


AECOM	Scenario Sheet		Client	SHELL / AECOM UK
			Site	Contract Area 1, Saline Basin, Gulf of Mexico
			Job n°	
			Titre du document	Environmental Risk Assessment
	N°	1	Doc n°	Consequence Analysis
Definition	Well blowout tubing failure			
Case	Loss of well control (BOP failure): Well construction; Offshore vessel collision; Stability – MODU; Dropped or failed marine drilling riser; Process			

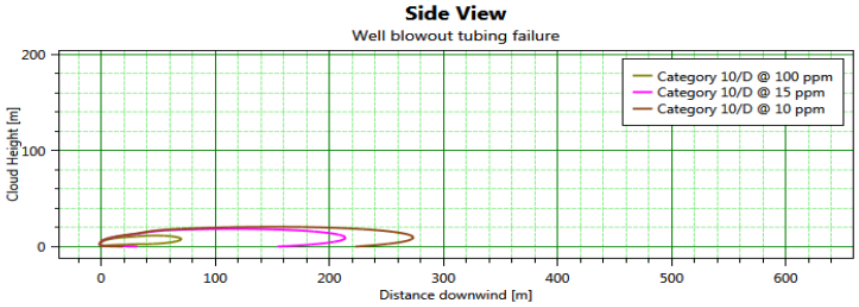
Toxic dispersion (H2S) / Side view / F2



Toxic dispersion (H2S) / Side view / D5



Toxic dispersion (H2S) / Side view / D10



5.9 Memoria Técnica de la Modelación de la Liberación No Controlada de Hidrocarburos (Modelo OILMAP)

18-200448 SHELL AECOM

Oil Spill Modelling Study Summary for Shell/AECOM GoM – Contract Area 1



Oil Spill Modelling Study Summary for Shell/AECOM GoM Contract Area 1
AECOM GoM 200448
Draft
20 May, 2019

SUMMARY REPORT

Document status

Version	Purpose of document	Authored by	Reviewed by	Approved by	Review date
Draft V1	Oil Spill Modelling Summary Report	See List Below	JZ	EC	20 May 2019

Approval for issue

Eric Comerma	17 May 2019

This report was prepared by RPS within the terms of RPS' engagement with its client and in direct response to a scope of services. This report is supplied for the sole and specific purpose for use by RPS' client. The report does not account for any changes relating the subject matter of the report, or any legislative or regulatory changes that have occurred since the report was produced and that may affect the report. RPS does not accept any responsibility or liability for loss whatsoever to any third party caused by, related to or arising out of any use or reliance on the report.

Prepared by:

RPS Ocean Science

- Sitara Baboolal, Ocean Engineer
- Mahmud Monim, Ocean Engineer
- Matt Frediani, GIS Specialist
- Dan Torre, Environmental Chemist
- Stephanie Berkman, Biologist
- Joe Zottoli, Fisheries Biologist
- Luz Zarate, Physical Oceanographer
- Tayebeh TajalliBakhsh, PhD Ocean Engineer, Senior Scientist
- Eric Comerma, PhD Ocean Engineer, Senior Scientist

55 Village Square Drive
South Kingstown RI 02879
T +1 401 789 6224

Project Manager:
Eric Comerma (eric.comerma@rpsgroup.com)

Prepared for:

AECOM

Juliana Moura Costa Pollastri
Leader, Impact Assessment and Permitting Environment
DCS Americas

150 N Orange Ave,
Suite 200
Orlando, FL 32801.
Jiliana.moura@aecom.com

SUMMARY REPORT

On behalf of Shell Mexico, AECOM contracted RPS Ocean Science (formerly ASA) to assess the trajectory and fate of potential hydrocarbon spill events from an uncontrolled seabed blowout of 4,500,000 bbl of medium crude oil from a representative well site in the Gulf of Mexico (GoM). The potential spill site is located in the Shell Contract Area 1 within the Saline Basin located offshore in the southern GoM, approximately 320 kilometers (km) northeast of the Veracruz coast. The scenario simulated 30-day uncontrolled medium crude oil discharges from the seabed during two seasons: wet (April to September) and dry (October to March).

Hydrocarbon release scenarios were simulated using RPS's OILMAP oil spill modelling system to evaluate the probable spill effects under varying environmental conditions. The subsurface spill event was simulated at two scales, the near-field and the far-field.

- The continuous well release was first simulated using the OILMAPDeep near-field model using a defined discharge rate and assumed well characteristics to determine the blowout plume geometry and the oil droplet sizes.
    - The objective of this first step of the blowout modelling is to characterize the plume mixture (oil, gas, and water) discharged from the wellhead blowout. In most cases, the near-field region occurs only within a few hundred meters of the wellhead.
    - The blowout model solves equations for the conservation of water mass, momentum, buoyancy, and gas mass using integral plume theory, following work outlined in McDougall (1978).
    - The results of the near-field model provide a description of the behavior of the blowout plume, its evolution within the water column and the expected initial dilution (concentration decrease) with distance from the wellhead (seafloor). It provides information about the termination ("trap") height of the plume and the oil droplet size distribution(s) associated with the release. These results are used as initial conditions of the far-field fate and trajectory modelling.

- The OILMAP model was then used in stochastic mode to calculate the transport and fate of the oil in the subsurface, on the sea surface, and along the shoreline.
    - The far-field model initializes these particles at the trap depth calculated by the OILMAPDeep near-field model and they are then transported by both currents and surface wind drift.
    - Macro-scale factors, such as advection due to winds and currents or interaction with the coastline are used to compute the overall transport of the oil in response to temporally- spill and spatially-varying meteorological and oceanographic conditions in the study area.
    - Horizontal and vertical dispersion coefficients in the oil spill model reproduce: a) the horizontal spreading of the oil slick due to its natural tendency to thin out (balance of inertial, gravity, and interfacial tensions), and b) to reproduce the vertical mixing within the upper mixing layer of the ocean (to reproduce the micro-scale processes - emulsion of water-in-oil, sediment trapping, minimum thickness).

- The stochastic model computes surface trajectories for an ensemble of hundreds of individual cases for each spill scenario, thus sampling the variability in regional and seasonal wind and current forcing by starting the simulation at different dates within the timeframe of interest.

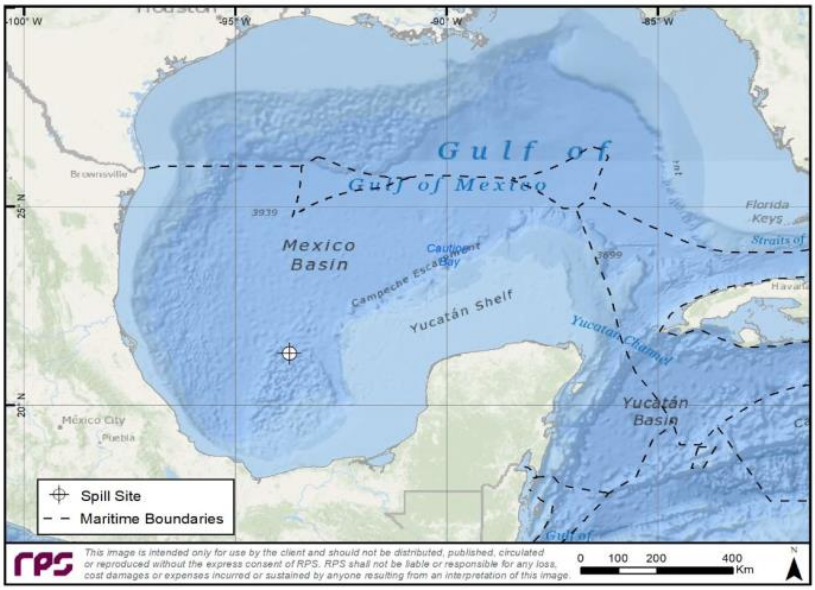


Figure 1. Location of the potential spill site selected in Contract Area 1, off the coast of Mexico.

Table 1. Oil Spill scenarios provided by client to be simulated.

Scenario ID	Spill Site	Spill Event	Oil Type	Spill Rate	Spill Duration	Total Spilled Volume
1	Contract Area 1 Base Case Well	Seabed Blowout	Medium Crude Oil	150,000 bbl/day	30 days	4,500,000 bbl

Table 2. Summary of blowout parameters.

Site	Water Depth of the release	Gas to Oil Ratio (scf/bbl)	Pipe Diameter	Oil Discharge Temperature (°C)
Contract Area 1 Base Case well	2,757 m	500 scf/bbl	12.4 in.	118°

The following tables summarizes the key modeling parameters, variables, and datasets used in the modeling study.

Table 3.Summary of Stochastic Setup.

Description	Subsurface Blowout Well	
Season	Wet (April – September)	Dry (October – March)
Latitude	21.290° N	
Longitude	93.710° W	
Total Volume Released	4,500,000 bbl	
Total Mass Released	634,286 MT	
Release Rate	150,000 bbl/day	
Duration of Release	30 days	
Depth of Release	2,757 m	
Total Run Duration	30 days	
Total Number of Trajectories in the stochastic ensemble	121	120
Time Between Trajectories in the stochastic ensemble	15 days	15 days
Nearest Shoreline	~320 km, Veracruz, Mexico	

Table 4. Summary of Current Data Inputs.

Name	HYCOM + NCODA Gulf of Mexico 1/25° Reanalysis	HYDROMAP (RPS)
Description	Subset was made from HYCOM.org (u0.04/expt_50.1)	Cyclical CIR file Generated using HYDROMAP
Start Time	1 January 2001	1 January 2001
End Time	31 December 2010	31 December 2010
Spatial Resolution	1/25° (~4.5 km)	15 km
Temporal Resolution	1 day	30 min
Depth Levels (m)	0, 2, 4, 6, 8, 10, 12, 15, 20, 25, 30, 35, 40, 45, 50, 60, 70, 80, 90, 100, 125, 150, 200, 250, 300, 350, 400, 500, 600, 700, 800, 900, 1000, 1250, 1500, 2000, 2500	Depth-averaged

Table 5. Summary of stochastic model parameters.

Description	Subsurface Blowout Well – Zip Well
Latitude	21.290°N
Longitude	93.710°W
Period(s)	Wet (April – September) Dry (October – March) (2 separate models)
Release Depth	2,757 m
Release Rate	150,000 bbl/day
Release Duration	30 days
Duration After Cessation	0 days
Total Model Duration	30 days
Number of particles used in simulation	14,400
Oil Characteristics	
API Gravity	28
Specific Gravity	0.887
Pour Point (°C)	-32°C
Wax Content (%)	0%
Asphaltenes (%)	4%
Subsurface Release Information	
Diameter of Release Hole (m)	0.315 m
Gas to Oil Ratio (scf/bbl)	500 scf/bbl
Gas Density (kg/Sm^3)	--

Environmental information was collected to reproduce the predominant conditions in the area of interest. For this study, wind data was obtained from the US National Centers for Environmental Prediction (NCEP) Climate Forecast System Reanalysis (CFSR) for a 10-year period (2001-2010). Current data was obtained from HYCOM Gulf of Mexico reanalysis (HYbrid Coordinate Ocean Model) 1/25-degree global simulation from the U.S. Naval Research Laboratory (Halliwell, 2004).

Table 6. Specifics of the wind dataset used for modelling.

Name of Dataset:	CFSR
Coverage	98°W - 77°W 18°N – 32°N
Owner/Provider	NCEP (US)
Horizontal Grid Size	0.31° x 0.31°
Hindcast Period	2001-2010
Time Step	6 hours

Table 7. Specifics of the current datasets used for modelling.

	Regional Reanalysis Dataset	Regional Tidal Dataset
Name of Dataset	HYCOM (GoMu0.04/expt_50.1)	HYDROMAP
Owner/Provider	Naval Research Laboratory (USA)	RPS
Bathymetry	GEBCO	GEBCO
Wind Forcing	CFSR	Not included
Tides	Not included	TPXO 7.2
Horizontal Grid Size	1/25° (~4.5 km)	15 km
Time Step	Daily	30 minutes

The stochastic results represent sensitivity to the environmental variability, as each trajectory experiences a different set of wind and current conditions that occur based on the model start date. The stochastic results present the probability and minimum travel times to reach any point within the footprint. For each spill scenario, the stochastic and time contour footprints were calculated assuming a specific threshold for minimum surface and shoreline oil thickness (Table 8); only those regions with oiling above the thresholds were presented.

Table 8. Thresholds used in the stochastic analysis.

	Surface oiling	Shoreline Oiling
Threshold	0.01 mm (10.0 µm or 10.0 g/m²)	0.1 mm (100.0 µm or 100.0 g/m²)
Rationale	Observed lethal effects to birds on water at this threshold. Sublethal impacts to marine mammals, sea turtles, and floating Sargassum mats.	This thickness provides a screening threshold for potential ecological impacts to shoreline flora and fauna, based upon a synthesis of the literature showing that shoreline life has been affected by this degree of oiling. Lethal impacts to epifaunal intertidal invertebrates on hard substrates and on sediments. Lethal effects threshold for birds on the shoreline.
Visual Appearance	Fresh oil at this thickness corresponds to a slick being a dark brown or metallic sheen.	May appear as black opaque oil.
References	French et al. 1996; French McCay et al. 2009 (based on a review of Engelhardt 1983, Clark 1984, Geraci and St. Aubin 1988, and Jenssen 1994 on oil effects on aquatic birds and marine mammals); French McCay et al. 2011; French McCay et aal. 2012; French McCay 2016	French et al., 1996; French McCay 2009; French McCay et al. 2011; French McCay et al. 2012; French McCay 2016

Based on these environmental datasets, the predominant environmental conditions can be summarized as follows:

- Wind direction in the Southern GoM is relatively variable near the southern shore, but near the western shore the predominant direction (blowing from) is south-easterly/south-southeasterly.
- Winds near the Contract Area are predominantly from the east sector, with an annual wind speed average of 6.3 m/s.
- Currents near the Contract Area are moderate in speed, and surface current direction throughout the year, and do not show any predominant direction.
- Current velocity near the western coast of Southern GoM shows seasonal variation; in the north, the anticyclonic current intensifies during wet season, and the cyclonic current in the south strengthens during dry season.
- The current speed decreases from the surface to the bottom layer while current direction shifts from northwest sector, towards east-northeast/east direction near the bottom layer.
- The surface current speed is greater than the wind drift (3.5% of wind speed) throughout the year; this means currents are the main driving force on surface floating oil slicks.

Table 9. Lists the seasonal breakdown for the GoM.

Season	Current Characteristics	Period
Dry	Weak anticyclonic current in the northwest of Bay of Campeche (BOC) and strong cyclonic current in the southwestern BOC	October - March
Wet	Strong anticyclonic current in the northwest of BOC and weak cyclonic current in southwestern BOC	April - September

The behavior of the crude oil simulated in this study was analyzed through modeled weathering tests of a surface spill for 5 days using 5th, 50th and 95th wind speed percentiles. A surface spill was simulated for the weathering tests for illustration of the oil properties and based on the properties of the medium crude oil, it was predicted that oil spilled on the surface will evaporate quickly within the first 6 hours with potential loss of up to 34% under average wind speed conditions. In addition, a surface spill of this crude oil could result in about 24% of the mass entrained (vertically mixed) in the water column and leaving ~37% of the spilled oil on the surface under average wind conditions.

Table 10. Summary of oil properties used for modelling.

Oil Name	Density	API Gravity	Viscosity (cP) @ 15 °C	Surface Tension (dyne/cm)	Max Water Content (%)	Pour Point (°C)
Medium Crude Oil	0.887	28	1.37	27	80	-32.0

Table 11. Chemical components of the oil type used in the modelling study.

Distillation Cut	Boiling Point (°C)	Chemical Characteristics of Soluble (aromatics) and Insoluble (aliphatic) compounds		Fraction by Weight (including both aromatic and aliphatic compounds)
		Aromatics (MAH and PAH)	Aliphatics	Medium Crude Oil
THC - 1	< 180	Volatile and Highly Soluble	Volatile	22%
THC - 2	180 – 265	Semi-volatile and Soluble	Semi-volatile	13.7%
THC - 3	265 – 380	Low Volatility and Slightly Soluble	Low Volatility	20.7%
Residue - 4	> 380	Residual oil fraction (non-volatile and very low solubility)		43.6%

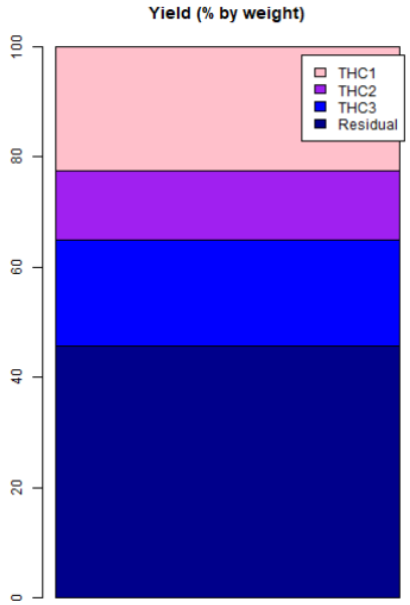


Figure 2. Oil properties - Percent composition by weight of the components of the oil types used in the modelling study. The boiling point ranges for different distillation cuts were assumed to be < 180°C for THC1, 180 – 265°C for THC2, 265 – 380°C for THC3, and > 380°C for residuals.

AVISO:

Para facilitar la revisión del Reporte de Datos de RPS con fecha de 20 de Mayo de 2019, AECOM ha traducido del idioma inglés al español el texto de dicho Informe; por lo que AECOM no asume ninguna responsabilidad por errores u omisiones de traducción contenidos en el mismo. Tampoco se responsabiliza por el uso cometido por terceros de esta información traducida al español. De existir alguna(s) discrepancia(s) entre la versión en Inglés y Español de este Informe, la versión en Inglés será considerada como la versión oficial.

SUMMARY REPORT

En representación de Shell México, AECOM contrató a RPS Ocean Science (de aquí en adelante RPS y conocido anteriormente como ASA) para evaluar la trayectoria y destino del evento potencial de liberación de hidrocarburos debido a un reventón de pozo en el lecho marino de 4, 500,000 bbl de crudo medio en un sitio de pozo representativo en el Golfo de México. El sitio de derrame potencial se encuentra localizado en el Área Contractual 1 dentro de la Cuenca Salina localizado costa fuera en el sur del Golfo de México, aproximadamente a 320 kilómetros (km) al noreste de la costa de Veracruz. El escenario simulado fue una liberación incontrolada de 30 días de descarga de crudo medio en el lecho marino durante dos temporadas: temporada de lluvias (abril a septiembre) y temporada de secas (octubre a marzo).

Los escenarios de liberación de hidrocarburos fueros simulados utilizando el sistema de modelación de derrames de RPS OILMAP para evaluar los efectos probables del derrame en condiciones ambientales variables. El evento de derrame subsuperficial fue simulado en dos escalas, el *near-field* y el *far-field*.

- La liberación continua del pozo fue simulada primero utilizando la escala *near-field* con el modelo OILMAP Deep con una velocidad de descarga definida con base en las características asumidas del yacimiento para determinar la geometría de la pluma del reventón y el tamaño de las gotas de hidrocarburo.
    - El objetivo de este primer paso de la modelación es caracterizar la mezcla de la pluma descargada (crudo, gas y agua) por el reventón del cabezal del pozo. En la mayoría de los casos, la región *near-field* ocurre únicamente a pocos cientos de metros del cabezal del pozo.
    - El modelo de reventón resuelve ecuaciones para la conservación de la masa del agua, el momentum, la boyancia y la masa de gas, utilizando la teoría integral de pluma, siguiendo el trabajo descrito por McDougall (1978).
    - Los resultados de la escala *near-field* proporcionan la descripción del comportamiento de la pluma del reventón, su evolución dentro de la columna de agua y la dispersión inicial prevista (disminución de la concentración) respecto a la distancia del cabezal del pozo (lecho marino). Éste proporciona información sobre la altura de terminación (*trap*) de la pluma y la distribución de los tamaños de las gotas de hidrocarburo asociadas a la liberación. Estos resultados fueron utilizados como condiciones iniciales de la mdelación de la escala de *far-field* para la modelación de trayectorias.
- El modelo OILMAP fue utilizado después en modo estocástico para calcular el transporte y destino del hidrocarburo por debajo de la superficie, en la superficie del agua y a lo largo de la línea costera.
    - El modelo *far-field* inicializa con las partículas en la profundidad de *trap* calculada por el modelo de *near-field* OILMAP Deep, y que posteriormente son transportadas tanto por las corrientes marinas como por el arrastre del viento.
    - Factores a macro-escala, como la advección por vientos y corrientes o la interacción con la costa, fueron utilizados para calcular el transporte global de los hidrocarburos como resultado de un derrame temporal y con base en las condiciones metocéanicas (meteorológicas y oceanográficas) variables en el área de estudio.

SUMMARY REPORT

- Los coeficientes de dispersión horizontales y verticales en el modelo de derrame de crudo reproducen: a) el esparcimiento de la mancha de hidrocarburo debido a su tendencia natural de adelgazarse (balance de inercia, gravedad y tensiones interfaciales), y b) reproducir la mezcla vertical dentro de la capa superior de mezcla del océano (para reproducir procesos a micro-escala – emulsión de agua en aceite, captura de sedimento, espesor mínimo).
- El modelo estocástico calcula las trayectorias superficiales acumulativas de cientos de casos individuales para cada escenario de derrame, de esta forma se toman muestras de la variabilidad de vientos regionales y temporales y las diferentes fuerzas de las corrientes al iniciar la simulación en días distintos pero dentro del lapso de tiempo de interés.

Figura 1. Ubicación del Sitio Potencial de Derrame en el Área Contractual 1, Costa Fuera de México.

Tabla 1. Escenarios de Derrame de Hidrocarburos Proporcionados por el Cliente para ser Simulados

Tabla 2. Resumen de los Parámetros del Reventón

Las siguientes tablas resumen los parámetros clave de la modelación, las variables, y los conjuntos de datos utilizados en el estudio.

Tabla 3. Resumen de la Configuración Estocástica

Tabla 4. Resumen de la Configuración de las Corrientes Marinas

Tabla 5. Resumen de los Parámetros de la Modelación Estocástica

La información ambiental fue recolectada para reproducir las condiciones predominantes en el área de interés. Para este estudio, los datos del viento fueron obtenidos del Sistema de Reanálisis del Pronóstico del Clima (CFSR, por sus siglas en inglés) del Centro Nacional para la Predicción Ambiental de los Estados Unidos (NCEP, por sus siglas en inglés) para un periodo de diez años (2001-2010). Los datos de las corrientes marinas fueron obtenidos del Modelo de Coordenadas Híbridas del Océano (HYCOM, por sus siglas en inglés) para un periodo de 10 años (2001-2010), proveniente del Laboratorio Naval de Investigación de los Estados Unidos (Halliwell, 2004).

Tabla 6. Datos Específicos de Vientos Utilizados para la Modelación

Tabla 7. Datos Específicos de Corrientes Marinas Utilizados para la Modelación

Los resultados estocásticos representan la sensibilidad a la variabilidad ambiental, ya que cada trayectoria experimenta un conjunto de condiciones distintas para vientos y corrientes que existen basados en la fecha de inicio de las simulaciones. Los resultados estocásticos presentan la probabilidad y tiempos mínimos de arribo dentro de la huella de hidrocarburo acumulado. Para cada escenario de derrame, los contornos de las huellas de hidrocarburo estocásticos y de tiempo fueron calculados asumiendo un umbral específico de espesor de capa de crudo para el afloramiento en la superficie marina y su arribo a la costa (**Tabla 8**); únicamente las regiones con presencia de hidrocarburos por encima de estos límites fueron presentados.

Tabla 8. Umbrales Utilizados en el Análisis Estocástico

Con base en los conjuntos de datos ambientales, las condiciones predominantes pueden ser resumidas como sigue:

SUMMARY REPORT

- La dirección del viento en el sur del Golfo de México es relativamente variable cerca de la costa sur, sin embargo cerca de la costa occidental, la dirección predominante (de donde viene) es sur-este / sur-sureste.
- Los vientos cercanos al Área Contractual predominantemente provienen del sector este, con un promedio de velocidad de viento de 6.3 m/s.
- Las corrientes marinas cercanas al Área Contractual son de velocidad moderada, la dirección superficial de las corrientes a lo largo del año no muestran una dirección predominante.
- La velocidad de las corrientes cercanas a la costa oeste del sur del Golfo de México presentan variaciones estacionales; en el norte, las corrientes anticiclónicas se intensifican durante la temporada de lluvias, mientras que las corrientes ciclónicas en el sur se fortalecen durante la temporada de secas.
- La velocidad de la corriente disminuye desde la superficie hacia el fondo mientras que la dirección de la corriente cambia del sector noroeste hacia la dirección este/este-noreste cercanas al fondo.
- La velocidad de la corriente superficial es mayor que el arrastre del viento (3.5% de la velocidad del viento) a lo largo del año; esto implica que las corrientes marinas son la fuerza predominante en el movimiento de las manchas de crudo flotando en la superficie.

Tabla 9. Listas de Desglose Estacional para el Golfo de México

El comportamiento del crudo simulado en este estudio fue analizado a través de pruebas de intemperización de un derrame superficial por cinco días utilizando los percentiles 5, 50 y 95 de la velocidad del viento. Un derrame superficial fue simulado para las pruebas de intemperización para la ilustración de las propiedades del crudo y particularmente basados en las propiedades de crudo medio, se predijo que el crudo derramado en la superficie se evaporaría rápidamente, dentro de las primeras seis horas, con pérdidas potenciales de hasta el 34% de su totalidad con condiciones promedio de velocidad de viento. Adicionalmente, un derrame de crudo en la superficie podría resultar en casi el 24% de masa atrapada (mezcla vertical) en la columna de agua, dejando ~37% del crudo derramado en la superficie bajo condiciones promedio de viento.

Tabla 10. Resumen de las Propiedades del Crudo Utilizado en la Modelación

Tabla 11. Componentes Químicos del Tipo de Crudo Utilizado en el Estudio de la Modelación

Figura 2. Propiedades del Crudo – Composición porcentual en peso de los componentes de los diferentes tipos de hidrocarburos utilizados en el estudio de la modelación. Los rangos de los puntos de ebullición para los diferentes cortes de destilación se asumieron a ser < 180°C para THC1, 180 – 265°C para THC2, 265 – 380°C para THC3, y > 380°C para residuales.

5.10 Análisis de Posibles Riesgos de Contaminación: Tablas de Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Áreas Prioritarias de Protección.

Tabla 5-1 Regiones Marinas Prioritarias (RMP). Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina.

Área Protegida (RMP)	Superficie Marina					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (días)	Probabilidad (%)	Tiempo Mínimo de Arribo (P95) (días)
Delta del Río Coatzacoalcos	26.9	9.4	10.0	11.7	14.6	14.7
Fosa Segsbee	68.9	2.1	2.5	66.7	1.7	2.5
Giro Tamaulipeco	95.0	1.5	3.1	86.7	1.8	2.9
La Pesca-Rancho Nuevo	28.6	11.9	12.2	40.8	8.0	8.9
Laguna Madre	27.7	9.3	10.4	54.2	9.1	10.0
Laguna San Andrés	33.6	11.9	12.8	36.7	7.8	8.0
Laguna Verde-Antón Lizardo	31.9	9.8	10.3	15.8	12.5	13.3
Los Tuxtlas	33.6	7.8	7.9	15.8	13.3	13.3
Pantanos de Centla-Laguna de Términos	23.5	4.8	7.0	10.8	10.0	10.8
Pueblo Viejo-Tamiahua	47.9	11.9	12.4	34.2	7.5	7.8
Sist. Lagunar de Alvarado	32.8	7.4	10.2	14.2	12.9	13.0
Tecolutla	40.3	12.0	12.6	21.7	8.0	8.7

Tabla 5-2. Regiones Marinas Prioritarias. Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa.

Área Protegida (RMP)	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
Delta del Río Coatzacoalcos	29.4	12.5	12.6	12.5	15.7	15.7
Fosa Segsbee						
Giro Tamaulipeco						
La Pesca-Rancho Nuevo	31.1	14.6	14.6	47.5	11.1	11.1
Laguna Madre	29.4	13.0	15.3	53.3	12.9	13.1
Laguna San Andrés	33.6	14.6	14.6	45.8	11.5	11.5
Laguna Verde-Antón Lizardo	31.1	11.6	12.6	16.7	15.3	15.4
Los Tuxtlas	46.2	13.0	13.4	19.2	13.3	13.5
Pantanos de Centla-Laguna de Términos	28.6	10.0	10.1	10.0	13.5	15.2
Pueblo Viejo-Tamiahua	64.7	13.9	14.7	42.5	8.9	10.0
Sist. Lagunar de Alvarado	42.0	14.0	14.0	15.8	14.9	15.8
Tecolutla	28.6	13.6	13.6	19.2	11.8	11.8

Tabla 5-3. Sitios Marinos Prioritarios (SMP): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina.

Área Protegida (SMP)	Superficie Marina					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
Arrecife Profundo de Cabo Rojo	52.1	9.9	9.9	30.8	6.6	6.6
Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	22.7	10.1	10.3	10.8	14.7	14.8
Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	26.9	12.7	12.8	16.7	10.1	10.9
Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	24.4	13.9	14.0	15.0	10.1	11.8
Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	19.3	8.7	9.0	7.5	15.4	15.5
Laguna de Términos	5.0	14.5	14.5			
Laguna Madre	27.7	9.3	10.3	54.2	9.1	10.0
Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	29.4	14.9	15.0	24.2	9.8	9.9
Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	31.9	7.9	12.4	15.8	13.3	13.4
Sistema Arrecifal Veracruzano	24.4	14.6	14.8	8.3	15.2	15.3
Sistema Lagunar de Alvarado						
Volcán Submarino Chapopote	17.6	2.0	2.3	25.0	1.7	1.7

Tabla 5-4. Sitios Marinos Prioritarios. Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa.

Área Protegida (SMP)	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
Arrecife Profundo de Cabo Rojo						
Cuenca Baja y Delta del Rio Coatzacoalcos	29.4	12.5	12.6	12.5	15.7	15.7
Humedales Costeros del Rio Tecolutla - Bajos del Negro	28.6	13.6	13.6	19.2	11.8	11.8
Humedales Costeros y Arrecifes de Tuxpan	41.2	14.5	14.5	22.5	12.5	12.6
Humedales Costeros y Plataforma Continental de Tabasco	30.3	10.0	10.1	10.8	13.5	15.2
Laguna de Terminos						
Laguna Madre	29.4	13.0	15.6	53.3	12.9	13.1
Lagunas Pueblo Viejo - Tamiahua	64.7	13.9	14.7	42.5	8.9	10.0
Plataforma Continental frente a Los Tuxtlas	46.2	13.0	13.4	19.2	13.3	13.5
Sistema Arrecifal Veracruzano	30.3	11.6	11.6	15.8	15.8	15.8
Sistema Lagunar de Alvarado	39.5	14.9	14.9	15.8	16.4	16.4
Volcan Submarino Chapopote						

Tabla 5-5. Regiones Terrestres Prioritarias (RTP). Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa.

Área Protegida (RTP)	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
Humedales del Papaloapan	42.0	14.0	14.0	15.8	15.8	15.8
Laguna de San Andrés	35.3	14.6	14.6	45.8	11.1	11.2
Laguna de Tamiahua	53.8	13.9	14.8	38.3	10.0	10.1
Laguna Madre	29.4	13.0	15.6	53.3	12.9	13.1
Pantanos de Centla	7.6	10.0	10.0	5.0	19.0	19.0
Rancho Nuevo	26.9	14.8	14.8	47.5	12.1	12.1
Sierra de los Tuxtlas-Laguna del Ostión	46.2	12.5	12.9	19.2	13.5	13.6

Tabla 5-6. Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina.

Área Protegida (RHP)	Superficie Marina					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
Cenotes de Aldama						
Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan						
Laguna de Términos - Pantanos de Centla						
Los Tuxtlas						
Río Bravo Internacional	6.7	18.0	18.0	26.7	15.7	15.7
Río La Antigua						
Río Tecolutla						

Tabla 5-7. Regiones Hidrológicas Prioritarias (RHP): Probabilidad de Presencia de Hidrocarburos y Tiempos de Arribo en la Costa

Área Protegida (RHP)	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
Cenotes de Aldama	37.8	14.6	14.6	45.8	11.1	11.2
Humedales del Papaloapan, San Vicente y San Juan	42.0	14.0	14.0	15.8	14.9	14.9
Laguna de Términos - Pantanos de Centla	9.2	10.0	10.0	5.0	18.0	18.0
Los Tuxtlas	46.2	12.5	12.9	19.2	13.3	13.5
Río Bravo Internacional	16.8	16.2	16.2	45.8	15.8	15.8
Río La Antigua	10.9	21.8	21.8	8.3	20.0	20.0
Río Tecolutla	28.6	13.6	13.6	16.7	11.8	11.8

Tabla 5-8. Áreas Importantes para la Conservación de las Aves (AICAS): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa.

Área Protegida (AICAs)	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
Centro de Veracruz	26.9	12.6	12.6	16.7	15.7	16.5
Delta del Río Bravo	21.0	15.9	16.0	52.5	14.7	14.8
Desembocadura del Río Soto la Marina	26.9	15.1	15.1	49.2	13.0	13.0
Humedales de Alvarado	42.0	14.5	14.8	15.8	16.2	16.2
Humedales del Sur de Tamaulipas y Norte de Veracruz	37.8	15.9	15.9	40.0	12.6	12.6
Laguna Madre	29.4	13.0	15.6	53.3	12.9	13.0
Los Tuxtlas	46.2	12.9	13.0	19.2	13.3	13.5
Pantanos de Centla	9.2	10.0	10.0	5.0	18.5	18.5
Tecolutla	26.9	14.0	14.0	15.8	11.8	11.8

Tabla 5-9. Unidades de Gestión Ambiental (UGAs): Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Superficie Marina.

UGA	Superficie Marina					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
2						
4						
5						
6						
9						
10						
11						
16						
20						
22						
24						
25						
28						
31						

UGA	Superficie Marina					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
32						
34						
35						
36						
37						
39						
41						
44						
50						
53						
54						
58						
64						
67						
70						

UGA	Superficie Marina					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
71						
158	28.6	9.5	10.8	53.3	8.9	9.7
159	38.7	11.7	12.1	40.8	7.5	7.8
160	47.9	12.0	12.4	30.0	7.5	7.7
161	46.2	9.1	11.0	25.0	7.5	8.2
162	29.4	10.3	10.7	12.5	13.0	13.1
163	24.4	14.6	14.8	8.3	15.2	15.3
164						
165	33.6	7.4	7.9	15.8	13.0	13.2
166	23.5	8.9	9.2	9.2	10.5	14.8
183	94.1	1.0	2.1	93.3	0.9	2.0
184	100.0	0.2	0.9	100.0	0.2	1.0
185	46.2	1.4	3.5	23.3	2.6	4.5
186	37.0	6.9	9.4	21.7	12.0	12.6
187	38.7	5.3	7.3	19.2	7.8	11.1

UGA	Superficie Marina					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
188	10.9	8.6	8.8	5.0	16.8	16.8
196	34.5	4.0	6.2	59.2	3.5	4.9
200	29.4	14.8	14.8	17.5	11.8	11.8
201	21.0	14.9	14.9	11.7	13.7	13.7

Tabla 5-10. Unidades de Gestión Ambiental. Probabilidad de Presencia y Tiempos de Arribo de Hidrocarburos en Costa.

UGA	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
2	29.4	13.0	15.1	53.3	12.7	13.0
4	26.9	15.0	15.0	45.0	12.1	12.1
5	33.6	14.6	14.6	45.8	11.1	11.2
6	35.3	15.9	15.9	38.3	13.9	13.9
9	37.8	15.9	15.9	38.3	12.6	12.6
10	33.6	16.8	16.8	40.0	12.6	12.6
11	53.8	13.9	14.6	38.3	10.0	10.0
16	46.2	15.7	15.9	33.3	11.8	11.8
20	31.1	14.5	14.5	18.3	12.6	12.6
22	31.9	14.5	14.5	17.5	12.5	12.5
24	29.4	14.7	14.7	14.2	16.7	16.7
25	31.9	13.6	13.6	19.2	11.6	11.6
28	28.6	13.9	13.9	17.5	11.8	11.8
31	28.6	13.9	13.9	17.5	11.5	11.5

UGA	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
32	26.1	13.6	13.6	16.7	11.7	11.7
34	28.6	12.7	12.7	16.7	15.3	15.3
35	22.7	12.6	12.6	11.7	16.6	16.6
36	16.8	12.6	12.6	10.0	16.8	16.8
37	12.6	15.2	15.2	8.3	20.0	20.0
39	23.5	15.2	15.2	15.8	16.6	16.6
41	21.8	16.8	16.8	13.3	16.9	16.9
44	42.0	14.0	14.1	15.8	15.8	15.8
50	43.7	14.0	14.0	14.2	14.3	14.3
53	44.5	13.8	13.8	19.2	13.6	13.6
54	46.2	12.9	13.4	19.2	13.3	13.5
58	30.3	12.5	12.5	12.5	15.7	15.7
64	30.3	12.4	12.4	10.8	16.2	16.2
67	28.6	12.5	12.5	10.0	15.2	16.1
70	13.4	10.0	10.0	6.7	13.5	13.5

UGA	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
71	7.6	10.0	10.0	5.0	19.0	19.0
158	21.8	16.7	16.7	50.0	12.1	12.1
159	37.8	15.0	15.0	45.8	11.1	11.2
160	64.7	13.9	14.6	42.5	8.9	10.0
161	37.8	12.6	12.8	22.5	11.5	11.8
162	42.0	11.6	12.6	15.8	15.5	15.8
163	30.3	11.6	11.6	15.8	15.8	15.8
164	16.0	17.4	17.4	7.5	21.9	21.9
165	46.2	12.4	12.5	19.2	13.3	13.5
166	30.3	10.0	10.1	10.8	13.5	13.7
183						
184						
185						
186						
187						

UGA	Costa					
	Temporada de Secas (Octubre a Marzo)			Temporada de Lluvias (Abril a Septiembre)		
	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)	Probabilidad (%)
188						
196						
200	64.7	13.9	13.9	42.5	8.9	8.9
201	41.2	16.0	16.0	20.8	12.7	12.7

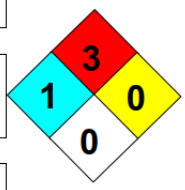
5.11 Hojas de Seguridad: Crudo Istmo, Gas Natural y Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)

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	-

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 (ºC)	538	**Color**	Café
Temperatura de fusión (ºC)	-91	**Olor**	Desagradable
Temperatura de inflamación (ºC)	N/D	**Velocidad de evaporación**	N/D
Temperatura de auto ignición (ºC)	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.

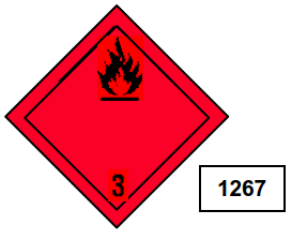
PEMEX EXPLORACION Y PRODUCCION ®	COORDINACION DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCION DE ACEITES REGIÓN SUR SECTOR AGUA DULCE LABORATORIO CERTIFICADOR DE ACEITE PALOMAS

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:

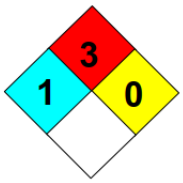


Precauciones de almacenamiento y manejo

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

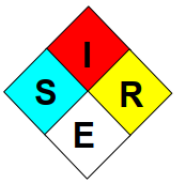
HOJA DE DATOS DE SEGURIDAD DE SUBSTANCIAS

(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	M O T I V O
0		
1		
2		
3		
4		

PEMEX®

Hoja de Datos de Seguridad

Gas Natural
HDS-PEMEX-TRI-SAC-9
Núm. Versión 1.1
NOM-018-STPS-2015 DOF 09.10.2015

1. Identificador del producto

Identificador SAC : Gas Natural

Otros medios de identificación : Gas seco, Gas natural licuado, Gas natural comprimido, Liquefied Natural Gas (LNG).

Uso recomendado del producto químico y restricciones de uso : En el sector industrial se utiliza en la generación de vapor, generación eléctrica, secado, industria de alimentos, fundición de metales, hornos, tratamientos térmicos, temple y recocido de metales y producción de petroquímicos entre muchos otros. En el sector comercial y doméstico se utiliza para la calefacción, aire acondicionado, preparación de alimentos, agua caliente y como combustible vehicular.

Datos sobre el proveedor

Nombre : Pemex Transformación Industrial.
Subdirección de Procesos de Gas y Petroquímicos.

Domicilio : Prolongación Paseo Usumacinta 1503, Colonia Tabasco 2000. Código Postal 86035. Villahermosa, Tabasco. México.

Teléfono : 01 993 3103500 extensión 30170 para llamada nacional en México. Sustituir + 52 en vez de 01 en caso de llamada internacional.

Información adicional : URL: www.pemex.com

Teléfono en caso de emergencia : Llamar al Centro de Coordinación y Apoyo a Emergencias relacionados con la seguridad industrial, protección ambiental y seguridad física en centros de trabajo de Pemex, sus Empresas Productivas Subsidiarias y, en su caso, Empresas Filiales, disponible las 24 horas los 365 días al número telefónico 01 55 9689 6520.

Llamar a 01 993 3103500 extensión 32633 clave 400 para servicio médico o 444 para contraincendio del Complejo Procesador de Gas (CPG) Cactus.
Llamar a 01 993 3103500 extensión 33633 clave 400 para servicio médico o 444 para contraincendio del CPG Nuevo Pemex.
Llamar al 01 229 9892600 extensión 25134 para contraincendio del CPG Matapionche.
Llamar al 01 921 2113000 extensión 33394 para servicio médico y 33450 para contraincendio del Centro de Proceso de Gas y Petroquímicos Coatzacoalcos.
Llamar al 01 782 8261000 extensión 33170 clave 446 para servicio médico o extensión 36123 clave 445 para contraincendio del CPG Poza Rica.
Llamar al 01 899 9217600 extensión 56100 para servicio médico y 56213 o 56841 para contraincendio del CPG Burgos.
Sustituir + 52 en vez de 01 en caso de llamada internacional.

2. Identificación del peligro o peligros

Peligros	Clasificación SAC	Indicación de peligro
Físicos	Gas inflamable, categoría 1A. Gases a presión, categoría gas comprimido.	H220 Gas extremadamente inflamable. H280 Contiene gas a presión; puede explotar si se calienta.
Para la salud	Corrosión/irritación cutánea, categoría 2. Lesiones oculares graves/irritación ocular, categoría 2A.	H315 Provoca irritación cutánea. H319 Provoca irritación ocular grave. Nota: Las indicaciones de peligro para la salud fueron tomadas de ECHA, 2018.
Para el medio ambiente	No aplica	No aplica

Elementos de las etiquetas del SAC

Pictograma



Palabra de advertencia : Peligro

Consejos de prudencia

General : No aplica

Prevención : (H220) P202 No manipular antes de haber leído y comprendido todas las precauciones de seguridad. P210 Mantener alejado del calor, superficies calientes, chispas, llamas al descubierto y otras fuentes de ignición. No fumar.
(H315/H319) P264 Lavarse la piel y los ojos cuidadosamente después de la manipulación. P280 Usar guantes de protección de cuero y equipo de protección para los ojos y la cara.

Intervención : (H220) P377 Fuga de gas inflamado: No apagar las llamas del gas inflamado si no puede hacerse sin riesgo. P381 En caso de fuga, eliminar todas las fuentes de ignición.
(H315) P302+P352 EN CASO DE CONTACTO CON LA PIEL: Lavar con abundante agua tibia. P321 Tratamiento específico: Lave la zona afectada con agua tibia durante al menos 15 minutos. Aplique un vendaje estéril. Obtenga asistencia médica inmediata. P332+P313 En caso de irritación cutánea: consultar a un médico. P362+P364 Quitar la ropa contaminada y lavarla antes de volverla a usar.
(H319) P305+P351+P338 EN CASO DE CONTACTO CON LOS OJOS: Enjuagar con agua cuidadosamente durante varios minutos. Quitar las lentes de contacto cuando estén presentes y pueda

hacerse con facilidad. Proseguir con el lavado. P337+P313 Si la irritación ocular persiste, consultar a un médico.

Almacenamiento : (H220) P403 Almacenar en un lugar bien ventilado.
(H280) P410+P403 Proteger de la luz solar. Almacenar en un lugar bien ventilado.

Eliminación : No aplica

Otros peligros que no figuren en la clasificación : No aplica

Información adicional : No aplica.

3. Composición / información sobre los componentes

Nombre común : Gas Natural

Sinónimo(s) : Gas natural licuado, gas natural comprimido, gas de los pantanos, grisú, hidruro de metilo, Liquefied Natural Gas (LNG).

Identidad química

Nombre químico	Número CAS	Concentración	Otros identificadores únicos
Gas Natural	8006-14-2	100,0%	Número Comunidad Europea 232-343-9

Siendo el gas natural una sustancia, sus componentes principales son: Metano con 83,0%volumen mínimo en la Zona Sur y 84,0%volumen mínimo (CPG Poza Rica, Burgos y Arenque; así como Etano con un 11,0%volumen máximo (PTI, 2018).

Impurezas y aditivos estabilizadores : Etil Mercaptano 17-28 ppm, H_2S 6,0 mg/m^3 máximo, Azufre total 150 mg/m^3 máximo, Nitrógeno 8,0% volumen máximo (Zona Sur) y 4,0% volumen máximo (CPG Poza Rica, Burgos y Arenque), CO_2 3,0%volumen máximo, Oxígeno 0,2%volumen máximo) y Humedad 110 mg/m^3 máximo.

Información adicional : No aplica

4. Descontaminación y primeros auxilios

Descontaminación : No aplica.

Medidas de atención necesarias en caso de

Inhalación : Retire a la víctima a un área no contaminada con equipo de respiración autónomo. Mantenga a la víctima caliente y recostada. Llame a un médico. Aplique ventilación artificial si se detiene la respiración.

Vía cutánea : En caso de congelación, lave la zona afectada con agua tibia durante al menos 15 minutos. Aplique un vendaje estéril. Obtenga asistencia médica inmediata.

Vía ocular : Enjuague los ojos inmediatamente con abundante agua tibia durante al menos 15 minutos. Obtenga asistencia médica inmediata.

Ingestión : La ingestión no se considera una posible ruta de exposición.

Síntomas y efectos más importantes, agudos o crónicos : A altas concentraciones puede causar asfixia. Los síntomas pueden incluir pérdida de movilidad y del estado de alerta. La víctima podría no advertir el estado de asfixia. En bajas concentraciones puede causar efectos narcóticos. Los síntomas pueden incluir mareos, dolor de cabeza, náuseas y pérdida de la coordinación.

	Crónico: Sensibilizante cardiaco, daño a sistema nervioso central.
Indicaciones sobre la atención médica inmediata y el tratamiento específico	: Ante la presencia de dificultad respiratoria deben proporcionarse medidas de soporte vital avanzado el cual debe ser realizado por personal calificado.

5. Medidas de lucha contra incendios

Medios de extinción apropiados	: Polvo químico seco (púrpura K = bicarbonato de potasio, bicarbonato de sodio, fosfato monoamónico), bióxido de carbono y aspersión de agua.
Medios de extinción no-apropiados	: Espuma.
Peligros específicos del producto químico	: No aplica.
Medidas especiales que deben considerar los equipos de lucha contra incendios	: ♦ Active el Plan de Respuesta de Emergencia según la magnitud del evento. ♦ Aún sin incendio, asegúrese de que el personal utilice el equipo de protección para combate de incendios. ♦ Bloquee las válvulas que alimentan la fuga y proceda con los movimientos operacionales de ataque a la emergencia mientras enfría con agua las superficies expuestas al calor, ya que el fuego, incidiendo sobre tuberías y equipos provoca daños catastróficos.
Aviso adicional	: No disponible

6. Medidas que deben tomarse en caso de liberación accidental

Precauciones individuales, equipos de protección y procedimientos de emergencia

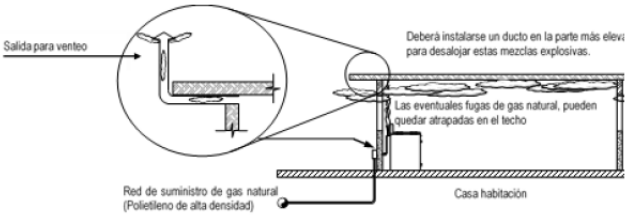
Para el personal que no forma parte de los servicios de emergencia	**: LLAMAR primero al número de teléfono en caso de emergencia**. Alejarse del lugar como mínimo 100 metros en todas las direcciones. Eliminar todas las fuentes de ignición.
Para el personal de los servicios de emergencia	: Si esto sucede a la intemperie, el gas natural se disipa fácil y asciende rápidamente en las capas superiores de la atmósfera (ya que es más ligero que el aire); contrariamente, cuando queda atrapado en la parte inferior de techumbres se forman mezclas explosivas con gran potencial para explotar, y explotarán violentamente al encontrar una fuente de ignición. Proceda a bloquear las válvulas que alimentan la fuga. Mantener alejado al personal no autorizado. El gas natural se disipará fácilmente. Tenga presente la dirección del viento. Elimine precavidamente fuentes de ignición y prevenga venteos para expulsar las probables fugas que pudieran quedar atrapadas. Conectar eléctricamente a tierra todo el equipo que se use durante el manejo del producto. Use rocío de agua para reducir los vapores o desviar la nube de vapor a la deriva. No ponga agua directamente a la fuente de la fuga. Prevenga la expansión de vapores a través de las alcantarillas, sistemas de ventilación y áreas confinadas.
Precauciones relativas al medio ambiente	: Evitar quemar el gas.
Métodos y materiales de contención y limpieza	: No aplica
Aviso adicional	: El personal de operación, mantenimiento, seguridad y contraincendio debe estar capacitado, adiestrado y

equipado para cuidar, manejar, reparar y atacar incendios o emergencias, que deberá demostrarse a través de simulacros operacionales (falla eléctrica, falla de aire de instrumentos, falla de agua de enfriamiento, rotura de ducto de transporte, etc.) y contraincendio.

7. Manejo y almacenamiento

Precauciones para un manejo seguro

: Evite respirar altas concentraciones de gas natural. Procure la máxima ventilación para mantener las concentraciones de exposición por debajo de los límites recomendados. Nunca trate de localizar fugas iluminándose con flama o cerillos. Utilice agua jabonosa o un detector electrónico de fugas a prueba de explosión.



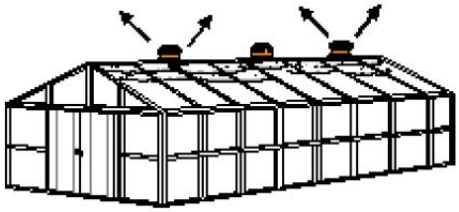
Verificar que la integridad mecánica - eléctrica de las instalaciones se encuentran en óptimas condiciones (diseño, construcción y mantenimiento) anticipadamente por medio de pruebas y auditorías:

- Especificaciones de tubería (válvulas, conexiones, accesorios, etc.) y prácticas internacionales de ingeniería.
- Detectores de mezclas explosivas, calor y humo con alarmas audibles y visuales.
- Válvulas de operación remota para aislar grandes inventarios, entradas, salidas, etc., en prevención a posibles fugas, con actuador local o desde un refugio confiable.

- Redes de agua contraincendio permanentemente presionadas, con sistemas disponibles de aspersión, hidrantes y monitores, con revisiones y pruebas frecuentes.
- Extintores portátiles.

Condiciones de almacenamiento seguro, incluida cualesquier incompatibilidad

: Considerar para las naves industriales, los almacenes y las bodegas los extractores de tiro natural.
Las techumbres deben tener precautoriamente venteos para desalojar las nubes de gas, de lo contrario, lo atraparán riesgosamente en las partes altas.



Aviso adicional

: Todo sistema donde se maneje gas natural debe construirse y mantenerse de acuerdo a especificaciones que aseguren la integridad mecánica y protección de daños físicos.
Las instalaciones, equipos, tuberías y accesorios (mangueras, válvulas, conexiones, etc.) utilizados para el almacenamiento, manejo y transporte de gas natural deben diseñarse, fabricarse y construirse de acuerdo a las normas aplicables y mantenerse herméticos para evitar fugas.

8. Controles de exposición / Protección personal

Parámetros de control

Límites de exposición laboral

Nombre químico	Tipo	ppm	mg/m^3	Observaciones	Referencia
Gas Natural	PPT[1]	1000	No aplica	No disponible	NOM-010-STPS-2014

[1]PPT: Promedio Ponderado por Tiempo.

Índice Biológico de Exposición (IBE)

Nombre químico	Determinante o Parámetros biológicos	Momento del muestreo	IBE	Referencia
Gas Natural	No disponible	No disponible	No disponible	No disponible

Controles de ingeniería adecuados : Utilice sistemas de ventilación natural en áreas confinadas, donde existan posibilidades de que se acumulen mezclas inflamables. Observe las normas eléctricas aplicables para este tipo de instalaciones (NFPA-70, "Código Eléctrico Nacional").

Medidas de protección individual, como equipo de protección personal (EPP)

Protección de los ojos/la cara : Anteojos de seguridad para protección frontal, lateral y superior de los ojos.

Protección de la piel : Camisola de manga larga y pantalón u overol de algodón 100%, guantes de cuero, botas industriales de cuero con casquillo de protección y suela antiderrapante a prueba de aceite y químicos.

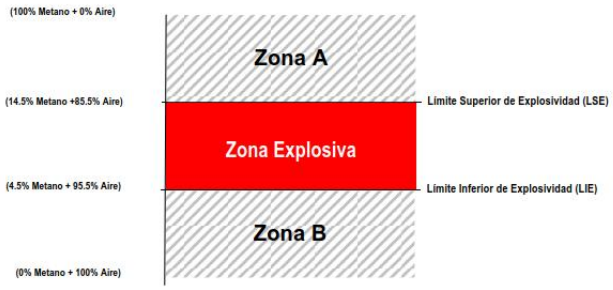
Protección de las vías respiratorias : Utilizar líneas de aire comprimido con mascarilla o equipos de respiración autónoma en caso de combate contra incendio o espacio confinado.

Peligros térmicos : No aplica.

Otros	: Utilice casco.
Información adicional	: Evite el contacto de la piel con metano en fase líquida ya que se provocarán quemaduras por congelamiento.

9. Propiedades físicas y químicas

Estado físico	: Gas
Color	: Incoloro
Olor	: Con ligero olor a huevos podridos
Punto de fusión/punto de congelación	: -182°C
Punto de ebullición o punto de ebullición inicial e intervalo de ebullición	: -165,5°C
Inflamabilidad	: Extremadamente inflamable.
Límites inferior y superior de explosión/límite de inflamabilidad	: Mezcla de aire y gas natural: **Zonas A y B**. En condiciones ideales de homogeneidad, las mezclas de aire con menos de 4,5% y más de 14,5% de gas natural no explotarán, aún en presencia de una fuente de ignición. Sin embargo, en condiciones prácticas, deberá desconfiarse de las mezclas cuyos contenidos se acerque a la zona explosiva, donde sólo se necesita una fuente de ignición para desencadenar un incendio o explosión.



Calibración de las alarmas en los detectores de mezclas explosivas:
Punto 1 = 20% del LIE.- Alarma visual y audible de presencia de gas en el ambiente.
Punto 2 = 60% del LIE.- Se deberán ejecutar acciones de bloqueo de válvulas, disparo de motores, etc., antes de llegar a la Zona Explosiva.

Zona Explosiva. Las mezclas del gas natural con aire en concentraciones entre 4,5 % y 14,5 % son explosivas, solo hará falta una fuente de ignición para que se desencadene una violenta explosión.

Punto de inflamación	: -222°C
Temperatura de ignición espontánea	: 525,22°C
Temperatura de descomposición	: No disponible
pH	: No aplica
Viscosidad cinemática	: No disponible
Solubilidad	: Ligeramente soluble @ 20°C (de 0,1 @ 1,0%)

Coeficiente de partición n-octanol/agua	: No disponible
Presión de vapor	: No disponible
Densidad o densidad relativa	: 0,5540 (Agua = 1) @ 0°/4°C
Densidad relativa de vapor	: 0,61 @ 15,5°C (más ligero que el aire)
Características de las partículas	: No disponible
Información adicional	: **Poder calorífico**: 36,1 – 43,6 MJ/m^3 (Zona Sur) 37,3 – 43,6 MJ/m^3 (CPG Poza Rica, Burgos, Arenque) **Temperatura de rocío de hidrocarburos**: - 2°C máximo

10. Estabilidad y reactividad

Reactividad	: No disponible
Estabilidad química	: Estable en condiciones normales de almacenamiento y manejo.
Posibilidad de reacciones peligrosas	: Evite el contacto con peróxidos, plásticos, dióxido de cloro y calor.
Condiciones que deben evitarse	: Manténgalo alejado de fuentes de ignición y calor intenso ya que tiene un gran potencial de inflamabilidad.
Materiales incompatibles	: Oxidantes fuertes con los cuales reacciona violentamente (pentafloruro de bromo, trifloruro de cloro, cloro, flúor, heptafloruro de yodo, tetrafluroborato de dioxigenil, oxígeno líquido, ClO_2, NF_3, OF_2). Halógenos e interhalógenos.

Productos de descomposición peligrosos	**:** Los gases o humos, productos de su combustión son: bióxido de carbono y monóxido de carbono (gas tóxico).

11. Información toxicológica

Posibles vías de ingreso al organismo	**:** Por inhalación, cutánea y ocular.
Toxicidad aguda	**:** En dosis altas puede causar asfixia y daño en sistema nervioso central.
Corrosión e irritación cutáneas	**:** En general, los alcanos y monoalquenos (C1-C4) son, a lo sumo, irritantes cutáneos leves. La irritación de la piel podría ser causada por la presencia de ciertos componentes, particularmente amoníaco. Por lo tanto, la clasificación de la irritación de la piel podría estar justificada para algunos de los productos químicos de este grupo.
Lesiones oculares graves e irritación ocular	**:** En general, los alcanos y monoalquenos (C1-C4) son, a lo sumo, irritantes para los ojos. La irritación ocular podría ser causada por la presencia de ciertos componentes, particularmente amoníaco.
Sensibilización respiratoria o cutánea	**:** Según los datos disponibles para alcanos y monoalquenos (C1-C4) y los otros componentes químicos, los productos químicos en este grupo no se consideran sensibilizadores de la piel. Observación en humanos: Se informa que los alcanos son sensibilizadores cardíacos débiles en altas concentraciones y se han relacionado con muertes súbitas.
Mutagenicidad en células germinales	**:** En general, los alcanos y monoalquenos (C1-C4) no se consideran con potencial genotóxico en función del

	peso de la evidencia de los resultados en varios ensayos in vitro e in vivo.
Carcinogenicidad	: En base a los datos limitados disponibles, se considera que los alcanos y monoalquenos (C1-C4) tienen un bajo potencial de carcinogenicidad, aunque no se pueden descartar los efectos si se producen exposiciones crónicas a altas concentraciones.
Toxicidad para la reproducción	: No hay estudios de toxicidad reproductiva específicos disponibles para los productos químicos. Se observó una mayor incidencia en el porcentaje de espermatozoides anormales a 10.000 ppm, en un estudio de inhalación de 13 semanas con la sustancia química análoga. No se observaron efectos en el recuento y la motilidad de los espermatozoides. En general, para alcanos y monoalquenos (C1-C4) no hay evidencia de toxicidad reproductiva y los efectos del desarrollo solo se observan como consecuencia de la toxicidad materna.
Toxicidad sistémica específica de órganos blanco – exposición única	: No aplica
Toxicidad sistémica específica de órganos blanco – exposiciones repetidas	: No aplica
Peligro de toxicidad por aspiración	: En dosis altas puede causar asfixia y daño en sistema nervioso central.
Síntomas relacionados con las características físicas, químicas y toxicológicas	: Mareo, cefalea, náuseas y fatiga.
Efectos inmediatos o retardados así como	: Irritación ocular y dérmica.

efectos crónicos producidos por una exposición a corto o largo plazo	
Datos numéricos de toxicidad, tales como estimaciones de toxicidad aguda	: No disponible
Efectos aditivos (interactivos)	: No aplica
Otra información	: No aplica

12. Información ecotoxicológica

Ecotoxicidad :

Organismos	Aguda	Crónica
Acuáticos	: No disponible	: No disponible
Terrestres	: No disponible	: No disponible

Persistencia y degradabilidad : El gas natural contiene al metano en mayor proporción, que es considerado uno de los gases de efecto invernadero, un contaminante de vida corta con una vida media de 12 años, 84 veces más potente que el CO_2 en un horizonte de 20 años. El metano es el principal precursor del ozono troposférico, un gas de efecto invernadero potente y contaminante.

Potencial de bioacumulación : No presenta riesgo de potencial exposición de bioacumulación. Para el caso del metano, el potencial de bioconcentración en organismos acuáticos es bajo (Factor de Bioconcentración=2).

Movilidad en el suelo : Se espera que el metano tenga movilidad muy alta en base a un Koc estimado de 9.

Otros efectos adversos : El gas natural es un combustible limpio, los gases producto de la combustión, tienen escasos efectos adversos en la atmósfera. Sin embargo, las fugas de metano están consideradas dentro del grupo de Gases de Efecto Invernadero causantes del fenómeno de Cambio Climático.

13. Consideraciones de eliminación

Se recomienda considerar las propuestas de mitigación a la atmósfera de la Coalición de Clima y Aire bajo un esquema de viabilidad, tomando en cuenta las condiciones de operación, logística, seguridad y las consideraciones de costos.

14. Información relativa al transporte

Número ONU : 1971

Designación oficial de transporte : Gas Natural, comprimido con alta proporción de metano.

Clase(s) relativa(s) al transporte : 2.1

Grupo de envase y/o embalaje, si aplica : No aplica

Peligros para el medio ambiente : No aplica

Precauciones especiales : No se permite el transporte del gas natural comprimido de cantidades limitadas al amparo de la NOM-011-SCT2/2003 en México.
No se permite el transporte como cantidad exceptuada.

Envases y/o embalajes y Recipientes Intermedios para Granel (RIG) (IBC): Instrucciones de envase y embalaje P200: Recipientes a presión autorizados: Botellas, tubos, bidones a presión, bloques de botellas y Contenedores de Gas de Elementos Múltiples. 10 años para la periodicidad de los ensayos, con una presión de servicio no superior a dos terceras partes de la presión de ensayo.

Transporte a granel conforme al anexo II de MARPOL 73/78 y al Código CIQ : No aplica

15. Información sobre la reglamentación

Se debe reportar a través del Registro de Emisiones y Transferencia de Contaminantes en México cuando se emita o transfiera más de 2.500 kg/año de metano y con un umbral de 100.000 kg/año por manufactura, procesos u otros usos.

16. Otra información

Clasificación del grado de riesgo NFPA : Salud: 1
Inflamabilidad: 4
Reactividad: 0



Fecha de elaboración : 14 de septiembre del 2018

Fecha de actualización : 8 de octubre del 2018

Referencias :

ATSDR. (2012). *Agencia para Sustancias Tóxicas y el Registro de Enfermedades.* Atlanta: Servicio de Salud Pública.

Australian Government. (2017, mayo 10). *INVENTORY MULTI-TIERED ASSESSMENT AND PRIORITISATION (IMAP) - NICNAS*. Retrieved from https://www.nicnas.gov.au/chemical-information

CCAC. (2018). *Accelerating Methane and Black Carbon Reductions from Oil and Natural Gas Production | Climate & Clean Air Coalition*. Retrieved from http://ccacoalition.org/en/initiatives/oil-gas

ECHA. (2018). *European Chemicals Agency* . Retrieved from https://echa.europa.eu

EINECS. (n.d.). *NIOSH: Pocket Guide to Chemical Hazards, International Chemical Safety Cards.* US Environmental Protection.

Naciones Unidas. (2015). *Recomendaciones relativas al Transporte de Mercancìas Peligrosas Reglamentación Modelo.* Nueva York y Ginebra: Naciones Unidas.

Naciones Unidas. (2017). *Sistema Globalmente Armonizado de Clasificación y Etiquetado de Productos (SGA) ST/SG/AC.10/30/Rev.7.* Nueva York y Ginebra: Naciones Unidas.

NIH. (2018). *TOXNET*. Retrieved from https://toxnet.nlm.nih.gov

PEMEX. (2000). *Hoja de Datos de Seguridad Gas Natural.* México: Pemex Gas y Petroquímica Básica.

PTI. (2018). *Monitoreo y Medición de Especificaciones de Productos Gas Natural (Gas Seco) Especificación PGPB 010, con referencia a la NOM-001-SECRE vigente.* México: Subdirección de Proceso de Gas y Petroquímicos.

SCT. (2012, enero 27). Norma Oficial Mexicana NOM-002-SCT/2011, Listado de las substancias y materiales peligrosos más usualmente transportdos. *Diario Oficial*.

SEMARNAT. (2014, enero 24). Norma Oficial Mexicana NOM-165-SEMARNAT-2013, Que establece la lista de sustancias sujetas a reporte para el

registro de emisiones y transferencia de contaminantes. *Diario Oficial*.

STPS. (2014, abril 28). Norma Oficial Mexicana NOM-010-STPS-2014, Agentes químicos contaminantes del ambiente laboral - Reconocimiento, evaluación y control. *Diario Oficial*.

STPS. (2015, octubre 9). NORMA Oficial Mexicana NOM-018-STPS-2015, Sistema armonizado para la identificación y comunicación de peligros y riesgos por sustancias químicas peligrosas en los centros de trabajo. *Diario Oficial*.

Transport Canada, CIQUIME, SCT, & U.S. Department of Transportation. (2016). *Guía de Respuesta en Caso de Emergencia.*

Información adicional : No aplica.

Aviso *: La información presentada en este documento se considera correcta a la fecha de emisión de la presente hoja de datos de seguridad del producto que se indica y sólo pretende comunicar los peligros físicos, para la salud o para el medio ambiente. No debe considerarse como garantía de cualquiera de las especificaciones del producto, así como tampoco de responsabilidad por parte del productor por daños o lesiones al comprador o terceras personas por el uso adecuado o inadecuado de este producto, incluso cuando hayan sido cumplidas las indicaciones expresadas en este documento, el cual se preparó sobre la base de que el comprador asume los riesgos derivados del mismo.*

Fichas Internacionales de Seguridad Química

SULFURO DE HIDRÓGENO

ICSC: 0165
Abril 2000

CAS: 7783-06-4
RTECS: MX1225000
NU: 1053
CE Índice Anexo I: 016-001-00-4
CE / EINECS: 231-977-3

Hidruro de azufre
Ácido sulfhídrico
H_2S
Masa molecular: 34.1



TIPO DE PELIGRO / EXPOSICIÓN	PELIGROS AGUDOS / SÍNTOMAS	PREVENCIÓN	PRIMEROS AUXILIOS / LUCHA CONTRA INCENDIOS
INCENDIO	Extremadamente inflamable.	Evitar las llamas, NO producir chispas y NO fumar.	Cortar el suministro; si no es posible y no existe riesgo para el entorno próximo, dejar que el incendio se extinga por sí mismo; en otros casos apagar con agua pulverizada, polvo seco, dióxido de carbono.
EXPLOSIÓN	Las mezclas gas/aire son explosivas.	Sistema cerrado, ventilación, equipo eléctrico y de alumbrado a prueba de explosión. Evitar la generación de cargas electrostáticas (p. ej., mediante conexión a tierra) si aparece en estado líquido. NO utilizar aire comprimido para llenar, vaciar o manipular.	En caso de incendio: mantener fría la botella rociando con agua.
EXPOSICIÓN		¡EVITAR TODO CONTACTO!	¡CONSULTAR AL MÉDICO EN TODOS LOS CASOS!
Inhalación	Dolor de cabeza. Vértigo. Tos. Dolor de garganta. Náuseas. Dificultad respiratoria. Pérdida del conocimiento. Síntomas no inmediatos (ver Notas).	Ventilación, extracción localizada o protección respiratoria.	Aire limpio, reposo. Posición de semiincorporado. Respiración artificial si estuviera indicada. No aplicar respiración boca a boca. Proporcionar asistencia médica.
Piel	EN CONTACTO CON LÍQUIDO: CONGELACIÓN.	Guantes aislantes del frío.	EN CASO DE CONGELACIÓN: aclarar con agua abundante, NO quitar la ropa. Proporcionar asistencia médica.
Ojos	Enrojecimiento. Dolor. Quemaduras profundas graves.	Gafas ajustadas de seguridad o protección ocular combinada con protección respiratoria.	Enjuagar con agua abundante durante varios minutos (quitar las lentes de contacto si puede hacerse con facilidad), después proporcionar asistencia médica.
Ingestión		No comer, ni beber, ni fumar durante el trabajo.	

DERRAMES Y FUGAS	ENVASADO Y ETIQUETADO
¡Evacuar la zona de peligro! Consultar a un experto. Eliminar toda fuente de ignición. Ventilar. Eliminar el gas con agua pulverizada. Protección personal: traje hermético de protección química, incluyendo equipo autónomo de respiración.	Clasificación UE Símbolo: F+, T+, N R: 12-26-50 S: (1/2-)9-16-36-38-45-61 Clasificación NU Clasificación de Peligros NU: 2.3 Riesgos Subsidiarios de las NU: 2.1
RESPUESTA DE EMERGENCIA	**ALMACENAMIENTO**
Ficha de Emergencia de Transporte (Transport Emergency Card): TEC (R)-20G2TF o 20S1053 Código NFPA: H4; F4; R0;	A prueba de incendio. Separado de oxidantes fuertes. Mantener en lugar fresco. Mantener en lugar bien ventilado. Instalar sistema de vigilancia con alarma continuo.

Preparada en el Contexto de Cooperación entre el IPCS y la Comisión Europea © CE, IPCS, 2005

IPCS International Programme on Chemical Safety

WHO UNEP

MINISTERIO DE TRABAJO E INMIGRACION
INSTITUTO NACIONAL DE SEGURIDAD E HIGIENE EN EL TRABAJO

VÉASE INFORMACIÓN IMPORTANTE AL DORSO

Fichas Internacionales de Seguridad Química

SULFURO DE HIDRÓGENO — ICSC: 0165

DATOS IMPORTANTES

ESTADO FÍSICO; ASPECTO
Gas licuado comprimido incoloro, de olor característico a huevos podridos.

PELIGROS FÍSICOS
El gas es más denso que el aire y puede extenderse a ras del suelo; posible ignición en punto distante. Como resultado del flujo, agitación, etc., se pueden generar cargas electrostáticas.

PELIGROS QUÍMICOS
El calentamiento intenso puede originar combustión violenta o explosión. La sustancia se descompone al arder, produciendo gas tóxico (óxidos de azufre). Reacciona violentamente con oxidantes fuertes, originando peligro de incendio y explosión. Ataca a metales y algunos plásticos.

LÍMITES DE EXPOSICIÓN
TLV: 10 ppm como TWA; 15 ppm como STEL (ACGIH 2004).
MAK: 5 ppm, 7.1 mg/m³; Categoría de limitación de pico: I(2); Riesgo para el embarazo: grupo C (DFG 2006).

VÍAS DE EXPOSICIÓN
La sustancia se puede absorber por inhalación.

RIESGO DE INHALACIÓN
Al producirse una pérdida de gas, se alcanza muy rápidamente una concentración nociva de éste en el aire.

EFECTOS DE EXPOSICIÓN DE CORTA DURACIÓN
La sustancia irrita los ojos y el tracto respiratorio. La sustancia puede afectar al sistema nervioso central. La exposición puede producir pérdida del conocimiento. La exposición puede producir la muerte. La inhalación del gas puede originar edema pulmonar (ver Notas). Los efectos pueden aparecer de forma no inmediata. Se recomienda vigilancia médica. La evaporación rápida del líquido puede producir congelación.

PROPIEDADES FÍSICAS

Punto de ebullición: -60°C
Punto de fusión: -85°C
Solubilidad en agua, g/100 ml a 20°C: 0.5
Densidad relativa de vapor (aire = 1): 1.19

Punto de inflamación: gas inflamable
Temperatura de autoignición: 260°C
Límites de explosividad, % en volumen en el aire: 4.3-46

DATOS AMBIENTALES

La sustancia es muy tóxica para los organismos acuáticos.

NOTAS

Los síntomas del edema pulmonar no se ponen de manifiesto, a menudo, hasta pasadas algunas horas y se agravan por el esfuerzo físico. Reposo y vigilancia médica son, por ello, imprescindibles. En caso de envenenamiento con esta sustancia es necesario realizar un tratamiento específico; así como disponer de los medios adecuados junto a las instrucciones correspondientes. La sustancia bloquea el sentido del olfato. La alerta por el olor cuando se supera el límite de exposición es insuficiente. Esta ficha ha sido parcialmente actualizada en octubre de 2004: ver Clasificación UE, Respuesta de Emergencia, y en octubre de 2006: ver Límites de exposición.

INFORMACIÓN ADICIONAL

Límites de exposición profesional (INSHT 2012):

VLA-ED: 5 ppm; 7 mg/m^3

VLA-EC: 10 ppm, 14 mg/m^3

Notas: agente químico que tiene establecido un valor límite indicativo por la UE.

NOTA LEGAL — Esta ficha contiene la opinión colectiva del Comité Internacional de Expertos del IPCS y es independiente de requisitos legales. Su posible uso no es responsabilidad de la CE, el IPCS, sus representantes o el INSHT, autor de la versión española.

© IPCS, CE 2005

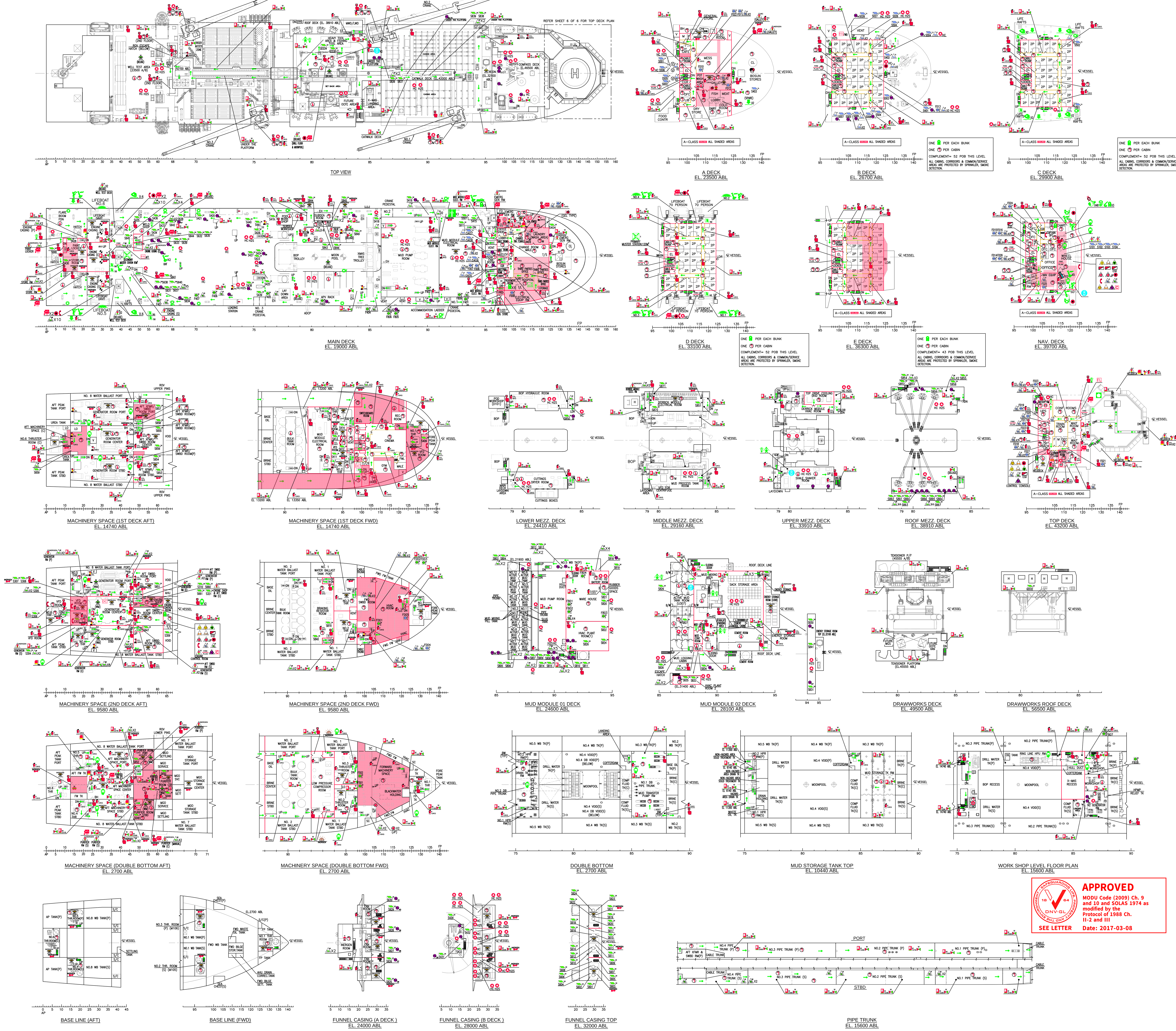
5.12 Sistema Contra Incendio

FIREFIGHTING AND LIFESAVING PLAN

DEEPWATER THALASSA

IMO NO. 9675169

Transocean



FAN LIST		
* FANS WHICH ARE LISTED AS BELOW CAN BE CONTROLED IN IAS SYSTEM AND LOCAL.		
NO.	TAG NO.	DESCRIPTION
1	571-FAA-001	EXHAUST FAN FOR HVAC PLANT ROOM
2	571-FAA-002	EXHAUST FAN FOR LAUNDRY ROOM
3	571-FAA-003	EXHAUST FAN FOR HOSPITAL
4	571-FAA-004	MAKE-UP AIR SUPPLY FAN FOR GALLEY
5	571-FAA-005	EXHAUST FAN FOR GALLEY
6	571-FAA-006	EXHAUST FAN FOR ELECTRICAL EQUIP. ROOM
7	571-FAA-007	EXHAUST FAN FOR DRY PROVISION STORE
8	571-FAA-008	SUPPLY FAN FOR STAIRWAY(EM'CY)
9	571-FAA-009	EXHAUST FAN FOR ELEVATOR & ELEVATOR MACHINERY ROOM
10	571-FAA-010	EXHAUST FAN FOR SANITARY
11	571-FAA-011	EXHAUST FAN FOR SUNDRY SPACES
12	571-FAA-012	EXHAUST FAN FOR BATTERY ROOM(1)
13	571-FAA-013	EXHAUST FAN FOR BATTERY ROOM(2)
14	571-FAA-014	SUPPLY FAN FOR FOAM ROOM
15	571-FAA-015	SUPPLY FAN FOR EM'CY GEN ROOM & SWBD ROOM
16	571-FAA-401	SUPPLY FAN FOR BOSUN STORE
17	571-FAA-402	SUPPLY FAN FOR NO.1 HPR ROOM
18	571-FAA-403	SUPPLY FAN FOR NO.2 HPR ROOM
19	571-FAA-404	SUPPLY FAN FOR NO.1 TRUNK(STBD)
20	571-FAA-405	SUPPLY FAN FOR NO.1 TRUNK(PORT)
21	571-FAA-406	SUPPLY FAN FOR NO.2 TRUNK(STBD)
22	571-FAA-407	SUPPLY FAN FOR NO.2 TRUNK(PORT)
23	571-FAA-408	SUPPLY FAN FOR NO.3 TRUNK(STBD)
24	571-FAA-409	SUPPLY FAN FOR NO.3 TRUNK(PORT)
25	571-FAA-410	SUPPLY FAN FOR NO.4 TRUNK(STBD)
26	571-FAA-411	SUPPLY FAN FOR NO.4 TRUNK(PORT)
27	571-FAA-412	EXHAUST FAN FOR NO.2 DB PIPE TRUNK
28	571-FAA-413	SUPPLY FAN FOR NO.2 DB PIPE TRUNK
29	571-FAA-414	SUPPLY FAN FOR STORAGE ROOM
30	571-FAA-415	EXHAUST FAN FOR PAINT STORE
31	571-FAA-416	EXHAUST FAN FOR INERGEN ROOM
32	571-FAA-417	EXHAUST FAN FOR WELDING WORKSHOP
33	571-FAA-418	EXHAUST FAN FOR DRAIN TANK ROOM
34	571-FAA-501	SUPPLY FAN FOR FWD MACH. ROOM
35	571-FAA-502	SUPPLY FAN FOR FWD MACH. ROOM
36	571-FAA-601	SUPPLY FAN FOR ENGINE ROOM(STBD) & NO.4 THRUSTER ROOM & AFT MACHINERY SPACE(STBD)
37	571-FAA-602	SUPPLY FAN FOR ENGINE ROOM(STBD) & NO.4 THRUSTER ROOM & AFT MACHINERY SPACE(STBD)
38	571-FAA-603	SUPPLY FAN FOR ENGINE ROOM(CENT) & NO.6 THRUSTER ROOM & AFT MACHINERY SPACE(CENT)
39	571-FAA-604	SUPPLY FAN FOR ENGINE ROOM(CENT) & NO.6 THRUSTER ROOM & AFT MACHINERY SPACE(CENT)
40	571-FAA-605	SUPPLY FAN FOR ENGINE ROOM(PORT)& NO.5 THRUSTER ROOM & AFT MACHINERY SPACE(PORT)
41	571-FAA-606	SUPPLY FAN FOR ENGINE ROOM(PORT)&NO.5 THRUSTER ROOM & AFT MACHINERY SPACE(PORT)
42	571-FAA-607	SUPPLY FAN FOR AFT STAIRWAY(STBD)
43	571-FAA-608	SUPPLY FAN FOR AFT STAIRWAY(CENT)
44	571-FAA-609	SUPPLY FAN FOR AFT STAIRWAY(PORT)
45	571-FAA-610	SUPPLY FAN FOR XFMR SWBD ROOM / SWBD ROOM(STBD)
46	571-FAA-611	SUPPLY FAN FOR XFMR SWBD ROOM / SWBD ROOM(CENT)
47	571-FAA-612	SUPPLY FAN FOR XFMR SWBD ROOM / SWBD ROOM(PORT)
48	571-FAA-613	EXHAUST FAN FOR F.O PURIFIER ROOM(STBD)
49	571-FAA-614	EXHAUST FAN FOR F.O PURIFIER ROOM(CENT)
50	571-FAA-615	EXHAUST FAN FOR F.O PURIFIER ROOM(PORT)
51	571-FAA-801	EXHAUST FAN FOR BATTERY ROOM
52	571-FAA-803	SUPPLY FAN_NO.1 FOR SHALE SHAKER ROOM
53	571-FAA-804	SUPPLY FAN_NO.2 FOR SHALE SHAKER ROOM
54	571-FAA-805	EXHAUST FAN_NO.1 FOR SHALE SHAKER ROOM
55	571-FAA-806	EXHAUST FAN_NO.2 FOR SHALE SHAKER ROOM
56	571-FAA-807	SUPPLY FAN_NO.1 FOR MUD PROCESS ROOM
57	571-FAA-808	SUPPLY FAN_NO.2 FOR MUD PROCESS ROOM
58	571-FAA-809	EXHAUST FAN_NO.1 FOR MUD PROCESS ROOM
59	571-FAA-810	EXHAUST FAN_NO.2 FOR MUD PROCESS ROOM
60	571-FAA-811	SUPPLY FAN FOR COOLING SKID ROOM
61	571-FAA-812	EXHAUST FAN FOR COOLING SKID ROOM
62	571-FAA-813	EXHAUST FAN_NO.1 FOR DERRICK MODULE HVAC ROOM
63	571-FAA-814	EXHAUST FAN_NO.2 FOR DERRICK MODULE HVAC ROOM
64	571-FAA-815	SUPPLY FAN FOR BOP HYDRAULIC ROOM
65	571-FAA-816	EXHAUST FAN FOR BOP HYDRAULIC ROOM
66	571-FAA-817	SUPPLY FAN FOR RINGLINE HPU ROOM
67	571-FAA-818	SUPPLY FAN FOR SACK STORE AND CEMENT ROOM
68	571-FAA-819	EXHAUST FAN FOR SACK STORE AND CEMENT ROOM
69	571-FAA-820	SUPPLY FAN_NO.1 FOR ACTIVE MUD TANK ROOM & ACTIVE MUD TANK
70	571-FAA-821	SUPPLY FAN_NO.2 FOR ACTIVE MUD TANK ROOM & ACTIVE MUD TANK
71	571-FAA-822	EXHAUST FAN_NO.1 FOR ACTIVE MUD TANK ROOM & ACTIVE MUD TANK
72	571-FAA-823	EXHAUST FAN_NO.2 FOR ACTIVE MUD TANK ROOM & ACTIVE MUD TANK
73	571-FAA-824	SUPPLY FAN_NO.1 FOR MUD PUMP ROOM
74	571-FAA-825	SUPPLY FAN_NO.2 FOR MUD PUMP ROOM
75	571-FAA-826	EXHAUST FAN_NO.1 FOR MUD PUMP ROOM
76	571-FAA-827	EXHAUST FAN_NO.2 FOR MUD PUMP ROOM
77	571-FAA-828	EXHAUST FAN_NO.1 FOR HVAC PLANT ROOM
78	571-FAA-829	EXHAUST FAN_NO.2 FOR HVAC PLANT ROOM
79	571-FAA-830	SUPPLY FAN FOR N2 GEN. ROOM
80	571-FAA-831	EXHAUST FAN FOR N2 GEN. ROOM
81	571-FAA-832	SUPPLY FAN_NO.1 FOR BULK STORAGE TANK ROOM
82	571-FAA-833	SUPPLY FAN_NO.2 FOR BULK STORAGE TANK ROOM
83	571-FAA-834	EXHAUST FAN_NO.1 FOR BULK STORAGE TANK ROOM & DRILLING BREAKING RESISTOR ROOM
84	571-FAA-835	EXHAUST FAN_NO.2 FOR BULK STORAGE TANK ROOM & DRILLING BREAKING RESISTOR ROOM
85	571-FAA-836	SUPPLY FAN_NO.1 FOR RESERVE MUD TANK & ROOM, MUD TRANSFER PUMP ROOM, STAIRWAY TRUNK TO MUD, NO.1 DB PIPE TRUNK
86	571-FAA-837	SUPPLY FAN_NO.2 FOR RESERVE MUD TANK & ROOM, MUD TRANSFER PUMP ROOM, STAIRWAY TRUNK TO MUD, NO.1 DB PIPE TRUNK
87	571-FAA-838	EXHAUST FAN_NO.1 FOR RESERVE MUD TANK & ROOM, MUD TRANSFER PUMP ROOM, STAIRWAY TRUNK TO MUD, NO.1 DB PIPE TRUNK
88	571-FAA-839	EXHAUST FAN_NO.2 FOR RESERVE MUD TANK & ROOM, MUD TRANSFER PUMP ROOM, STAIRWAY TRUNK TO MUD, NO.1 DB PIPE TRUNK
89	571-FAA-840	EXHAUST FAN FOR TOILET & PACU PLANT ROOM
90	571-FAA-841	EXHAUST FAN FOR MUD LAB
91	571-FAA-842	EXHAUST FAN_NO.1 FOR RESERVE MUD TANK
92	571-FAA-843	EXHAUST FAN_NO.2 FOR RESERVE MUD TANK
93	571-PVA-801	PORTABLE FAN FOR SHALE SHAKER ROOM
94	571-PVA-802	PORTABLE FAN FOR SHALE SHAKER ROOM
95	571-PVA-803	PORTABLE FAN FOR SHALE SHAKER ROOM

GENERAL NOTES:

1. FIREFIGHTING SYMBOLS AS PER IMO RESOLUTIONS A-952 (23).
2. LIFESAVING SYMBOLS AS PER IMO RESOLUTION A-760 (18).
3. THE FIXED PUBLIC ADDRESS SYSTEM SERVES PUBLIC ADDRESS AND IS RESPONSIBLE FOR DELIVERING MESSAGE BY MEANS OF LOUD SPEAKERS SPREAD THROUGHOUT THE VESSEL TO NORMALLY MANNED SPACES.
4. MAXIMUM ALLOWABLE PERSONNEL ONBOARD = 200.
   CLASSIFICATIONS : DET NORSKE VERITAS
   IMO SHIP IDENTIFICATION NUMBER : IMO 9675169.
   NATIONAL AUTHORITY : MARSHALL ISLAND.
5. TOTAL 200EA LIFE JACKETS ARE LOCATED AT ACCOMMODATION CABIN.
   TOTAL 200 IMMERSION SUITS ARE LOCATED AT ACCOMMODATION CABIN.
   IMMERSION SUITS WILL NOT BE CARRIED ON BOARD IF THE VESSEL IS CONTINUOUSLY OPERATING IN WARM CLIMATES. (REF. SOLASIII/REG.7-3)

NEW SYMBOL	QUANTITY	DESCRIPTION
	-	A-CLASS DIVISION
	-	B-CLASS DIVISION
	-	A-CLASS HINGED FIRE DOOR (WT - WATER TIGHT)
	-	B-CLASS HINGED FIRE DOOR (WT - WATER TIGHT)
	-	A-CLASS HINGED SELF-CLOSING FIRE DOOR (WT - WATER TIGHT) (GT - GAS TIGHT)
	-	B-CLASS HINGED SELF-CLOSING FIRE DOOR
	-	A-CLASS SELF-CLOSING DOOR (WT - WATER TIGHT)
WT	1	REMOTE CONTROL FOR WATERTIGHT DOORS
A	25	ACCOMMODATION SPACE FIRE DAMPER
M	22	MACHINERY SPACE FIRE DAMPER
A	29	ACCOMMODATION CLOSING DEVICE FOR VENTILATION
M	167	MACHINERY CLOSING DEVICE FOR VENTILATION
A	53	REMOTE CONTROL FOR ACCOMMODATION FIRE DAMPER
M	35	REMOTE CONTROL FOR MACHINERY FIRE DAMPER
A	26	REMOTE CONTROL FOR MACHINERY VENTILATION SHUT OFF
M	149	MANUAL CONTROL FOR MACHINERY VENTILATION SHUT OFF
FIRE PLAN	13	FIRE PROTECTION PLAN
	4	REMOTE CONTROL FOR FIRE PUMP
	5	FIRE PUMP 3-FIRE PUMP, 2- JOCKEY PUMP
	3	FUEL PUMP REMOTE SHUT OFF
	3	LUBE OIL PUMP REMOTE SHUT OFF
	3	REMOTE CONTROL FOR BILGE PUMP
	3	REMOTE CONTROL FOR FUEL OIL VALVES
	3	REMOTE CONTROL FOR LUBE OIL VALVES
F	6	FOAM REMOTE RELEASE STATION
WC	1	WC REMOTE RELEASE STATION
W	16	WATER REMOTE RELEASE STATIONS (DELUGE)
N	29	REMOTE RELEASE STATION FOR INERGEN FIRE FIGHTING SYSTEM
	2	INTERNATIONAL SHORE CONNECTION
W	205	FIRE HYDRANT
W	12	FIRE MAIN SECTION VALVE INCLUDING DELUGE
W	1	WATER FIXED FIRE-EXTINGUISHING INSTALLATION
F	1	FOAM FIXED FIRE-EXTINGUISHING INSTALLATION
WC	1	WET CHEMICAL FIXED FIRE-EXTINGUISHING BOTTLE
N	2	INERGEN FIXED FIRE EXTINGUISHING BOTTLE
F	3	FOAM MONITOR
W XX	207	WATER FIRE HOSE WITH NOZZLE THE LENGTH OF FIRE HOSE TO BE: - ACCOMMODATION : DN40 X 20M, - MACHINERY SPACE : DN50 X 15M, - OUTSIDE : DN50 X 20M
W 9.5L	1	WATER FIRE EXTINGUISHER (2.5 GALLONS)
CO_2 5KG	54	CO2 FIRE EXTINGUISHER (5 KG)
CO_2 9KG	2	CO2 FIRE EXTINGUISHER (9 KG)
F 9L	4	FOAM FIRE EXTINGUISHER (9L)
P 2KG	15	POWDER FIRE EXTINGUISHER (2 KG)
P 5KG	1	POWDER FIRE EXTINGUISHER (5 KG)
P 12KG	183	POWDER FIRE EXTINGUISHER (12 KG)
WC 9L	1	WET CHEMICAL FIRE EXTINGUISHER (9L)
CLASS D 13.6KG	2	CLASS-D FIRE EXTINGUISHER (30LB)
CO_2 9KG	2	CO2 WHEELED FIRE EXTINGUISHER (9 KG)
CO_2 10KG	3	CO2 WHEELED FIRE EXTINGUISHER (10 KG)
CO_2 45KG	2	CO2 WHEELED FIRE EXTINGUISHER (45 LB)
CO_2 90KG	2	CO2 WHEELED FIRE EXTINGUISHER (200 LB)
F 45L	10	FOAM WHEELED FIRE EXTINGUISHER (45 L)
F 125L	2	FOAM WHEELED FIRE EXTINGUISHER (125 L)
F 135L	1	FOAM WHEELED FIRE EXTINGUISHER (135 L)
P 50KG	4	POWDER WHEELED FIRE EXTINGUISHER (50 KG)
	12	PORTABLE FOAM APPLICATOR UNIT
FL	1	FIRE LOCKER
INERGEN	-	SPACES PROTECTED BY INERGEN FIRE- EXTINGUISHING SYSTEM
F	-	SPACES PROTECTED BY FOAM FIRE-EXTINGUISHING SYSTEM
W	-	SPACES PROTECTED BY WATER FIRE-EXTINGUISHING SYSTEM (DELUGE & WL-WATERMIST)
G	1	EMERGENCY GENERATOR
	3	EMERGENCY BATTERY
	1	EMERGENCY SWITCHBOARD
	2	AIR COMPRESSOR FOR BREATHING DEVICES
	7	CONTROL PANEL OF FIRE DETECTION AND ALARM (GAS = GAS DETECTION-1 NO) (ESD - 5NOS)
	12	PUSH BUTTON FOR GENERAL ALARM
INERGEN	65	IINERGEN HORN
	167	MANUALLY OPERATED CALL POINT
	-	SPACE MONITORED BY SMOKE DETECTOR (M-MULTI DETECTOR)
	-	SPACE MONITORED BY HEAT DETECTOR
	-	SPACE MONITORED BY FLAME DETECTOR
	-	SPACE MONITORED BY GAS DETECTOR(S) (H2S = H2S GAS DETECTION, HC = HC GAS DETECTION, H2 = H2 GAS DETECTION, O2 = OXYGEN GAS DETECTOR)
ES	28	EMERGENCY SWITCH (LOCATED ON EMERGENCY SHUTDOWN PANEL AND EMERGENCY STOP BUTTON)
C	2	CONTROL STATION
	17	EMERGENCY TELIPHONE

HELICOPTER RESCUE EQUIPMENT BOX INCLUDES:		QTY
1	ADJUSTABLE WRENCH	1
2	AIRCRAFT TYPE FIRE AXE	1
3	BOLT CUTTER	1
4	GRAB OR SALVING HOOK	1
5	CROW BAR	1
6	HEAVY DUTY HACKSAW WITH SIX(6) BALDES	1
7	FIRE RESCUE BLANKET	1
8	LIGHT WEIGHT LADDER (APPRX .3M)	1
9	HARNESS KNIFE AND SHEATH	2
10	SIDE CUTTING PLIER	1
11	ASSORTED SCREW DRIVER SET	1
12	LIFE LINE PLUS RESCUE HARNESS	1
13	POWER CUTTING TOOL	1
14	PORTABLE SAFETY LAMPS	2
15	STAINLESS KNIFE	1
16	GLOVES	2

FIRE LOCKER CONTENTS		
FL	ALL FIREMAN'S OUTFIT LOCKER HAVE THEIR OWN NO. FIREMAN'S OUTFIT LOCKER INCLUDES:	QTY
1	SCBA (INCLUDES 2 SPARE CYLINDERS, HARNESS AND COMMUNICATION KIT (EXCEPT RADIO) CAUTION FOR THE PORTABLE UHF RADIOS NO.3 AND NO.6 FIRE LOCKER EACH INCLUDES: A. TWO WAY UHF RADIOS - 2 NOS B. CHARGING STATIONS FOR RADIOS LOCATED IN WHEELHOUSE. C. EMERGENCY TEAM USE ONLY	1
2	LIFELINE WITH SNAPHOOK	1
3	FIRE AXE WITH COVER, BELT	1
4	PORTABLE ELECTRIC SAFETY LAMP WITH RECHARGEABLE BATTERY	1
5	NON-CONDUCTING BOOTS AND GLOVES	1
6	RIGID HELMET AND VISOR	1
7	JIMMY BAR	1
8	PROTECTIVE CLOTHING	1
9	FIREMAN TOOL (COMBINATION OF HAMMER /MAUL/CROW BAR)	1
10	PORTABLE GAS DETECTORS	2

APPROVED

MODU Code (2009) Ch. 9 and 10 and SOLAS 1974 as modified by the Protocol of 1988 Ch. II-2 and III

SAFEGUARDING LIFE, PROPERTY AND THE ENVIRONMENT - 1864 - DNV·GL

SEE LETTER

Date: 2017-03-08

FIREFIGHTING EQUIPMENT (CONT..)		
SYMBOL	QUANTITY	DESCRIPTION
	3	FIRE BLANKET
	1	FIRE EXTINGUISHER SPARE CHARGER - 29 NO.S OF 5KG CO2 FIRE EXTINGUISHER - 2 NO.S OF 9KG CO2 FIRE EXTINGUISHER - 60 NO.S OF 12KG DRY POWDER SPARE CHARGES - 1 PCS OF 9L WET CHEMICAL SPARE CHARGES
DECK CEILING	-	A CLASS DECK OR CEILING CLASSIFICATION
	12	PORTABLE GAS DETECTOR
INERGEN	2	INERGEN RELEASE LIGHT
EGL	2	EMERGENCY GEAR LOCKER
	5	LOCKER WITH ADDITIONAL BREATHING APPARATUS
DC	2	DAMAGE CONTROL LOCKER
	3	REMOTE CONTROL FOR VENTILATION FANS
	1	HELICOPTER CRASH KIT

LIFESAVING EQUIPMENT		
SYMBOL	QUANTITY	DESCRIPTION
	6	LIFEBOAT (70 PERSONS CAPACITY EACH)
	1	RESCUE BOAT (CAPACITY 6 PERSONS)
	16	INFLATABLE LIFE RAFTS (25 PERSONS CAPACITY)
	8	EMBARKATION LADDER
	5	LIFE BUOY
	2	LIFE BUOY WITH LINE
	5	LIFE BUOY WITH LIGHT
	2	LIFE BUOY WITH LIGHT AND SMOKE SIGNAL
	2	LIFE BUOY WITH LIGHT AND LINE
	557	LIFE JACKETS (INCLUDES QUANTITY IN STORAGE BOXES)
	3	ANTI-EXPOSURE SUIT
	202	IMMERSION SUIT (NEED NOT BE CARRIED ON BOARD WHEN CONSTANTLY OPERATING IN WARM CLIMATES PER SOLAS III/ REGULATION)
	17	SURVIVAL CRAFT PORTABLE RADIO
	2	EPIRB (EMERGENCY POSITION INDICATING RADIO BEACON)
	8	RADAR TRANSPONDER
	12	RED HAND FLARE(4SETS-12EACH)
	12	ROCKET PARACHUTE FLARES (BRIDGE DISTRESS KIT)
	4	LINE-THROWING APPLIANCE
X	2	MUSTER STATION
	1	STRETCHER
X	8	LIFE JACKET STORAGE BOX (X = QUANTITY PER BOX)
	26	EMERGENCY ESCAPE BREATHING DEVICE (EEBD)
	5	EMERGENCY SHOWER
	10	EMERGENCY EYEWASH
	1	EMERGENCY TORCH
	-	PRIMARY ESCAPE ROUTE
	-	SECONDARY ESCAPE ROUTE

EMERGENCY GEAR LOCKER (FWD & AFT) CONTENTS		
EGL	EACH EMERGENCY GEAR LOCKER INCLUDES:	QTY
1	LIFELINE CABLES	5
2	SAFETY HARNESS - UNIVERSAL	2
3	FIRE AXE	1
4	HATCHET	5
5	PRY BAR	4
6	HALLIGAN TOOL	4
7	SPARE NOZZLES (FOR EGL TEAM#1) (1 STARIGHT & 3 PISTOL) SPARE NOZZLES (FOR EGL TEAM#2) (2 STARIGHT & 2 PISTOL)	4 4
8	SPARE FIRE HOSES	2
8	SPANNER WRENCH	2
9	Y GATES/REDUCERS (2.5" TO TWO 1.5")	2
10	90 LOW VELOCITY FOG APPLICATOR	1
11	BALL VALVE W/ NAKAJIMA FITTINGS	1
12	FOAM EDUCTOR	1
13	HEAVY (LOW EXPANSION) FOAM NOZZLE	1
14	RADIO - BLUE UHF	2
15	PELICAN FLASHLIGHTS: PELICAN ORANGE FLASHLIGHTS (EXP 12/2024) PELICAN FLASHLIGHT KOREAN FLASHLIGHT	1 5 4
16	BUNKER SUITS: (CONSISTS OF JACKET & PANTS) XXL BUNKER SUIT XL BUNKER SUIT L BUNKER SUIT M BUNKER SUIT S BUNKER SUIT	1 2 2 2 1
17	HELMETS: RED HELMET YELLOW HELMET	1 6
18	NOMEX HOODS	10
19	NON-CONDUCTING BOOTS AND GLOVES	8
20	SCBA PACKS & MASKS "IN USE" SCBA BOTTLES "SPARE" SCBA BOTTLES	6 6 10
21	BOLT CUTTERS	1
22	SLEDGE HAMMER	1
23	STAT-X FIRE SUPPRESSANT	3
24	WATER EXTINGUISHERS - RED	3
25	CO2 FEXT	2
26	AFFF 3% - 5 GAL	4

REFERENCE DATA		
NO.	DRAWING NO.	DESCRIPTION
1	DTH-A001	GENERAL ARRANGEMENT OUTBOARD PLAN
2	DTH-A002	GENERAL ARRANGEMENT PLAN VIEW
3	DTH-A003	GENERAL ARRANGEMENT UPPER DECK
4	DTH-A004	GENERAL ARRANGEMENT E AND NAVIGATION BRIDGE DECKS
5	DTH-A005	GENERAL ARRANGEMENT C AND D DECKS
6	DTH-A006	GENERAL ARRANGEMENT A AND B DECKS
7	DTH-A007	GENERAL ARRANGEMENT 1ST AND MAIN DECKS
8	DTH-A008	GENERAL ARRANGEMENT 2ND DECK
9	DTH-A009	GENERAL ARRANGEMENT TANK PLAN AND INNER BOTTOM

22 FEB 2017

THIS DRAWING IS A COMPOSITION OF DTH-A013 REV. 0 SHEETS 1 THRU 8.

DTH - A013 REV 0 - POSTER

SIZE: (L) 1189 MM X (B) 841 MM

SCALE 1:575